

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»
Архитектурно-строительный институт
Теплогасоснабжение и вентиляция, водоснабжение и водоотведение

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой ТГВВиВ

(подпись) М.Н. Кучеренко
(И.О. Фамилия)
« ____ » _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ на выполнение бакалаврской работы

Студент группы СТРбз 1132 Тарасов Александр Николаевич

1. Тема г. Самара «ОАО «Электроцит» Газоснабжение корпуса №2
2. Срок сдачи студентом законченной выпускной квалификационной работы _____
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе генплан объекта.
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов, разделов) Исходные данные, Наружный газопровод, Внутренний газопровод, Контроль и автоматизация, Организация монтажных работ, Безопасность и экологичность технического объекта.
5. Ориентировочный перечень графического и иллюстративного материала Общие данные, расположение газопровода среднего и низкого давления на фасадах цехов, переходный мост, и контрольная трубка в ковре, аксонометрическая схема газопровода высокого и среднего давления, аксонометрическая схема газопровода низкого давления, пункт учета и редуцирования газа.
6. Консультанты по разделам Анциферов С.А., Фадеева Т.П.,
7. Дата выдачи задания «4» апреля 2016 г.

Руководитель выпускной
квалификационной работы

(подпись)

Д.Ю. Слесарев
(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

(подпись)

А.Н. Тарасов
(И.О. Фамилия)

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»
Архитектурно-строительный институт
Теплогасоснабжение и вентиляция, водоснабжение и водоотведение

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой ТГВВиВ

_____ М.Н. Кучеренко
(подпись) (И.О. Фамилия)

« ____ » _____ 20 ____ г.

**КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН
выполнения бакалаврской работы**

Студента группы СТРбз 1132 Тарасова Александра Николаевича
по теме г. Самара «ОАО «Электрощит» Газоснабжение корпуса №2

Наименование раздела работы	Плановый срок выполнения раздела	Фактический срок выполнения раздела	Отметка о выполнении	Подпись руководителя
Исходные данные	04.04.2016	11.04.2016	Выполнено	
Наружный газопровод	25.04.2016	25.04.2016	Выполнено	
Внутренний газопровод	04.05.2016	04.05.2016	Выполнено	
Контроль и автоматизация	11.05.2016	11.05.2016	Выполнено	
Организация монтажных работ	16.05.2016	16.05.2016	Выполнено	
Безопасность и экологичность объекта	18.05.2016	17.05.2016	Выполнено	

Руководитель выпускной
квалификационной работы

_____ Д.Ю. Слесарев
(подпись) (И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

_____ А.Н. Тарасов
(подпись) (И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

Запроектирована тупиковая система газоснабжения цеха №2 на предприятии ОАО «Электроцит». Выполнен гидравлический расчёт наружного и внутрицехового газопровода. Определены диаметры газопроводов. Подобрано оборудование.

Разработана организация строительно-монтажных работ наружного и внутреннего газопровода. Проведены технико-экономические расчёты, подсчитаны сметы на монтаж газопроводов. Рассмотрены мероприятия по безопасности проекта монтажа.

СОДЕРЖАНИЕ		Стр.
ВВЕДЕНИЕ		6
1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ		7
1.1	Описание объекта, климатологические данные и грунтовые условия	7
1.2	Система газоснабжения	8
1.3	Система газоснабжения и система подключения потребителей газа к газовым сетям	8
1.4	Обоснование необходимости системы газоснабжения	11
2. НАРУЖНЫЙ ГАЗОПРОВОД		12
2.1	Расчет потребления газа	12
2.2	Конструирование системы газоснабжения	13
2.3	Гидравлический расчет сети высокого давления	17
2.4	Гидравлический расчет сети среднего давления	18
2.5	Расчет и подбор оборудования ПУРДГ	19
2.6	Защита трубопроводов от коррозии	22
3. ВНУТРЕННИЙ ГАЗОПРОВОД		28
3.1	Расчет потребления газа	28
3.2	Конструирование газовой сети	31
3.3	Гидравлический расчет	31
4. КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ		35
5. ОРГАНИЗАЦИЯ МОНТАЖНЫХ РАБОТ		37
5.1	Технология монтажа	37
5.2	Определение объемов работ	38
5.3	Определение трудоемкости работ.	43
6. Безопасность и экологичность объекта		46
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		51
ПРИЛОЖЕНИЯ		54

ВВЕДЕНИЕ

Доля природного газа в топливном балансе России составляет около 60%. Так как природный газ является высокоэффективным энергоносителем, в условиях экономического роста в стране газификация может составить основу социально-экономического развития регионов России, обеспечить улучшение условий труда и быта населения, а также снижение загрязнения окружающей среды. [1]

Широкое внедрение в народное хозяйство природного газа как технологического и энергетического топлива, а также сырья для химической промышленности обусловлено не только высокими темпами роста добычи газа, но и техническими и экономическими преимуществами его перед другими видами топлива. [4]

Использование газового топлива позволяет внедрять эффективные методы передачи теплоты, создавать экономичные и высокопроизводительные тепловые агрегаты с меньшими габаритными размерами, стоимостью и высоким КПД, а также повышать качество продукции при использовании природного газа в качестве сырья.

Основной задачей при использовании природного газа является его рациональное потребление, то есть снижение удельного расхода посредством внедрения экономичных технологических процессов, при которых наиболее полно реализуются положительные свойства газа.

Крупным предприятием по добыче природного газа является ОАО «Газпром». Одним из крупных потребителей природного газа в Самарской области является ОАО «Электрощит». На предприятии природный газ нашёл следующее применение. Использование предприятием природного газа позволяет удовлетворять свои потребности в отоплении и вентиляции, а также использовании горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд. В настоящее время идет строительство новых цехов, а так же реконструкция существующих с целью расширения и внедрения новых технологий. [1]

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Описание объекта, климатологические данные и грунтовые условия

ОАО «Электрощит» корпус №2 расположен в городе Самара, Самарской области [1].

Таблица 1 - Климатологические данные района

Город	Температура наиболее холодной пятидневки, °С	Температура наиболее холодного периода, °С	Средняя температура отопительного периода, °С	Продолжительность отопительного периода, сут.	Температура наружного воздуха в летний период, °С
Самара	- 30	- 18	- 5,2	203	26,3

Географические координаты города Самара 53° с.ш. и 50° в.д. Зона района сухая. Группа района - 1А.

Геологические данные в районе прокладки газопровода: насыпной уплотненный грунт - смесь почвы, щебня и песка 0,8-1,4 м, ниже глины коричневые тугопластичные. Глубина промерзания грунта до 1,8 м. Коррозионная активность грунтов по ГОСТ 9.602-2005 [3] – средняя.

Неблагоприятные процессы и явления, отрицательно влияющие на строительство и дальнейшую эксплуатацию сооружения, отсутствуют.

Низшая теплота сгорания природного газа составляет 35,32 МДж/м³.

Рельеф местности ровный. Корпус №2 где изготавливают профнастил, а рядом с ним располагается корпус где изготавливают сэндвич панели. Ситуационный план приведён на листе 1.

Корпус №2 представляет собой отапливаемое каркасное одноэтажное трехпролетное здание. Здание корпуса №2 имеет размеры в плане 116×235 м, с шириной пролетов 6 м и высотой до низа конструкций покрытия 13 м. Производственная площадь корпуса без вспомогательных помещений составляет 25700 м².

1.2 Расход газа

В данном цехе газовое топливо будет использоваться для отопления и вентиляции основных площадей цеха, мастерских и хозяйственно-бытовых помещений и для подготовки горячей воды.

Расход газа определяем по мощности имеющегося оборудованию монтаж, которого выполнил заказчик это инфракрасных газолучистых обогревателей и блочно-модульной котельной. Основной задачей данного проекта является запитать газом эти объекты, спроектировав газотранспортную систему для этих потребителей. Расход газа определяем по методике указанной в [4].

1.3 Система газоснабжения и система подключения потребителей газа к газовым сетям

Система газоснабжения в данном проекте запроектирована по двухступенчатой схеме. Газоснабжения осуществляется от существующего ГРПШ внутриплощадочной сети высокого давления с давлением в точке подключения 0,6 МПа. В проекте присутствуют два вида потребителей это потребители среднего и низкого давления. Для понижения давления используется пункт учета и редуцирования газа. Подключение к потребителям происходит непосредственно без изменения давления. Давление перед потребителями соответствует номинальным параметрам газопотребляющих установок.

Имеющееся оборудование

Инфракрасные обогреватели SOLARUBE TUP50

Для отопления основных помещений цеха устанавливаются «тёмные» инфракрасные обогреватели SOLARUBE TUP50. Устанавливаемые на подвесах, на отметке +7,2 метра. Габаритные размеры 11,5x0,65x0,42м.[29]

Для определения количества инфракрасных газолучевых нагревателей. Используется таблица №2 для определения обогреваемой площади одного прибора.

Таблица 2 – Определение отопляемой площади прибора

		Площадь покрытия
Высота подвески (м)		h
Длина (м)	A	3 x h
Ширина (м)	B	2,1 x h

Данные инфракрасные обогреватели потребляют газ низкого давления, номинальное давление 1,3 кПа максимальное 1,8 кПа. Тепловая мощность горелки - 47,0 кВт.[29]

Принцип действия отопительных аппаратов представляющих собой подвешенную систему. Аппарат типа TUP50 характеризуется сгоранием газа в U-образной трубе, которая раскаляется докрасна и излучает тепло, нагревая поверхности находящиеся в зоне ее действия. Вытяжной вентилятор с выводным устройством, соединенным с удаляющим воздуховодом продуктов сгорания. Вытяжной зонт: гарантирует наилучшую диффузию продуктов сгорания на крыше цеха. [29]

Общий вид инфракрасного обогревателя представлена на рисунке 1.1.

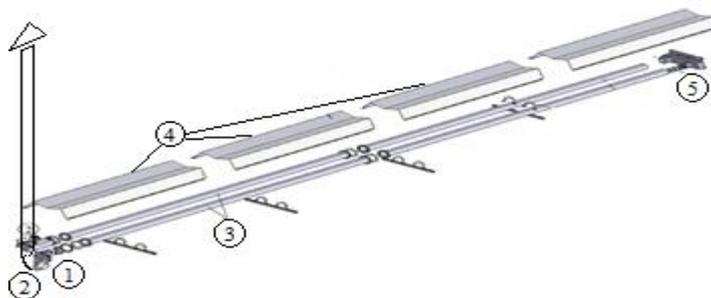


Рисунок 1.1 – Общий вид инфракрасного обогревателя фирмы Solaronics

1 – вытяжной вентилятор; 2 – корпус горелки; 3 – труба излучатель; 4 – отражатель; 5 – турбулизатор;

Блочно-модульная котельная

В цехе установлена блочно-модульная котельная MKS ALFA 200 с двумя котлами Viessmann Vitoplex 300 суммарной мощностью 4МВт. [27]

Схема блочно-модульная котельная MKS ALFA 200 представлена на рисунке 1.2.

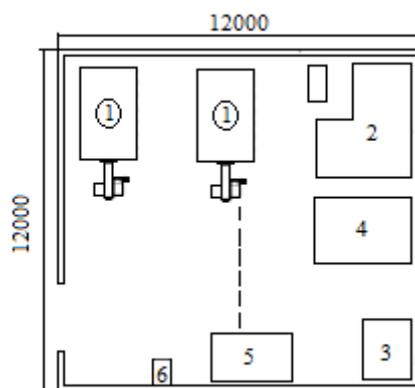


Рисунок 1.2 – Схема блочно-модульная котельная MKS ALFA 200

1 – Котел водогрейный с горелочным устройством; 2 – Блок теплообменников сетевой воды; 3 Блок сетевых насосов; 4 – Блок теплообменников горячего водоснабжения; 5 – Блок химводоподготовки; 6 – Щит электропитания и управления.

Котельный агрегат Viessmann Vitoplex 300

Viessmann Vitoplex 300 стальной низкотемпературный котел для работы на жидком и газообразном топливе мощностью 2000 кВт. [28]

• Схема VIESMANN VITOPLEX 300 представлена на рисунке 1.4.

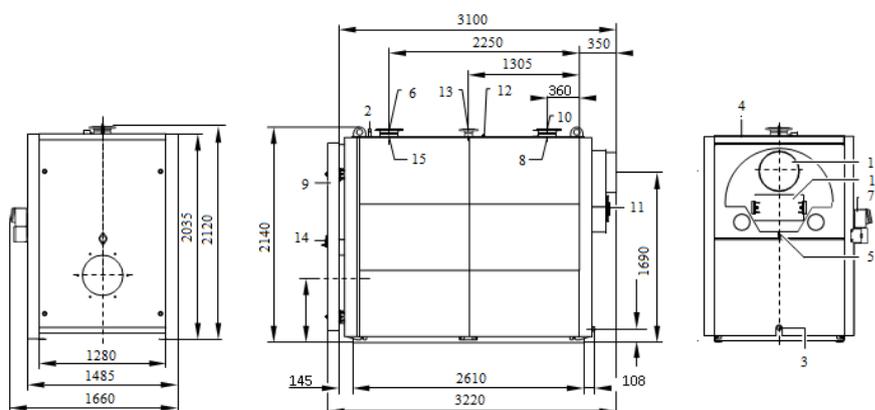


Рисунок 1.3 – Общий вид котельного агрегата Viessmann Vitoplex 300:

1. Дымоход; 2. Муфта для устройства ограничения максимального давления ($R \frac{1}{2}$); 3. Патрубок опорожнения; 4. Площадка на верхней части котла (проходная); 5. Конденсатоотводчик; 6. Обратная магистраль котла; 7. Контроллер котлового контура; 8. Датчик температуры котловой воды (изображен со смещением); 9. Дверь котла; 10. Подающая магистраль котла; 11. Отверстие для чистки; 12. Муфта для дополнительного регулирующего устройства ($R \frac{1}{2}$); 13. Патрубок аварийной линии (предохранительный клапан); 14. Смотровое отверстие; 15. Погружная гильза для датчика температуры Therm-Control;

Газовые горелки

Горелка фирмы Weishaupt типа monarch RGMS8/1-D установлена в котле Viessmann Vitoplex 300. Газ из магистрали под давлением и воздух, нагнетаемый дутьевым вентилятором, подаются двумя отдельными потоками к узлу смешения, на выходе из которого происходит воспламенение газозвушной смеси. Горелки Weishaupt являются блочными, то есть содержащими вентилятор, средства регулирования и иные элементы в едином корпусе. По давлению газа, горелки являются горелками среднего давления. Параметры горелки Weishaupt указаны в таблица 1.2. [30]

Таблица 3 - Параметры горелки Weishaupt monarch RGMS8/1-D

Параметры	Минимальные	Номинальные	Максимальные
Мощность горелки, кВт	400	1100	2050
Давление газа, МПа	0,0015	0,0056	0,008
Расход газа, м ³ /ч	40	112	215

Схема горелки представлена на рисунке 1.1.

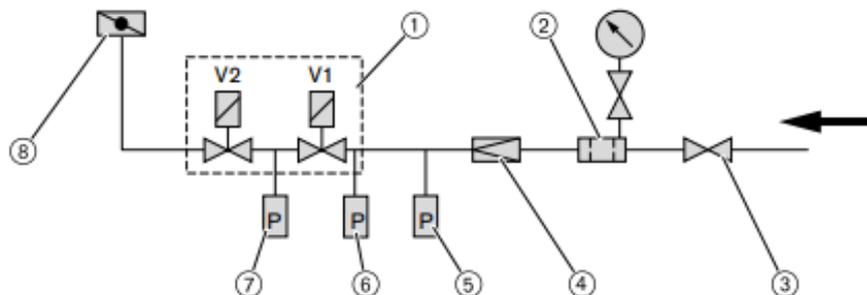


Рисунок 1.4 – Схема горелки фирмы Weishaupt RGMS8/1-D

1 – двойной газовый клапан; 2 – фильтр; 3 – шаровой кран; 4 – регулятор давления газа; 5 – реле максимального давления газа; 6 – реле минимального давления газа; 7 – реле давления контроля герметичности; 8 – дроссель.

В период максимальной нагрузки предусматривается работа обеих горелок котлов с выходом их на расчетную мощность.

2. НАРУЖНЫЙ ГАЗОПРОВОД

2.1 Расчет потребления газа

Номинальный расход газа прибором определяется по формуле [4]

$$q_{nom} = 3600 \frac{N}{Q_H^c}, \quad (2.4)$$

где Q_H^c – низшая теплота сгорания газа, кДж /м³;

N – мощность прибора, Вт;

Известна исходя из технических характеристик, выбранной для установки блочно-модульной котельной мощность – 4 МВт. По этой формуле определяем часовой расход газа котельными агрегатами.

$$q_{nom} = 3600 \cdot \frac{4000}{35320} = 407, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Потребителем газа среднего давления является котельная цеха. Низкое давление потребляют газолучистые обогреватели. Основные показатели оборудования в цехе приведены в таблица 2.1.

Таблица 4 – Основные показатели оборудования в цехе

Наименование агрегата	Кол-во	Расход газа, м ³ /ч		Давление, МПа	Примечания
		на агрегат	общий		
Котельный агрегат Viessmann Vitoplex 300	2	203	407	0,3	
Инфракрасный обогреватель Solarube TUP50	86	4,5	413	0,002	
Итого:	88		820		

2.2 Конструирование сети газоснабжения

Газопровод высокого давления для данного проекта выбран: для снижения металлоемкости, а также ввиду возможного увеличения нагрузок на данный газопровод и увеличения абонентских вводов. Газопровод прокладывается на значительной высоте, для исключения на него механических воздействий. Нормативная документация позволяет проводить внутриплощадочные газопроводы ввиду совпадения требований для газопроводов среднего и высокого давления. [7]

Газоснабжение осуществляется от существующего ГРПШ находящегося у восточного фасада корпуса №1 на расстоянии 33 м по оси 33'. В точке подключения давление 0,6 МПа установлена запорная арматура в месте врезки - кран шаровый Ду100. Под асфальтированной дорогой газопровод прокладывается под землей, пересекая дорогу под прямым углом. Под землей укладывается полиэтиленовая труба 110x10, заключенная в футляр ПЭ 100 ГАЗ SDR11 160x14,6 с выводом контрольной трубки под ковер. Полиэтиленовый газопровод укладывают в траншею шириной 0,5м глубиной 1,5м змейкой для компенсации температурных удлинений. По всей ширине траншеи предусматривается основание под газопровод из песка толщиной не менее 0,1м и засыпка песком на высоту 0,2м над верхней образующей трубопровода. Газопровод в футляре проложить открытым способом с выравниванием и уплотнением грунта и восстановлением дорожного покрытия в районе дороги. Для соединения со стальным газопроводом используется неразъемное соединение "полиэтилен-сталь" 110/108. Обозначение подземного участка газопровода предусматривается с помощью опознавательных знаков на столбиках, устанавливаемых в местах поворота трассы над концами футляра, и с помощью сигнальной ленты. Пластмассовая сигнальная лента желтого цвета шириной не менее 0,2м с несмываемой надписью "Осторожно! Газ"

укладывается на расстоянии 0,2м от верха присыпаемого газопровода вдоль всей трассы.

У стены корпуса №1 газопровод выходит из-под земли между осями 32' и 33' и 33' +0,1 м. На отметке +1,700 м установлена запорная арматура - кран шаровый Ду100. Далее газопровод горизонтально прокладывается по фасаду пристройки к цеху на отметке +3,400. После газопровод, закрепленный с помощью крючьев, поднимается до отметки +8,200 м. На отметке +8,200 метка газопровод по скользящим опорам проходит по фасаду цеха №2 по осям 33' и 43', Х' и А', 43' и 22'+2м. От этой точки газопровод прокладывается по пролетам переходного моста на отметке +8,200 до цеха №1 до оси 22+5,4 м. В этой точке газопровод опускается до отметки +7,200 и по фасаду корпуса №2 прокладывается до оси 38. Далее газопровод прокладывается по осям Ф-Ц, 38-43, Ц-К-0,2 м и опускается до отметки +1,700 где устанавливается кран шаровый Ду100 и изолирующее соединение далее газопровод входит в пункт учета и редуцирования газа (ПУРДГ), расположенного в осях И+2,2м - К-1м на расстоянии 2 м от стены корпуса №2.

Необходимость установки ПУРДГ обусловлена тем, чтобы запитать котельную, потребляющую среднее давление и систему внутреннего газопотребления низкого давления корпуса. Раздельная система распределения с разным давлением запроектирована во избежание скачков давления при включении и отключении оборудования. ПУРДГ-Ш-2-250 с одним входом, двумя выходами, на выходе из ПУРДГ на газопроводе среднего давления устанавливается запорная арматура - кран шаровый Ду100 и прокладывается по металлическим опорам до точки Ж по оси И+0,25м на отметке +1,700 м стены цеха №1. Далее газопровод прокладывается вертикально до отметки +7,200 затем по металлическим колоннам цеха №1 по осям И+0,25м - В, 43 - 38, В - А, 38 - 27-0,3м. В этой точки газопровод снижается до отметки до отметки +3,200 и прокладывается горизонтально до оси 26+2м и опускается до отметки

+1,800. Из этой точки газопровод прокладывается горизонтально до оси 26, где устанавливается запорная арматура - кран шаровый Ду100 и изолирующее соединение и прокладывается горизонтально до оси 25+4м. Из этой точки газопровод прокладывается вертикально до отметки +3,200 затем газопровод прокладывается горизонтально на скользящих опорах с хомутами до оси 25 - 0,3 м и опускается до ввода в котельную до отметки +2,500. Ввод в котельную осуществляется через стену с прокладкой газопровода в футляре. Пространство между газопроводом и футляром на всю его длину заделывается резиновыми втулками. Пространство между стеной и футляром заделывается бетонным раствором на всю толщину пересекаемой конструкции. После ввода газопровода в котельную газопровод, на нем устанавливается электромагнитный клапан с установкой пассивных мер защиты. Далее газопровод прокладывается по опорам отметке +2,500. И опускается к горелкам до отметки +0,700, перед каждой горелкой устанавливается запорная арматура. К наиболее удаленному от ввода участку газового коллектора присоединяют продувочный трубопровод диаметром 20мм, который используют для освобождения газопроводов от воздуха перед пуском котельной и для вытеснения газа воздухом при консервации и длительной ее остановке. Продувочные трубопроводы предусматриваются также от газопроводов каждого котла перед последним по ходу газов отключающим устройством и должны иметь минимальное количество поворотов. Их выводят вне здания котельной на высоту не менее чем на 1 м выше карниза крыши на отметку +14.000, в месте, где обеспечиваются безопасные условия для рассеивания газа. Концы продувочных трубопроводов загибают либо устанавливают над ними защитные зонты во избежание попадания атмосферных осадков. [7]

Вертикальные участки газопровода крепятся с помощью крючьев. Горизонтальный газопровод прокладывается на скользящих опорах с хомутами. К металлическим колоннам цеха опоры привариваются. [7]

Сварные стыки газопровода должны находиться на расстоянии не менее 200 мм от креплений газопровода. Вертикальные участки газопровода крепятся с помощью крючьев. Горизонтальный газопровод прокладывается на скользящих опорах с хомутами. К металлическим колоннам цеха опоры привариваются. [7]

2.3 Гидравлический расчет сети высокого давления

Источником снабжения природным газом являются внутриплощадочные сети с давлением равным 0,6 МПа.

Произведем гидравлический расчет наружной сети газопровода высокого давления. Вычерчиваем расчетную схему сети, разбиваем ее на участки и нумеруем, начиная от места врезки ГРПШ до места врезки в ПУРДГ. Определяем фактическую и расчетную длины участков. Определяем расчетный расход газа по таблице 2.2 - 821 м³/ч. Длина наружного газопровода составляет 615 м, а расчетная длина газопровода принимаем 676,5 метра.

Диаметр труб составляет стального газопровода 108х4,0, а полиэтиленового 110х10. Для выбранных стандартных диаметров труб определяем по номограмме для расчета сетей высокого и среднего давления для стальных и полиэтиленовых труб действительный гидравлический уклон A_{cp} , принимаем средний гидравлический уклон равный 15 кПа²/м.

Средний гидравлический уклон определяется по формуле: [4]

$$A_{cp} = (P_n^2 - P_k^2) / L_p, \text{кПа}^2 / \text{м}, \quad (2.1)$$

где P_n - начальное абсолютное давление, кПа;

P_k - конечное абсолютное давление, кПа;

L_p - расчетная длина газопровода, м.

Выражаем из данной формулы P_k и определяем конечное давление по формуле:

$$P_k = \sqrt{P_n^2 - A_{cp} \cdot L_p}, \text{кПа} \quad P_k = \sqrt{600^2 - 15 \cdot 676,5} = 590 \text{кПа} \quad (2.2)$$

Расчётная схема сети наружного газопровода высокого давления представлена на листе.

2.4 Гидравлический расчет сети среднего давления

Газопровод 0,3 МПа среднего давления, от ПУРДГ до ввода в котельную, проходит по фасаду цеха прокладывается по креплениям, к стальным колоннам цеха.

Произведем гидравлический расчет наружной сети газопровода среднего давления. Вычерчиваем расчетную схему сети (рис. 3.2), разбиваем ее на участки и нумеруем, начиная с врезки от ПУРДГ до горелок котельных агрегатов в котельной.

Определяем фактическую и расчетную длины участков. Определяем расчетный расход газа на участке сети. Длина первого участка газопровода составляет 184 м, расчетную длину газопровода принимаем 202,4 метра. Длина второго участка газопровода составляет 6,1 м, расчетную длину газопровода принимаем 6,71 метра.

Диаметр труб на обоих участках составляет стального газопровода 108x4,0. Для выбранных стандартных диаметров труб определяем по номограмме для расчета сетей высокого и среднего давления для стальных труб действительный гидравлический уклон A_{cp} , принимаем средний гидравлический уклон равный 4 кПа²/м.

Определяем конечное давление по формуле 2.2:

$$P_k = \sqrt{P_n^2 - A_{cp} \cdot L_p}, \text{кПа}$$

Результаты гидравлического расчета сводятся в таблицу 5

Таблица 5 – Гидравлический расчет газопровода среднего давления

№ п/п	Длина участка, м		Расчетный расход, м ³ /ч	Диаметр труб, мм	A, кПа ² /м	AL, кПа ²	Давление, МПа	
	факт.	расч.					P _н	P _к
1-2	6,1	6,71	204	75x3	5,4	36	0,01	0,008
2-3	184	202,4	408	108x4	4	809	0,03	0,01
Ответвление								
2-4	1,5	1,65	204	57x3	22	36	0,01	0,008

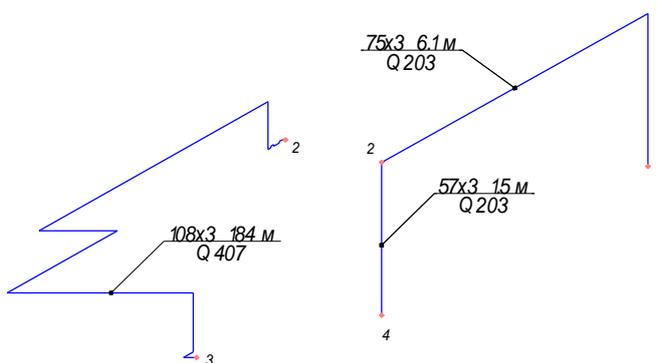


Рисунок 3.1 - Расчётная схема сети газопровода среднего давления

2.5 Расчет и подбор пункта учета и редуцирования газа

Определяем пропускную способность регуляторов давления газа по формуле 3.3 [4]

$$Q = \frac{F_y}{\sqrt{\xi}} \cdot \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (2.3)$$

где F_y - площадь сечения присоединительных патрубков регулирующего органа (или площадь условного прохода) к которой отнесены все потери, как в клапане, так и в корпусе, см²;

ξ - коэффициент гидравлического сопротивления регулирующего органа, отнесенный к площади условного прохода;

Δp - перепад давления на регуляторе, кПа;

ρ - плотность газа, м³/ч;

Определяем коэффициент гидравлического сопротивления регулирующего органа по формуле 3.4 [4]

$$\xi = \frac{f \cdot \sqrt{\xi_c}}{F_y} \quad (2.4)$$

f - сумма площадей сечения обоих седел клапана, см²;

ξ_c - коэффициент сопротивления седел клапана принимаем по [31];

Определяем пропускную способность регуляторов давления газа по формулам 3.3, 3.4

$$1 \text{ Седло } 20 \text{ мм} \quad \xi_c = \frac{6,28 \cdot \sqrt{2,72}}{19,625} = 0,87 \quad Q = \frac{19,625}{\sqrt{0,87}} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 597}{0,73}} = 1050, \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$2 \text{ Седло } 14 \text{ мм} \quad \xi_c = \frac{6,28 \cdot \sqrt{3,7}}{19,625} = 1,07 \quad Q = \frac{19,625}{\sqrt{1,047}} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 570}{0,73}} = 670, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Пропускная способность ПУРДГ по таблицам, предоставленным в паспорте на установку и регуляторы, при $P_{\text{вх.}} = 0,6 \text{ МПа}$ - $Q_1 = 1050 \text{ м}^3/\text{ч}$ $Q_2 = 670 \text{ м}^3/\text{ч}$. Регуляторы давления подобраны с запасом, компенсирующим изменение теплотворной способности газа. Регулятор с понижением до низкого давления с большей пропускной способностью подобран на случай увеличения в перспективе газопотребляющих установок. [31]

Подбираем пункта учета и редуцирования газа ПУРДГ-Ш-2-250 с одним входом, двумя выходами, регуляторами РДНК-50/1000 (седло 20) и РДСК-50/400М (седло 14), байпасом, выпускаемого фирмой ООО "ЭЛЬСТЕР Газэлектроника" г. Арзамас. Это комбинированные регуляторы со встроенными в одном корпусе предохранительным запорным и сбросным клапанами. Регулятор РДНК-50/1000 (седло 20) предназначен для снижения давления газа с высокого II категории $P_{\text{вх.}} = 0,6 \text{ МПа}$ до низкого $0,003 \text{ МПа}$ для газоснабжения производственного корпуса №2. Регулятор РДСК-50/400М (седло 14) предназначен для снижения давления газа с высокого I категории $P_{\text{вх.}} = 1,2 \text{ МПа}$ до среднего $0,03 \text{ МПа}$ для газоснабжения котельной. Оборудование пункта учета и редуцирования газа размещается в

металлическом шкафу с предупредительной надписью "ОГНЕОПАСНО ГАЗ!" имеющим надежные запоры. Шкаф поставляется на раме и устанавливается на фундамент, габариты ПУРДГ 2,8x1,0x1,86 (h). Масса шкафа - 1000 кг.[22],[31]

Технические характеристики пункта учета и редуцирования газа представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики ПУРДГ

Параметры	ПУРДГ-Ш-2-250
Регулятор давления газа	РДСК-50/400М
Диапазон входного давления, МПа	0,05 – 1,2
Диапазон выходного давления, МПа	0,01 – 0,05
Диапазон настройки предохранительно сбросного клапана, МПа	0,033 – 0,058
Максимальная пропускная способность при максимальном входном давлении, м ³ /ч	670
Регулятор давления газа	РДНК-50/1000
Диапазон входного давления, МПа	0,05 - 0,6
Диапазон выходного давления, МПа	0,002 – 0,005
Диапазон настройки предохранительно сбросного клапана, МПа	0,0033 – 0,0058
Максимальная пропускная способность при максимальном входном давлении, м ³ /ч	1050

Пункт учета и редуцирования газа ПУРДГ-Ш-2-250 служит для редуцирования высокого давления газа на низкое и среднее, автоматического поддержания заданного выходного давления независимо от изменений расхода и входного давления от допустимых заданных значений, очистки газа, поставляемого по ГОСТ 5542-87.[27]

В конструкции пункта предусмотрена естественная постоянно действующая вентиляция, через жалюзийные решетки, обеспечивающие трехкратный воздухообмен в час. Также в конструкции ПУРДГ

предусмотрен электрический обогреватель во взрывобезопасном исполнении. Условия эксплуатации ПУРДГ соответствуют климатическому исполнению «У», категории 1 по ГОСТ 15150-69* для работы при температуре окружающей среды от -40°C до $+60^{\circ}\text{C}$. [31] [16]

Продувочные и сбросные трубопроводы (свечи) ПУРДГ выводят по стене корпуса №2 на отметку $+14,0$ м над уровнем земли (на 1 м выше карниза корпуса). Конструкция оголовка продувочных газопроводов исключает попадание атмосферных осадков в эти газопроводы. [10]

Вокруг пункта учета и редуцирования газа имеются асфальтобетонное покрытие и подъездные внутриплощадочные пути для обслуживающих, аварийных и пожарных машин.

Для защиты оборудования от статического и атмосферного электричества предусматривается заземление и молниезащита.

Подбор коммерческого узла учета

Расход газа из исходных данных:

$$\begin{aligned} Q_{1\min} &= 40 \text{ нм}^3/\text{ч} & Q_{2\min} &= 4,5 \text{ нм}^3/\text{ч} & Q_{\min} &= 44,5 \text{ нм}^3/\text{ч} \\ Q_{1\max} &= 407,0 \text{ нм}^3/\text{ч} & Q_{2\max} &= 412,8 \text{ нм}^3/\text{ч} & Q_{\max} &= 820,8 \text{ нм}^3/\text{ч} \end{aligned}$$

Избыточное давление газа в газопроводе в месте установки счетчика.

$$P_{\text{изб.}} = 6,0 \text{ кгс/см}^2$$

1. Расход газа для подбора счетчика приводится к рабочим условиям

$P_{\text{абс}}$ - абсолютное давление газа в газопроводе

$$P_{\text{абс}} = P_{\text{изб}} + P_{\text{атм}}, \quad P_{\text{атм}} = 1,013 \text{ кгс/см}^2 \quad (3.1)$$

$$P_{\text{абс}} = 5,9 + 1,013 = 6,913 \text{ кгс/см}^2$$

2. Минимальный $Q_{\text{р min}}$ и максимальный $Q_{\text{р max}}$ расходы газа через счетчик при рабочих условиях соответственно будут:

$$Q_{\text{р min}} = 44,5 : 7,013 = 6,34 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$Q_{\text{р max}} = 820,8 : 7,013 = 117 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Для измерения и коммерческого учёта данного расхода газа подобран счётчик, СГ-ЭК-Р-0,75-250/1,6, выпускаемого фирмой ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» г. Арзамас. Параметры, приведены в таблице 7. [31]

Таблица 7 – Технические характеристики

Параметры	СГ-ЭК-Р-0,75-250/1,6
Рабочее давление, МПа	до 1,6
Диапазон рабочих температур, °С	–30 до +50
Потеря давления, Па	1200
Предел относительной погрешности Q_{\max} , %	
от 20 до 100 %	±1
от 5 до 20 %	±1

Измерительный комплекс СГ-ЭК-Р-0,75-250/1,6 (1:100) предназначен для учета (в том числе при коммерческих операциях) расхода природного газа по ГОСТ 5542 в единицах приведенного к стандартным условиям объема (количества) посредством автоматической электронной коррекции показаний счетчика газа типа RVG (в дальнейшем – счетчик RVG) по температуре, давлению и коэффициенту сжимаемости измеряемой среды. [31]

Средства измерения внесены в государственный реестр средств измерений России, имеет методику поверки как единого измерительного комплекса расхода газа.

Комплекс СГ-ЭК-Р-0,75-250/1,6 (1:100) состоит из следующих составных частей (блоков):

- а) счетчика газа RVG G160 ($Q_{\max}/Q_{\min}=100$);
- б) корректора объема газа электронного ЕК270 со встроенными в корпус датчиками температуры и давления.

Корректор объема газа ЕК270 представляет собой самостоятельное микропроцессорное устройство с автономным питанием, предназначен для измерения объема природного газа, приведенного к стандартным (нормальным) условиям, в зависимости от вычисленного объема газа при

рабочих условиях, измеренных температуры и давления газа и фиксированного коэффициента сжимаемости газа. [31]

Межповерочный интервал комплекса СГ-ЭК – 5 лет.

Обслуживание ПУГ ШУГО осуществляется с одной стороны. Счетчик RVG подобран с учетом максимального расхода газа на предприятии $Q_{\max} = 250 \text{ нм}^3/\text{ч}$, минимального – $Q_{\min} = 2,5 \text{ нм}^3/\text{ч}$. Диапазон измерений расхода комплекса $Q_{\min} / Q_{\max} = 1 : 100$. [31]

Прибор учета газа подобран с большей пропускной способностью с запасом, компенсирующим изменение теплотворной способности газа и на случай увеличения в перспективе газопотребляющих установок.

«Руководства по эксплуатации ЛГТИ.407273.001 РЭ» «Основные технические характеристики счетчиков RVG» выбирается измерительный комплекс типа СГ-ЭК-Р-0,75-250/1,6 (1:100) (с корректором ЕК-270 с датчиком абсолютного давления, порог чувствительности $0,25 \text{ м}^3/\text{ч}$) на базе ротационного газового счетчика RVG типоразмера G160 с диапазоном измерения расхода $Q_{\min} / Q_{\max} = 1 : 100$, параметры которого $Q_{\min} = 2,5 \text{ нм}^3/\text{ч}$, $Q_{\max} = 250 \text{ нм}^3/\text{ч}$ (Ду50). [31]

Выбран счетчик RVG, так как он характеризуется пониженным уровнем шума, низкой потерей давления на счетчике, небольшим габаритным размером по отношению к другим типам счетчиков, при монтаже счетчика не регламентируется длина прямолинейных участков трубопроводов на входе и выходе счетчика, счетчик RVG комплектуется специальным коническим фильтром, что обеспечивает защиту счетчика от механических примесей в газе в период ввода в эксплуатацию. Уменьшение утечек газа достигается тщательной обработкой и взаимной подгонкой внутренней поверхности корпуса счетчика и трущихся поверхностей роторов. Выбранный измерительный комплекс соответствует требованиям действующих нормативных и руководящих документов по технической эксплуатации и безопасности применения счетчика. [31]

Счетчик газа RVG регистрирует объем газа при рабочих условиях. Для приведения измеренного объема газа к объему при стандартных условиях измерительный комплекс укомплектован счетчиком RVG, электронным корректором типа ЕК-270, со встроенным в корпус датчиком абсолютного давления и датчика температуры – термометра сопротивления Pt-500, входящего в состав корректора, двухходовым краном. [31]

Счетчик устойчив к воздействию пыли и воды со степенью защиты IP65 для ЕК270 по ГОСТ 14254, электромагнитного внешнего поля, средний срок службы до списания составляет не менее 12 лет с учетом замены комплектующих, имеющих естественный ограниченный срок службы. [31]

Счётчик предназначен для эксплуатации при температуре измеряемой среды от минус 30°С до плюс 70°С и температуре окружающей среды от минус 40°С до плюс 70°С. [31]

Счетчик является неремонтируемым в условиях эксплуатации изделием. Ремонт осуществляется в условиях предприятия – изготовителя, или организацией, имеющей на это разрешение предприятия – изготовителя.

Рациональность выбора счетчика:

1. Широкий диапазон измерения Q_{\min}/Q_{\max} до 1:100, это особенно удобно, если потребление газа меняется в широком диапазоне, например, для случая отключения газопотребляющих установок при отсутствии спроса на продукцию или подключения в перспективе новых (дополнительных) потребителей газа. [31]

2. Высокая стабильность и точность измерения.

3. Нормированная основная погрешность: не более +/- 1% в диапазоне от 0,1 Q_{\max} до Q_{\max} , низкая потеря давления на счетчике.

4. Высокая надежность и стабильность в пульсирующем режиме эксплуатации. [31]

5. Нет ограничений по времени работы счетчика RVG при Q_{\max} .

6. Погрешность и показания счетчика RVG не зависят от давления газа в сети. [31]

7. Ротационный счетчик газа RVG не относится к классу «электрооборудование». Поэтому для RVG не требуется свидетельство взрывозащищенности, как, например, свидетельство взрывозащищенности не требуется для фланцев и труб газопровода. [31]

8. Высокое качество конструкции, комплектующих деталей, материалов гарантируют высокую точность измерений, долговечность и надёжность работы. [31]

9. Счетчик может эксплуатироваться как при горизонтальном, так и при вертикальном направлении потока газа; регулируемое положение счетной головки в пределах угла 355°С; [31]

10. Счетчик газа RVG снабжен двумя низкочастотными датчиками импульсов E1 (дерконовый контакт). [31]

11. Дистанционная передача с помощью модема всех вычисленных, введенных и хранящихся в памяти EK270 параметров по запросу или заданной программе. [31]

Исходя из применяемой технологической схемы, применяемая обводная линия не должна применяться для транспортировки газа, минуя основной газопровод, т.к. это не разрешается п. 44. Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления. Согласно данных завода-изготовителя, обводная линия предназначена для предварительной проверки и, при необходимости настройки входящего в пункт оборудования, ПЗК, ПСК и др. на момент пуска в эксплуатацию. [31]

Подбор фильтра для пункта учета и редуцирования газа

Для повышения надёжности и долговечности оборудования путём очистки газа от механических частиц перед оборудованием устанавливаются фильтры.

К установке принимаем газовый фильтр предприятия – производителя ООО «Эльстер Газэлектроника». Фильтр устанавливается между краном

шаровым Ду50 и коммерческим узлом учета в ПУРДГ. Технические характеристики приведены таблице 8. [31]

Таблица 8 – Технические характеристики [31]

Параметры	ФГ16-50В
Диаметр условного прохода, мм	80
Максимальное рабочее давление, МПа	1,6
Степень фильтрации не менее 99,5 % частиц, имеющих линейные размеры превышающие, мм	0,005
Допустимый перепад давления на фильтре, кПа	10
Диапазон рабочих температур, °С:	
окружающей среды	от -40°С до +70°С
рабочей среды	от -40°С до +70°С
Масса, кг	17,5

2.6 Защита трубопроводов от коррозии

Стальной футляр на входе и выходе из земли Ду=200 мм L=4,0 м. Контрольная трубка 32x3,2 L=2,0 м. Технология защиты данных сооружений от коррозии:

1. праймер НК-50 ТУ 5775-001-01297859-95 грунт толщиной 1-6 мм
2. лента полимерно-битумная в 2 слоя толщиной не менее 2,0 мм
3. обертка защитная полимерная с липким слоем толщиной не менее 0,6 мм

Толщина защитного покрытия составляет не менее 4,6 мм. Общая площадь защитного покрытия 3,0 м [7].

3 ВНУТРЕННИЙ ГАЗОПРОВОД

Известна исходя из технических характеристик, выбранных для установки приборов мощность газолучистого обогревателя – 47 кВт. По формуле 2.4 определяем часовой расход газа газолучистым обогревателем.

$$q_{nom} = 3600 \cdot \frac{47}{35320} = 4,8, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Количество газолучистых обогревателей определяется по таблице 1.2, исходя из технических характеристик, выбранных для установки приборов.

Определяем площадь покрытия одного прибора, учитывая перекрытие со спектром другого прибора на высоте рабочей зоны 2 м по формуле: [33]

$$F_{np} = (3 \cdot h) \cdot b \quad F_{np} = 3 \cdot 7,2 \cdot 9 = 194 \text{ м}^2 \quad (3.1)$$

где h – высота подвески прибора, м;

b – ширина покрытия спектра прибора на высоте 2 м, м;

Определяем требуемое количество приборов по формуле:

$$n = \frac{F_{nom}}{F_{np}}, \text{ шт} \quad n = \frac{16716}{194} = 86, \text{ шт} \quad (3.2)$$

где F_{np} – отапливаемая площадь прибора, м²;

F_{nom} – отапливаемая площадь помещений, м²;

Известен часовой расход газа на газолучистый обогреватель, найденный по формуле (2.4). Известно также количество газолучистых обогревателей 86 шт. из формулы (2.6). Определяем расход на газолучистые обогреватели по формуле: [4]

$$Q = q_{nom} \cdot n, \text{ м}^3/\text{ч} \quad Q = 4,8 \cdot 86 = 412,8, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (3.2)$$

3.2 Конструирование сети газоснабжения

На выходе из ПУРДГ на газопроводе низкого давления устанавливается запорная арматура – кран шаровый Ду 200 и прокладывается по металлическим опорам до оси И -0,2м прокладывается ввод в здание цеха №2. Ввод в цеха №2 осуществляется на отметке +2,200 м через стену с прокладкой газопровода в футляре. Пространство между газопроводом и футляром на всю его длину заделывается резиновыми втулками. Пространство между стеной и футляром заделывается бетонным раствором на всю толщину пересекаемой конструкции. Далее газопровод прокладывается горизонтально по оси 42+5м, затем по металлическим колоннам цеха №2. На этой точке происходит врезка газопровода $\varnothing 114 \times 4$ мм на ответвление и переход трубы магистрали на $\varnothing 159 \times 4,5$ мм от магистрали на инфракрасные газолучистые обогреватели, расположенные в основном помещении цеха №2 расположенном вдоль западного фасада цеха №2. Далее газопровод прокладывается по оси И +0,2м по металлическим колоннам цеха на опорах. Каждые 6,5 метров в газопровод врезаются отводы в нижней части трубы со снижением до отметки +1,7 м с установкой шарового крана со сборкой (сгон, муфта и контрогайка) на инфракрасные газолучистые обогреватели $\varnothing 26,8 \times 2,8$. Далее газопровод поднимается до отметки +7,200 метра и устанавливается запорная арматура – шаровый кран Ду 25, затем гибкой подводкой газопровод соединяется с инфракрасным газолучистым обогревателем. Газопровод прокладывается вдоль внутренней стены цеха до оси 12 +4 метра где находится отвод на последний 27 инфракрасный газолучистый обогреватель на этом участке. На этой точке происходит врезка газопровода $\varnothing 114 \times 4$ мм на ответвление и переход трубы магистрали на $\varnothing 159 \times 4,5$ мм от магистрали на инфракрасные газолучистые обогреватели, расположенные в основном помещении цеха №2 расположенном вдоль западного фасада цеха №2. Далее газопровод прокладывается по оси И +0,2м по металлическим колоннам цеха на опорах. Каждые 6 метров в газопровод

врезаются отводы в верхней части трубы на инфракрасные газолучистые обогреватели $\varnothing 26,8 \times 2,8$. Далее газопровод поднимается до отметки +7,200 метра и устанавливается запорная арматура – шаровый кран Ду 25, затем гибкой подводкой газопровод соединяется с инфракрасным газолучистым обогревателем. [7]

Газопровод низкого давления прокладывается по металлическим опорам цеха на отметке +7,200 до точки на осях И -0,2м 38 -0,2м газопровод меняет направление и прокладывается через внутреннюю стену цеха с прокладкой газопровода в футляре. Пространство между газопроводом и футляром на всю его длину заделывается резиновыми втулками. Пространство между стеной и футляром заделывается бетонным раствором на всю толщину пересекаемой конструкции. Далее газопровод меняет направление и прокладывается вдоль внутренней стены цеха. В точке в осях И +0,2м 38 -0,3м происходит врезка газопровода $\varnothing 108 \times 4$ мм на ответвление от магистрали на инфракрасные газолучистые обогреватели, расположенные в основном помещении цеха №2 расположенном вдоль восточного фасада цеха №2. Далее газопровод прокладывается по оси И +0,2м до оси Ф -0,3м в этой точке газопровод меняет направление и проходит вдоль восточного фасада цеха на отметке +7,200м по металлическим колоннам цеха на опорах. Каждые 6 метров в газопровод врезаются отводы в верхней части трубы на инфракрасные газолучистые обогреватели $\varnothing 26,8 \times 2,8$. Далее газопровод поднимается до отметки +11,800 метра и устанавливается запорная арматура – шаровый кран Ду 20, затем гибкой подводкой газопровод соединяется с инфракрасным газолучистым обогревателем. На этом ответвлении находится 24 инфракрасных газолучистых обогревателя. Пространство между стеной и футляром заделывается бетонным раствором на всю толщину пересекаемой конструкции. Далее газопровод меняет направление и прокладывается вдоль внутренней стены цеха. В точке в осях И +0,2м 38 -0,3м происходит врезка газопровода $\varnothing 108 \times 4$ мм на ответвление от магистрали на инфракрасные газолучистые обогреватели, расположенные в основном помещении цеха №2

расположенном вдоль восточного фасада цеха №2. Далее газопровод прокладывается по оси И +0,2м до оси Ф -0,3м в этой точке газопровод меняет направление и проходит вдоль восточного фасада цеха на отметке +7,200м по металлическим колоннам цеха на опорах. Каждые 6 метров в газопровод врезаются отводы в верхней части трубы на инфракрасные газолучистые обогреватели $\varnothing 26,8 \times 2,8$. Далее газопровод поднимается до отметки +11,800 метра и устанавливается запорная арматура – шаровый кран Ду 20, затем гибкой подводкой газопровод соединяется с инфракрасным газолучистым обогревателем. На этом ответвлении находится 24 инфракрасных газолучистых обогревателей. [7]

Газопровод прокладывается вдоль внутренней стены цеха до оси 12 и проходит через внутреннюю стену в футляре. Далее газопровод меняет направление и прокладывается вдоль внутренней стены цеха по оси 12 -0,2м по металлическим колоннам цеха на опорах. В основном помещении, называемом 3 очередью вдоль северного фасада здания. В этом помещении расположено 11 инфракрасных газолучистых обогревателей. Каждые 6 метров в газопровод врезаются отводы в верхней части трубы на инфракрасные газолучистые обогреватели $\varnothing 26,8 \times 2,8$. Далее газопровод поднимается до отметки +7,200 метра и устанавливается запорная арматура – шаровый кран Ду 25, затем гибкой подводкой газопровод соединяется с инфракрасным газолучистым обогревателем. [7]

Вертикальные участки газопровода крепятся с помощью крючьев. Горизонтальный газопровод прокладывается на скользящих опорах с хомутами. К металлическим колоннам цеха опоры привариваются. [7]

Сварные стыки газопровода должны находиться на расстоянии не менее 200 мм от креплений газопровода. Вертикальные участки газопровода крепятся с помощью крючьев. Горизонтальный газопровод прокладывается на скользящих опорах с хомутами. К металлическим колоннам цеха опоры привариваются. [7]

3.3 Гидравлический расчет

Газопровод 0.03 Мпа среднего давления, от ПУРДГ до ввода в цех, проходит, проходит металлическим опорам.

Произведем гидравлический расчет наружной сети газопровода среднего давления. Вычерчиваем расчетную схему сети (рис. 3.1), разбиваем ее на участки и нумеруем, начиная с врезки от ПУРДГ до ввода в котельную.

Определяем фактическую и расчетную длины участков. Определяем расчетный расход газа на участке сети. Для каждого участка принимаем по номограмме расчета сетей низкого давления из стальных гидравлический уклон A , Па/м.

Определяем диаметры стандартных труб определяем по номограмме действительный гидравлический уклон A , затем умножаем его на расчётную длину и определяем конечное давление.

Предварительно вычислить средний гидравлический уклон по формуле (3.1).

$$R_{CP} = \Delta p_C / \sum l, \quad R_{CP} = 1200 / 274 = 4,37 \quad (3.1)$$

где $\Delta p_C = 0,6 \cdot P_0$ – расчётный перепад давления в сети;

P_0 – номинальное давление газа перед приборами ($P_0 = 2000$ Па);

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

Гидравлический расчет сети низкого давления сводим в табл. 3.1.

Таблица 9 - Гидравлический расчет сети низкого давления

№ п/п	Длина участка, м		Расчетный расход, м ³ /ч	$R_{ср}$, Па/м	Диаметр труб, мм	R , Па/м	ΔL , Па/м	Давление, Па	
	факт.	Расч.						P_H	P_K
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Магистраль									
37-38	17	18,7	412,8	4,37	219x5	0,49	9,163	3000	2991
37-36	24	26,4	283,2		219x4	0,27	7,128	2991	2984
35-36	4,5	4,95	168		88,5x4	8,5	42,07	2984	2942
34-35	6,5	7,15	163,2		88,5x4	8	57,2	2942	2884
33-34	6,5	7,15	158,4		88,5x4	7,8	55,77	2884	2829
32-33	6,5	7,15	153,6		88,5x4	7,6	54,34	2829	2774
31-32	6,5	7,15	148,8		88,5x4	7,4	52,91	2774	2721
30-31	6,5	7,15	144		88,5x4	7,2	51,48	2721	2670
29-30	6,5	7,15	139,2		88,5x4	7	50,05	2670	2620
28-29	6,5	7,15	134,4		88,5x4	6,4	45,76	2620	2574
27-28	6,5	7,15	129,6		88,5x4	5,9	42,18	2574	2532
26-27	6,5	7,15	124,8		88,5x4	5,4	38,61	2532	2493
25-26	6,5	7,15	120		88,5x4	5	35,75	2493	2458
24-25	6,5	7,15	115,2		88,5x4	4,5	32,17	2458	2425
23-24	6,5	7,15	110,4		88,5x4	4	28,6	2425	2397
22-23	6,5	7,15	105,6		75,5x4	8,4	60,06	2397	2337
21-22	6,5	7,15	100,8		75,5x4	8	57,2	2337	2280
20-21	6,5	7,15	96		75,5x4	5,6	40,04	2280	2240
19-20	6,5	7,15	91,2		75,5x4	5,2	37,18	2240	2202
18-19	6,5	7,15	86,4		75,5x4	4,8	34,32	2202	2168
17-18	6,5	7,15	81,6	75,5x4	4,4	31,46	2168	2137	
16-17	6,5	7,15	76,8	75,5x4	4	28,6	2137	2108	
15-16	6,5	7,15	72	70x3	6,5	46,47	2108	2061	
14-15	6,5	7,15	67,2	70x3	5,3	37,89	2061	2024	
13-14	6,5	7,15	62,4	70x3	4	28,6	2024	1995	
12-13	6,5	7,15	57,6	60x3,5	9	64,35	1995	1931	
11-12	10	11	52,8	60x3,5	7	77	1931	1854	
10-11	6,5	7,15	48	60x3,5	6,5	46,47	1854	1807	

продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9-10	6,5	7,15	43,2	4,37	60x3,5	5,2	37,18	1807	1770
8-9	6,5	7,15	38,4		60x3,5	4	28,6	1770	1741
7-8	6,5	7,15	33,6		48x3,5	10,5	75,07	1741	1666
6-7	6,5	7,15	28,8		48x3,5	9	64,35	1666	1602
5-6	6,5	7,15	24		48x3,5	6	42,9	1602	1559
4-5	6,5	7,15	19,2		42x3,2	9	64,35	1559	1495
3-4	6,5	7,15	14,4		42x3,2	5	35,75	1495	1459
2-3	6,5	7,15	9,6		33,5x3,2	10	71,5	1459	1387
1-2	10	11	4,8		26,8x2,8	8	88	1387	1299
Ответвление 1									
24-25	64	70,4	115,2	4,37	88,5x4	4,5	316,8	2984	2667
23-24	6,5	7,15	110,4		88,5x4	4	28,6	2667	2638
22-23	6,5	7,15	105,6		75,5x4	8,4	60,06	2638	2578
21-22	6,5	7,15	100,8		75,5x4	8	57,2	2578	2521
20-21	6,5	7,15	96		75,5x4	5,6	40,04	2521	2481
19-20	6,5	7,15	91,2		75,5x4	5,2	37,18	2481	2444
18-19	6,5	7,15	86,4		75,5x4	4,8	34,32	2444	2410
17-18	6,5	7,15	81,6		75,5x4	4,4	31,46	2410	2378
16-17	6,5	7,15	76,8		75,5x4	4	28,6	2378	2349
15-16	6,5	7,15	72		70x3	6,5	46,47	2349	2303
14-15	6,5	7,15	67,2		70x3	5,3	37,89	2303	2265
13-14	6,5	7,15	62,4		70x3	4	28,6	2265	2236
12-13	6,5	7,15	57,6		60x3,5	9	64,35	2236	2172
11-12	6,5	7,15	52,8		60x3,5	7	50,05	2172	2122
10-11	6,5	7,15	48		60x3,5	6,5	46,47	2122	2076
9-10	6,5	7,15	43,2		60x3,5	5,2	37,18	2076	2038
8-9	6,5	7,15	38,4		60x3,5	4	28,6	2038	2010
7-8	6,5	7,15	33,6		48x3,5	10,5	75,07	2010	1935
6-7	6,5	7,15	28,8		48x3,5	9	64,35	1935	1870
5-6	6,5	7,15	24		48x3,5	6	42,9	1870	1827
4-5	6,5	7,15	19,2	42x3,2	9	64,35	1827	1763	
3-4	6,5	7,15	14,4	42x3,2	5	35,75	1763	1727	
2-3	6,5	7,15	9,6	33,5x3,2	10	71,5	1727	1656	
1-2	11	12,1	4,8	26,8x2,8	8	96,8	1656	1559	

продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ответвление 2									
27-28	6,5	7,15	129,6	4,37	88,5x4	4,6	32,89	2991	2958
26-27	6,5	7,15	124,8		88,5x4	4,3	30,74	2958	2927
25-26	6,5	7,15	120		88,5x4	4	28,6	2927	2899
24-25	6,5	7,15	115,2		75,5x4	7	50,05	2899	2849
23-24	6,5	7,15	110,4		75,5x4	6,7	47,90	2849	2801
22-23	6,5	7,15	105,6		75,5x4	6,4	45,76	2801	2755
21-22	6,5	7,15	100,8	4,37	75,5x4	6	42,9	2755	2712
20-21	6,5	7,15	96		75,5x4	5,6	40,04	2712	2672
19-20	6,5	7,15	91,2		75,5x4	5,2	37,18	2672	2635
18-19	6,5	7,15	86,4		75,5x4	4,8	34,32	2635	2600
17-18	6,5	7,15	81,6		75,5x4	4,4	31,46	2600	2569
16-17	6,5	7,15	76,8		75,5x4	4	28,6	2569	2540
15-16	6,5	7,15	72		70x3	6,5	46,47	2540	2494
14-15	6,5	7,15	67,2		70x3	5,3	37,89	2494	2456
13-14	10	11	62,4		70x3	4	44	2456	2412
12-13	6,5	7,15	57,6		60x3,5	9	64,35	2412	2348
11-12	6,5	7,15	52,8		60x3,5	7	50,05	2348	2298
10-11	6,5	7,15	48		60x3,5	6,5	46,47	2298	2251
9-10	6,5	7,15	43,2		60x3,5	5,2	37,18	2251	2214
8-9	6,5	7,15	38,4		60x3,5	4	28,6	2214	2185
7-8	6,5	7,15	33,6		48x3,5	10,5	75,07	2185	2110
6-7	6,5	7,15	28,8		48x3,5	9	64,35	2110	2046
5-6	6,5	7,15	24		48x3,5	6	42,9	2046	2003
4-5	6,5	7,15	19,2	42x3,2	9	64,35	2003	1939	
3-4	6,5	7,15	14,4	42x3,2	5	35,75	1939	1903	
2-3	6,5	7,15	9,6	33,5x3,2	10	71,5	1903	1831	
1-2	11	12,1	4,8	21,3x2,8	40	484	1831	1347	

Расчетная схема гидравлического расчета сети низкого давления дана в таблице в приложении 3.

4 КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ

ПУРДГ-Ш-2-250 автоматически поддерживают заданное выходное давление независимо от изменения расхода и входного давления. При аварийном повышении или понижении выходного давления от допустимых заданных значений, происходит автоматическое отключение подачи газа. [27]

В состав ПУРДГ входят:

- фильтр газа с индикатором перепада давления;
- измерительный комплекс СГ-ЭК для измерения объёма прошедшего через пункт газа в единицах объёма приведённых к стандартным условиям;
- линия редуцирования давления газа с высокого II категории $P_{вх.}=0,6\text{МПа}$ до низкого $0,003\text{ МПа}$;
- комбинированный регулятор давления газа со встроенными ПЗК и ПСК;
- линия редуцирования давления газа с высокого II категории $P_{вх.}=0,6\text{МПа}$ до среднего $0,03\text{ МПа}$ с оборудованием аналогичным первой;
- устройство обводного газопровода (байпас) с установленными на нём последовательно двумя отключающими устройствами, и продувочным трубопроводом, установленным на участке между отключающими устройствами;
- электрообогреватель с терморегулятором для исполнения во взрывобезопасном исполнении;

В шкафных пунктах к выходной линии, на расстоянии не менее 5 Ду от перехода, подключены предохранительный сбросной клапан и импульсный трубопровод. [6]

Принцип работы системы автоматизации

Газ по входному трубопроводу через входной кран, фильтр после на измерительный комплекс для измерения объёма и поступает к регулятору давления газа, где происходит снижение давления газа до установленного значения и поддержание его на заданном уровне, и далее через выходной кран поступает к потребителю. [11]

Выходное давление на выходе из ПУРДГ контролируют предохранительным запорным клапаном (ПЗК) и предохранительным сбросным клапаном (ПСК). ПЗК контролирует верхний и нижний предел, ПСК только верхний. ПСК настраивают на превышение давления на 10% от выходного, ПЗК на 25% выше и ниже выходного. При повышении указанного давления ПСК срабатывает первым и осуществляет сброс газа в атмосферу. [4]

При повышении или понижении контролируемого давления газа сверх допустимых пределов срабатывает предохранительно запорный клапан, встроенный в регулятор, перекрывая вход газа в регулятор. [11]

По устранении причин отключения газа, его подача потребителям автоматически не возобновляется. Вновь запустить в работу ПУРДГ может только обслуживающий персонал. Что предотвращает аварии и несчастные случаи при пуске газа.

На входном газопроводе установлен манометр, предназначенный для замера входного давления и определения перепада давления на фильтрующей cassette. Максимально допустимое падение давления на cassette фильтра – 10 кПа. [11]

В случае ремонта оборудования газ полностью отключается, байпасная линия служит только для плавного пуска в работу узла учета газа. [11]

Схема автоматизации ПУРДГ дана в приложении 2.

5 Организация строительно-монтажных работ

5.1 Технология монтажа

Монтаж первой захватки производится первой бригадой состоящей из семи звеньев. Лебёдкой ведётся установка неподвижных опор на фасадах корпусов 1 и 2 на высоту на проектные отметки. После окончания их установки производится сборка труб в секции краном, сварка поворотных стыков труб в секции по две трубы. Параллельно ведутся работы по грунтовке и окраске секций труб. Затем краном ведётся монтаж секций труб, фасонных частей на фасадах корпуса. Сварка неповоротных стыков сварщиками на высоте производится с автовышки. После окончания монтажных работ производится продувка газопровода воздухом, и начинается испытание на прочность. [28]

Монтаж подземного полиэтиленового газопровода начинается со вскрытия асфальтового полотна дороги отбойного молота. Отрывка траншеи экскаватором глубиной 1,6 м и шириной 0,5 м длиной 20 м. Сборка на бровке траншеи секции трубы. Сборка начинается с протяжки полиэтиленовой трубы ПЭ 110 в футляр ПЭ 160x14,6. Затем производится монтаж отводов с закладными нагревателями и неразъемных соединений ПЭ/Сталь. Соединение полиэтиленовых труб между собой выполнить муфтами с закладными нагревательными элементами. Полиэтиленовый газопровод уложить в траншее шириной 0,5м глубиной 1,5м змейкой для компенсации температурных удлинений. По всей ширине траншеи предусматривается основание под газопровод из песка толщиной не менее 0,1м и засыпка песком на высоту 0,2м над верхней образующей трубопровода. При прохождении под асфальтированной дорогой полиэтиленовую трубу заключить в футляр ПЭ 160x14,6 с выводом контрольной трубки под ковер. Газопровод в футляре проложить открытым способом с выравниванием и уплотнением грунта и восстановлением дорожного покрытия в районе дороги. Для соединения со стальным газопроводом используется неразъемное соединение «полиэтилен-сталь» 110/108. Обозначение подземного участка газопровода предусматривается с помощью опознавательных знаков на столбиках, устанавливаемых в местах поворота

трассы над концами футляра, и с помощью сигнальной ленты. Пластмассовая сигнальная лента желтого цвета шириной не менее 0,2м с несмываемой надписью «Осторожно! Газ» укладывается на расстоянии 0,2м от верха присыпаемого газопровода вдоль всей трассы. [24]

Произвести испытания газопроводов. После строительного мусора, восстановить плодородный слой земли, нарушенный при рытье траншеи и произвести рекультивацию всего участка. [7]

5.2 Определение объемов работ

Весь объем работ производится в I захватку 1226 м.

- Определение объемов земляных работ

Расчет ведется согласно методике изложенной в [7].

Ширина траншеи для укладки газопроводов определяется по формуле:

$$A_g = A_n = D_n + 0,3, \text{ м}, \quad (5.1)$$

где D_n – диаметр газопровода, м.

$$A_n = A_v = 0,11 + 0,3 = 0,41 \text{ м}.$$

$A_n > 0,45$ м, что не удовлетворяет условиям принимает 0,5 м [7].

Грунт насыпной уплотненный грунт – смесь почвы, щебня и песка 0,8-1,4 м, ниже глины коричневые тугопластичные, глубина заложения газопроводов 1,5 м, поэтому отрывка траншеи производится с вертикальными стенками.

Глубина траншеи определяется по формуле:

$$h_{mp} = h_1 + D_n + h_2, \text{ м}, \quad (5.2)$$

где h_1 – высота от поверхности земли до верха трубопровода (п. 4.17 [4]),

$h_1 = 1,4$ м;

h_2 – высота песчаной подсыпки, $h_2 = 0,1$ м.

$$h_{тр.} = 1,4 + 0,11 + 0,1 = 1,61 \text{ м}.$$

Объем траншей определяется по формуле:

$$V_m = h_{mp} \cdot A_n \cdot l, \text{ м}^3, \quad (5.3)$$

где l – длина захватки:

$$V_m = 1,61 \cdot 0,5 \cdot 25 = 20,125 \text{ м}^3.$$

Общий объем выемки является объемом траншеи:

Объем обратной засыпки определяется по формуле:

$$V_{обр} = \frac{V_0 - V_{нод} - V_k}{k_p}, \text{ м}^3, \quad (5.4)$$

где $V_{нод}$ – объем грунта, вытесняемого подсыпкой, м^3 ;

V_k – объем конструкций футляров на выходе из земли, м^3 ;

$$l_{mp} = l_{тран} - l_{фут} \quad (5.5)$$

k_p – коэффициент разрыхления грунта, $k_p = 1,2$.

Объем песчаного основания подсыпки

$$V_{нод} = 0,1 \cdot 0,5 \cdot 25 = 1,25 \text{ м}^3;$$

Объем обратной засыпки на высоту 0,2 м от верхней образующей трубы

$$V_{0,2} = V_3 - V_{фут} - V_{mp} \quad (5.5)$$

$$V_3 = l_{mp} \cdot (D_{mp} + 0,2) \cdot A_n \quad (5.6)$$

$$V_{к.ф.} = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot l_{к.ф} \cdot n}{4} \quad (5.7)$$

$$V_{mp} = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot l_{mp}}{4} \quad V_{фут} = \frac{3,14 \cdot 0,11^2 \cdot 12,2}{4} = 0,12 \text{ м}^3;$$

$$V_{mp} = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot l_{mp}}{4} \quad V_{фут} = \frac{3,14 \cdot 0,16^2 \cdot 12,7}{4} = 0,25 \text{ м}^3;$$

$$V_3 = 25 \cdot (0,11 + 0,2) \cdot 0,5 = 3,875 \text{ м}^3;$$

$$V_{0,2} = 3,875 - 0,25 - 0,12 = 3,5 \text{ м}^3;$$

$$V_{к.ф.} = \frac{3,14 \cdot 0,219^2 \cdot 1,3}{4} \cdot 2 = 0,1 \text{ м}^3;$$

$$V_{обр} = \frac{20,125 - 1,25 - 3,875 - 0,1}{1,2} = 12,5 \text{ м}^3,$$

Объем избыточного грунта определяется по формуле:

$$V_{изб} = V_0 \cdot k_p - V_{обр}, \text{ м}^3, \quad (5.8)$$

$$V_{изб} = 20,125 \cdot 1,2 - 12,5 = 4,27 \text{ м}^3.$$

Площадь планировки определяется по формуле:

$$F_{пл} = \left(\frac{A_e}{2} + 4\right) \cdot l_{зах}, \text{ м}^2, \quad F_{пл} = \left(\frac{0,5}{2} + 4\right) \cdot 25 = 106,6, \text{ м}^2, \quad (5.9)$$

Результаты определения объемов сводим в таблицу 10

Таблица 10 – Ведомость объемов земляных работ

№ зах	Транш $V_{тр.}, \text{ м}^3$	Объем конструкции, $V_k, \text{ м}^3$	Объем обратной засыпки, $V_{обр.}, \text{ м}^3$	Объем избыточного грунта, $V_{изб.}, \text{ м}^3$	Площадь планировки, $F_{пл.}, \text{ м}^2$
I	20,125	0,1	12,5	4,27	106,25

Таблица 11 – Ведомость объемов работ

захватка 1			
№ п/п	Наименование работ	Единицы измерения	Количество
1	2	3	4
1	Сборка труб в секции	1м	615
2	Установка подвижных скользящих опор	1шт	130
4	Монтаж вертикальных трубопроводов	1м	29,7
5	Монтаж креплений	1шт	130
6	Сварка поворотных стыков Ø 108x4	1стык	69
	Прокладка газопровода	1м	615
7	Сварка не поворотных стыков Ø 108x4	1стык	49
8	Монтаж фасонных частей		
	отвод 90 108x4	1шт	18
9	Монтаж запорной арматуры		
	Ду 100	1шт	4
	Ду 200	1шт	1
10	Монтаж изолирующего соединения		
	108x4	1шт	3
11	Продувка газопровода воздухом. Испытание на прочность.	100м	795

продолжение таблицы 11

1	2	3	4
---	---	---	---

12	Огрунтовка металлических поверхностей	100м ²	21,9
13	Окраска металлических поверхностей	100м ²	21,9
14	Отрывка траншей экскаватором	100 м ³	13,56
15	Вскрытие асфальтобетонного покрытия	1 м ²	4,5
16	Устройство песчаного основания в траншее	1 м ³	2,5
17	Сборка труб в секции на бровке траншеи Ø 110	1 м	25
18	Сварка стыков ПЭ с закладными нагревателями Ø 110	1 стык	4
19	Укладка секции труб в траншею Ø110	1 м	25
20	Укладка футляра в траншею Ø160x14,6	1 м	12,7
21	Установка фасонных частей:		
	отвода 90 ⁰ Ø 110	1 шт	2
23	Засыпка песком на высоту 0,2м над верхней образующей трубопровода.	1 м ³	3,5
24	Продувка газопровода. Испытание на прочность Ø 100	1 м	25
25	Обратная засыпка траншей и котлованов	100 м ³	9,0
26	Планировка площадей бульдозером	1000 м ²	8,15

Таблица 12 – Спецификация плетей газопровода

№ захватки	Диаметр трубопровода D _y , мм	Состав плети										Число сварных стыков		
		Секции труб		Стандарт. Трубы		Неполноразмерные трубы		Отводы, тройник		Арматура		Поворотных, шт.	Неповоротных, шт.	
		Длина, м	Кол. Щт.	Длина, м	Кол. Щт.	Длина, м	Кол. Щт.	Наименование	Кол. Шт.	Наименование	Кол. Шт.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	15	16	
615														
1.1	100	8,4	1	6	1	2,4	1	ОТВОД	2	кран	1	4	5	
1.2	100	6,5	1	6	1	0,5	1	ОТВОД	2	кран	1	5	2	
1.3	100	8	2	6	1	2	1					1	1	
1.4	100	5,3	1			5,3	1	ОТВОД	4			4	1	
1.5	100	18	3	6	10	2	1	ОТВОД	1			7	3	
1.6	100	18	6	6	20	2	1	ОТВОД	1			2	6	
1.7	100	18	4	6	13	5	1	ОТВОД	2			10	6	
1.8	100	18	1	6	4	1	1	ОТВОД	2			4	4	
1.9	100	18	1	6	3	5	1	ОТВОД	1			3	2	
1.10	100	18	3	6	10	4	1	ОТВОД	2			8	5	
1.11	100	18	5	6	15	2	1	ОТВОД	1			11	6	
1.12	100	13	1	6	1	1	1	ОТВОД	1			2	1	
1.13	100	18	1	6	3							2	1	
1.14	100	8	1	6	1	2	1	ОТВОД	1			2	1	
1.15	100	18	3	6	9							2	1	
1.16	100	14	1	6	2	2	1	ОТВОД	1			3	1	
1.17	100	4,5	1			1,5	1	ОТВОД	1			1	1	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	15	16
1.18	100	3,75	1			3,75	1	отвод, изолирующее соединение, переход	2 1 1	кран	1	8	2

5.3 Определение трудоемкости работ

Расчёт трудоёмкости СМР производится согласно [12,13,14,15] по ранее подсчитанным объёмам работ.

Трудоёмкость работ определяется по формуле (5.24), чел-дн, маш-см:

$$T_p = \frac{H_{BP} \cdot V}{8,2} \quad (5.24)$$

где H_{BP} – норма времени на единицу объёма работ, чел-час, маш-час;

V – объём работ, т, шт, м, м², м³;

8,2 – продолжительность смены в часах.

Расчет приведен в таблице приложения 3.,

6 БЕЗОПАСНОСТИ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ОБЪЕКТА

6.1 Технологическая характеристика объекта

Газоснабжение цеха ОАО «Электроцит» Производится газоснабжение наружных газовых сетей высокого, среднего и низкого давления и внутрицеховой сети низкого давления.

Таблица 13 – Технологический паспорт объекта [13]

№ п/п	Технологический процесс	Технологическая операция, вид выполняемых работ	Наименование должности работника, выполняющего технологический процесс, операцию	Оборудование, устройство, приспособление	Материалы, вещества
1	Монтаж наружного газопровода	Выполнение сварных работ при монтаже	Электрогазосварщик	Сварочный трансформатор, молоток	Электроды, металл

Таблица 14 – Идентификация профессиональных рисков.

№ п/п	Технологическая операция, вид выполняемых работ	Опасный и вредный производственный фактор	Источник опасного и вредного производственного фактора
1	Монтаж газопровода на высоте	Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола)	Строительные леса
2		Движущие машины и механизмы	Автокран
3		Повышенная температура поверхностей материалов	Сварочная дуга, монтируемый газопровод
4		Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования	Монтируемый газопровод
5		Повышенный уровень инфракрасной радиации	Сварочная дуга
6		Сварочный аэрозоль	Электросварочное оборудование

Методы и средства снижения профессиональных рисков

В данном разделе необходимо подобрать методы и средства защиты, снижения, устранения опасного и вредного производственного фактора. Методы и средства защиты выбираются по нормативным документам в зависимости от типа технологического процесса, оборудования средства. [12]

Таблица 15 – Методы и средства снижения воздействия опасных и вредных производственных факторов. [13]

№ п/п	Опасный и вредный производственный фактор	Методы и средства защиты, снижения, устранения опасного и вредного производственного фактора	Средства индивидуальной защиты работника
1	Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола)	Использование страховочного снаряжения	Каска, страховочный пояс.
2	Движущие машины и механизмы	Правильная последовательность выполнения работ	Каска, спецодежда
3	Повышенная температура поверхностей материалов	Вентиляция и аэрация помещения, экранирования	Рукавицы, краги, спецодежда (сварочный костюм)
4	Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и Оборудования	Обработка шлифовальными машинками поверхностей заготовок, содержание оборудования в исправном состоянии использование резиновых жгутов и зажимов	Рукавицы, краги, спецодежда (сварочный костюм), кожаные сапоги
5	Повышенный уровень инфракрасной радиации	Использование спецодежды и светофильтров	Сварочные маски, щитки.

Таблица 16 – Идентификация классов и опасных факторов пожара. [20]

№ п/п	Участок, подразделение	Оборудование	Класс пожара	Опасные факторы пожара	Сопутствующие проявления факторов пожара
1	Сварочные работы	Электросварочное оборудование	D	пламя и искры, тепловый поток	Радиоактивные и токсичные вещества и материалы, попавшие в окружающую среду из разрушенных технологических установок, оборудования, агрегатов, изделий и иного имущества; вынос высокого напряжения на токопроводящие части технологических установок, оборудования, агрегатов, изделий и иного имущества;

Таблица 17 Средства обеспечения пожарной безопасности. [20]

Первичные средства пожаротушения	Мобильные средства пожаротушения	Установки пожаротушения	Средства пожарной автоматики	Пожарное оборудование	Средства индивидуальной защиты и спасения людей при пожаре	Пожарный инструмент (механизированный и немеханизированный)	Пожарные сигнализации, связь и оповещение.
Огнетушитель порошковый, багор, топор, лопата, ящик с песком	Пожарные автомобили	Пожарные гидранты	Дренчерные и спринклерные	Пожарные рукава насос	Пожарные мотопомпы; приспособленные технические средства (тягачи, прицепы, трактора) вспомогательные ПА.		

Таблица 18 – Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.[20]

Наименование технологического процесса, вид объекта	Наименование видов работ	Требования по обеспечению пожарной безопасности
Монтаж газопровода на высоте	Сварочные работы	Установка пожароопасного оборудования по возможности в изолированных помещениях или на открытых площадках; применение электрооборудования, соответствующего пожароопасной и взрывоопасной зонам

Таблица 19 – Идентификация экологических факторов [20]

Наименование технического объекта, технологического процесса	Структурные составляющие технического объекта, технологического процесса (здания по функциональному назначению, технологические операции, оборудование)	Воздействие объекта на атмосферу (выбросы в окружающую среду)	Воздействие объекта на гидросферу (образующие сточные воды, забор воды из источников водоснабжения)	Воздействие объекта на литосферу (почву, растительный покров, недра) (образование отходов, выемка плодородного слоя почвы, отчуждение земель, нарушение и загрязнение растительного покрова и т.д.)
Монтаж газопровода на высоте	Сварка газопровода на высоте, подъем частей газопровода на высоту	Выделение сварочного аэрозоля, выхлопные газы от работающего автокрана	-	нарушение и загрязнение растительного покрова

Таблица 20 – Мероприятия по снижению антропогенного воздействия на окружающую среду. [24]

Наименование технического объекта	Монтаж газопровода на высоте
Мероприятия по снижению антропогенного воздействия на атмосферу	Правильная последовательность выполнения работ для уменьшения времени работы техники
Мероприятия по снижению антропогенного воздействия на литосферу	Рекультивация земель после окончания монтажных работ

Заключение по разделу «Безопасность и экологичность технического объекта».

1. В разделе «Безопасность и экологичность технического объекта» приведена характеристика технологического процесса монтаж газопровода на высоте, перечислены технологические операции, по электросварщику, оборудование и применяемые материалы (таблица 6.1).

2. Проведена идентификация профессиональных рисков по технологическому процессу: использование страховочного снаряжения, правильная последовательность выполнения работ; вентиляция и аэрация помещения, экранирования; обработка шлифовальными машинками поверхностей заготовок, содержание оборудования в исправном состоянии использование резиновых жгутов и зажимов; использование спецодежды и светофильтров- операциям, видам работ. В качестве опасных и вредных производственных факторов идентифицированы следующие: расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола); движущие машины и механизмы; острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования; повышенный уровень инфракрасной радиации; сварочный аэрозоль.

3. Разработаны методы и средства снижения профессиональных рисков, а именно использование страховочного снаряжения; правильная последовательность выполнения работ; вентиляция и аэрация помещения, экранирования; обработка шлифовальными машинками поверхностей

заготовок, содержание оборудования в исправном состоянии использование резиновых жгутов и зажимов; использование спецодежды и светофильтров;

Подобраны средства индивидуальной защиты для работников (таблица 13).

4. Разработаны мероприятия по обеспечению пожарной безопасности технического объекта. Проведена идентификация класса пожара и опасных факторов пожара и разработка средств, методов и мер обеспечения пожарной безопасности (таблица 14). Разработаны средства, методы и меры обеспечения пожарной безопасности (таблица 16). Разработаны мероприятия по обеспечению пожарной безопасности на техническом объекте (таблица 6.5).

5. Идентифицированы экологические факторы (таблица 19) и разработаны мероприятия по обеспечению экологической безопасности на техническом объекте (таблица 19).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 131.13330.2012. – Строительная климатология. Актуализированная редакция СНИП 23-01-99 [Электронный ресурс]. – Введ. 2013.- 01. – 01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095546>
2. СП 62.13330.2011* Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНИП 42-01-2002 (с Изменением N 1) [Электронный ресурс]. – Введ. 2013.- 01. – 01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200084535>
3. ГОСТ 9.602-2005. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. – М: Стандартинформ, 2006. – Режим доступа: <http://www.gosthelp.ru/gost/gost206.html>
4. Ионин А.А. Газоснабжение. – М.: Стройиздат, 1989. – 439 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://teplolib.ucoz.ru/load/gazosnabzhenie/ionin_gazosnabzhenie/19-1-0-84
5. ГОСТ 15150-69*. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения, транспортировки в части воздействия климатических факторов внешней среды. – М: Стандартинформ, 2006. 55 с/ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200003320>
6. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – М.: Стройиздат, 2003. 52 с.
7. СП 42-102-2004. Проектирование и строительство газопровода из металлических труб. – М: Полимергаз, 2004. [Электронный ресурс].]. – Введ – 2004 – 05 – 27. Режим доступа: <http://www.gosthelp.ru/text/sp421022004proektirovanie.html>
8. ГЭСН 2001-13. Сборник №13. Защита строительных конструкций и оборудования от коррозии. – М.: Госстрой России, 2000. [Электронный

- ресурс]. – Введ – 2000 – 11 – 15. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200008098>
9. ПБ 70-П. Правила технической эксплуатации и требования безопасности труда в газовом хозяйстве РФ. – М: ПИО ОБТ, 2002. – 45с
 10. ПБ 12-529-03. Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления.– М.: ПИО ОБТ, 2003. – 30 с.
 11. ГОСТ 12.0.003-74*. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – 7 с.
 12. ТОИ Р-200-09-95. Типовая инструкция по охране труда для электросварщика. – 5 с.
 13. ГОСТ 12.4.011-89. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – 9 с.
 14. ГОСТ Р 2.2.755-99. Гигиенические критерии оценки и классификации условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести и напряжённости трудового процесса. 14 с.
 15. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – 9 с.
 16. ГОСТ 12.1.019-79. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – 12 с.
 17. ГОСТ 12.1.04-91. Пожарная безопасность общие требования. – 17 с.
 18. СП 21-102. Предотвращение распространения пожара. СП 112.13330.2011 [Электронный ресурс]. – Введ. 2011.- 07. – 19. – Режим доступа: <http://www.gostinfo.ru/catalog/Details/?id=5308901>
 19. Пожарная безопасность зданий и сооружений (с Изменениями N 1, 2) - 19 с.
 20. ГОСТ 30773-2001. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла. Основные положения. – М: Стандартинформ, 2001. – 11 с.

21. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – 9 с.
22. ПБ 12-368-00. Правила безопасности в газовом хозяйстве.– М.: ПИО ОБТ, 2000 – 120 с.
23. Промышленное газовое оборудование. Справочник. – Саратов: Газовик, 2003. – 624 с.
24. Сосков В. И. Технология монтажа и заготовительные работы: Учеб. Для вузов по спец. «Теплогазоснабжения и вентиляция». – М.: Высшая школа, 1989. – 344 с.
25. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб. СП 42-101-2003.–М.: ЗАО «Полимергаз», ГУП ЦПП, 2003. – 167с. [Электронный ресурс]. – Введ. 2013.- 07. – 08. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200032042>
26. СТО НП «АВОК» 4.1.5-2006 Стандарт АВОК. Системы отопления и обогрева с газовыми инфракрасными излучателями. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200049006>
27. Газовик: справочник промышленного газового оборудования. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://gazovik-gaz.ru/spravochnik.html>.
28. Технология производства профнастила [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://oprofnastile.ru/proizvodstvo-profnastila/tehnologija-izgotovlenija-profnastila.html>.
29. Каталог оборудования Solaronics [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.solaronics.fr/book/files/cataloguesolaronics_2010_11_hd.pdf
30. Каталог оборудования Weishaupt [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.weishaupt.ru/products/RGMS_7_11.../.
31. Каталог оборудования ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://gaselectro.ru/market/>.

Приложение 1

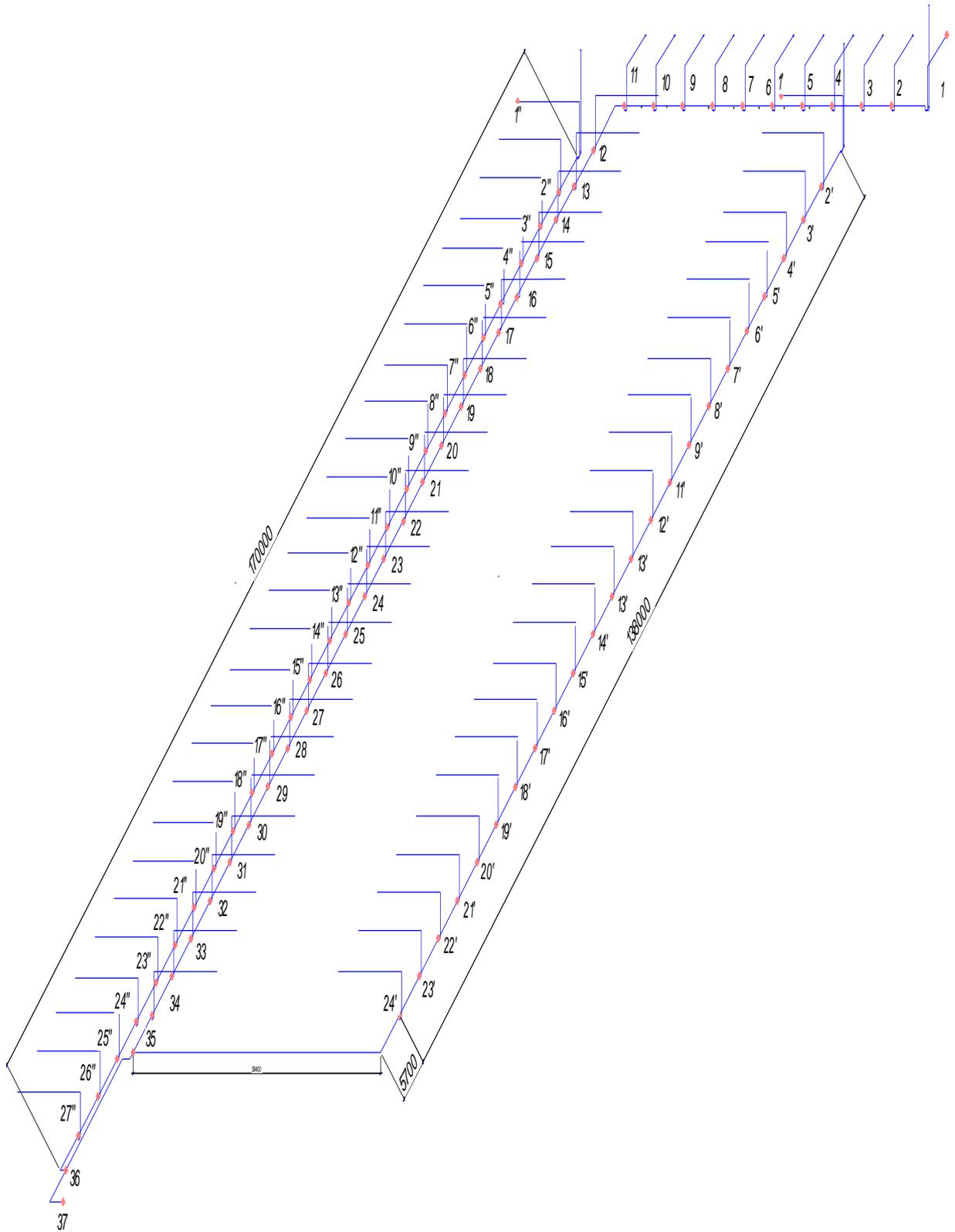


Рисунок 8.1 Расчетная схема газопровода низкого давления

Приложение 2

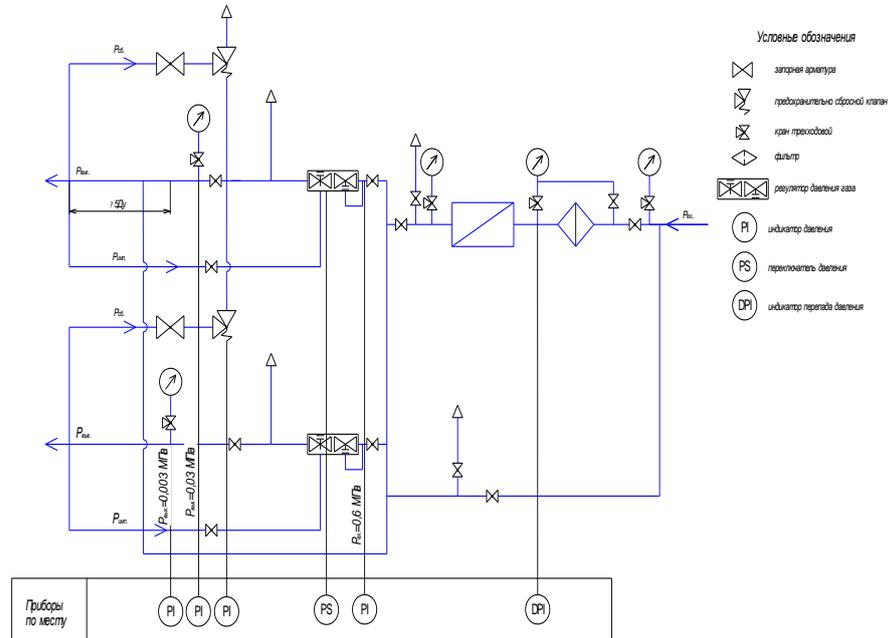


Рисунок 8.2 Схема автоматизации ПУРДГ

Таблица 21 – Определение трудоемкости работ

№ п/п	Наименование работ	Единица измерения	Обоснование (ЕНиР)	Норма времени чел— ч/маш-ч	Т
					Объем работ
1	2	3	4	5	6
1	Монтаж газопровода	1 м	Е26-1	0,17	615
	Укладка плетей краном	1 м	Е26-1	0,2	615
2	Сварка стыков	1 стык	Е26-1	0,17	152
3	Установка отвода 90 ⁰ Ø 100	1 шт.	Е26-1	0,17	18
4	Врезка патрубков в трубопровод	1 шт.	Е26-3	0,54	1
5	Установка арматуры	1 шт.	Е26-6	1,5	2
6	Установка металлических конструкций для опор и подвесок трубопроводов	1 м	Е26-10	5,3	130
7	Установка опор и подвесок	1 шт.	Е26-11	0,29	130
8	Гидравлическое испытание смонтированных трубопроводов	100 м	Е26-16.	0,1	615

1	2	3	4	5	6
9	Окраска	1 м ²	Е9-2-14	0,12	430
12	Укладка полиэтиленовых трубопроводов	1 м	Е9-2-7	0,01	25
13	Сварка стыков	1 стык	Е9-2-7	0,2	4
14	Присыпка газопроводов	1 м ³	Е2-1-58	0,79	4,75
	Контроль качества сварных стыков ультразвуковым методом	1 стык	§В60-5 С-60	3,13	233
15	Продувка газопроводов. Испытание на прочность Ø 100	1 м	Е9-2-9	0,1	25
16	Обратная засыпка траншей бульдозером	100 м ³	Е2-1-34	0,66	0,125

17	Планировка площадей	1000 м ²	E2-1-36	0,49	0,106
12	Расчистка территории с учетом охранной зоны УГРШ	1 м	E9-2-7	0,01	25
13	Рекультивация участка	1 стык	E9-2-7	0,2	4
14	Устройство основания под ПУРДГ утрамбованный щебень	1 м ³	E2-1-58	0,79	4,75

1	2	3	4	5	6
	Бетонирование основания под ПУРДГ	1 стык	§B60-5 C-60	3,13	233
15	Установка закладных деталей	1 м	E9-2-9	0,1	25
16	Установка ПУРДГ краном	100 м ³	E2-1-34	0,66	0,125
17	Установка стоек ограждения	1000 м ²	E2-1-36	0,49	0,106
12	Ограждение ПУРДГ размером 5,5x4,0x2,0м	1 м	E9-2-7	0,01	25
13	Устройство фундамента для молниеотвода	1 стык	E9-2-7	0,2	4
14	Заземление и молниезащита ПУРДГ	1 м ³	E2-1-58	0,79	4,75
	Крепление свечей	1 стык	§B60-5 C-60	3,13	233
15	Сбросные трубопроводы Ø25	1 м	E9-2-9	0,1	25
16	Продувочные Ø20	100 м ³	E2-1-34	0,66	0,125
17	Окраска	1000 м ²	E2-1-36	0,49	0,106
Затраты на подготовительные работы (8%)					
Затраты на неучтенные работы (10%)					
Σ					