МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Дальневосточный федеральный университет»

Инженерная школа

Кафедра инженерных систем зданий и сооружений

Павленко Даниил Андреевич

РАЗРАБОТКА ПРОЕКТА ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ЖСК «ОСТРОВ» НА ОСТРОВЕ РУССКОМ, ГОРОД ВЛАДИВОСТОК

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

по образовательной программе подготовки магистров
по направлению подготовки
08.04.01 «Строительство»
«Теплогазоснабжение населенных мест и предприятий»

г. Владивосток
2018

Студент _____
подпись
«_____» _____ 20____г.

Руководитель ВКР
___канд.техн.наук, доцент
(должность, ученое звание)
_____ _А.В. Кобзарь__
(подпись) (ФИО)
«_____»_____20___г.

Назначен рецензент _____
(ученое звание)
Бурнаевский А.Ф
(фамилия, имя, отчество)
_____
(подпись) (ФИО)
«_____»_____20___г.

«Допустить к защите»

Руководитель ОП _канд.техн.наук, доцент_
(ученое звание)
_____ И.А.Журмилова
(подпись) (и. о.ф)
«_____»_____ 20____г

Зав. кафедрой _канд.техн.наук, доцент_
(ученое звание)
_____ А.В. Кобзарь
(подпись) (и. о.ф)
«_____»_____ 20____г

Защищена в ГЭК с оценкой_____

Секретарь ГЭК
_____ Н.С. Ткач
подпись И.О.Фамилия
«_____» _____ 20____г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Дальневосточный федеральный университет»

ИНЖЕНЕРНАЯ ШКОЛА

Кафедра инженерных систем зданий и сооружений

З А Д А Н И Е
на выпускную квалификационную работу магистра
студенту (ке) Павленко Даниилу Андреевичу М3219б группы
(фамилия, имя, отчество)

на тему: Разработка проекта газоснабжения ЖСК "Остров" на острове Русском, город Владивосток

Вопросы, подлежащие разработке (исследованию):

Общие сведения об объекте проектирования

Основное оборудование газораспределительной сети

Порядок приемки газопровода в эксплуатацию

Расчетная часть проектирования

Автоматизация внутридомовой газовой сети

Технико-экономический расчет
Охрана окружающей среды

Перечень графического материала:

Генеральный план строительного участка

Тепловая схема

Аксонометрическая схема и план внутридомовой газовой сети

Профиль газовой сети

Технико-экономические показатели проекта

Гидравлическая расчетная схема газовой сети

Основные источники информации и прочее, используемые для разработки темы
ООО "Новая архитектура" проект ЖСК "Остров"

Срок представления работы «__» _____ 20__ г.

Дата выдачи задания «__» _____ 20__ г.

Руководитель ВКР _____ _____ _____
(должность, уч.звание) (подпись) (и.о.ф)

Задание получил _____ _____
(подпись) (и.о.ф)

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Дальневосточный федеральный университет»

ИНЖЕНЕРНАЯ ШКОЛА

Кафедра инженерных систем зданий и сооружений

ГРАФИК
подготовки и оформления выпускной квалификационной работы

студенту (ке) Павленко Даниилу Андреевичу группы М3219б
(фамилия, имя, отчество)

№ п/п	Выполняемые работы и мероприятия	Срок выполнения
1	Подбор и описание оборудования газораспределительной сети	01.07.2017 -10.08.2017
2	Определение исходных данных, климатологические данные района строительства, описание объекта застройки, определение тепловых нагрузок	11.08.2017 -25.09.2017
3	Гидравлический расчет сети среднего давления	26.09.2017-29.11.2017
4	Охрана воздушного бассейна	30.11.2017-29.12.2017
5	Разработка внутридомовой сети	10.01.2018- 11.03.2018
6	Технико-экономический расчет	12.03.2018-30.04.2018
7	Написание пояснительной записки	1.05.2018-31.05.2018
8	Прохождение антиплагиата	до 15.06.2018
9	Подготовка и передача ВКР на рецензирование	до 29.06.2018
10	Подготовка к защите, написание речи выступления	до 1.07.2018
11	Защита ВКР	июль 2018

Руководитель ВКР зав.кафедры доцент _____ Кобзарь А.В
(должность, уч.звание) (подпись) (ф.и.о.)

Задание получил _____ Павленко Д.А.
(подпись) (ф.и.о.)

Аннотация

В данном дипломном проекте представлен вариант схемы газоснабжения СЖК «Остров», расположенного на острове Русском в городе Владивосток.

В первой главе приведены общие сведения об объекте проектирования. Рассмотрены технические решения по прокладке газопровода, приведена общая информация о городе Владивосток, острове Русском, ЖСК «Остров».

Во второй главе представлена классификация газового оборудования, описан пункт учета расхода газа, когенерационная установка и пиковый котел.

Принятые решения по прокладке газовой сети представлены в третьей главе.

Расчет схемы газоснабжения приведен в расчетной главе. Для выполнения поставленной задачи были определены расходы газа, после чего был произведен гидравлический расчет, который подразумевает подбор диаметров труб. Для прокладки газопровода были подобраны подходящие технологии в соответствии с нормативными документами.

Также в работе представлен технико-экономический расчет, который показывает, насколько выгодным является строительство газопровода и расчет вредных выбросов от когенерационной установки в окружающий воздушный бассейн.

Проект содержит пояснительную записку объемом 80 страниц, включая 11 иллюстраций, 21 таблицы, список литературы из 30 наименований, 2 приложения и 6 листов графической части.

Annotation

In this diploma project, a version of the gas supply scheme for the SLC "Ostrov", located on the Russky Island in the city of Vlastovostok, is presented.

The first chapter provides general information about the design object. Technical solutions for laying the gas pipeline are considered, general information is provided about the city of Vladivostok, Russkoy Island, Ostrov.

The second chapter presents the classification of gas equipment, describes the point of gas consumption, a cogeneration plant and a peak boiler.

The decisions taken to lay the gas network are presented in the third chapter.

Calculation of the gas supply scheme is given in the calculation chapter. To fulfill the task, gas costs were determined, after which a hydraulic calculation was carried out, which involves the selection of pipe diameters. Appropriate technologies were selected for laying the gas pipeline in accordance with regulatory documents.

Also, a technical and economic calculation is presented, which shows how profitable is the construction of a gas pipeline and the calculation of harmful emissions from a cogeneration plant in the surrounding air basin.

The project contains an explanatory note in the volume of 80 pages, including 11 illustrations, 21 tables, a list of literature from 30 titles, 2 annexes and 6 sheets of the graphic part.

Оглавление

Введение… 3
1. Общие сведения об объекте проектирования 8
1.1 Технические решения по прокладке газопровода 8
1.2 Общая информация о городе Владивосток 8
1.3 Общая информация об острове Русский 10
1.4 ЖСК Остров 11
2 Основное оборудование газораспределительной сети 13
2.1 Классификация и основные виды газовой арматуры 13
2.2 Пункт учета расхода газа 17
2.3 Когенерационные установки 18
3 Порядок приемки газопровода в эксплуатацию 26
3.1 Подготовительные работы к прокладке газопровода 26
3.2 Земляные работы 27
3.3 Укладка газопроводов 28
3.4 Монтаж сооружений на газовых сетях 28
3.5 Сети высокого, среднего и низкого давлений 29
3.6 Внутреннее устройство газоснабжения 31
4. Расчетная часть проектирования 34
4.1 Определение тепловых нагрузок 34
4.2 Определение электрической мощности когенерационной установки для абонента 38
4.3 Определение расчетных расходов газа 39
4.4 Проектирование газовой сети 41
4.5 Гидравлический расчет 44
4.6 Гидравлический расчет внутридомовой сети 48
5. Автоматизация внутридомовой газовой сети 53
6. Технико-экономический расчет 59
6.1 Обоснование рентабельности выбора проекта с использованием когенерационных установок 59

6.2 Расчет сметной стоимости работ 63
6.2.1 Стоимость проектно-изыскательских работ 63
6.2.2 Стоимость строительно-монтажных работ 64
6.2.3 Расчет эксплуатационных затрат 66
6.2.4 Затраты на оплату труда 66
6.2.5 Амортизационные отчисления 67
6.2.6 Текущий ремонт 68
6.2.7 Прочие затраты 68
6.2.8 Расчет показателей экономической эффективности проекта 69
6.2.9 Прибыль 69
6.2.10 Чистая текущая стоимость проекта 70
6.2.11 Окупаемость 72
6.2.12 Рентабельность 72
7. Охрана воздушного бассейна 73
Заключение 78
Список литературы 79
Приложение А Расчет нагрузок с учетом коэффициентов одновременности для газовых приборов 81
Приложение Б Гидравлический расчет сети среднего давления 87

Введение

Россия – страна с развитой промышленностью, обеспечивающая себя топливными ресурсами за счет своих же природных богатств. В большинстве звеньев производства энергоносителем является природный газ. Использование природного газа явилось толчком к развитию нашей страны. На данный момент газовая отрасль стала одной из самых быстроразвивающихся в народном хозяйстве. Удельный вес использования в производстве природного газа достигает 50%.

Ведущая отрасль газовой промышленности – газопроводный транспорт. В настоящее время в России постоянно увеличивается протяженность магистральных трубопроводов, снабжая газом всё новые населенные пункты. Так, общая протяженность газопроводов по сравнению с окончанием прошлого века увеличилась более чем в 2,5 раза.

Система газоснабжения – это большой и сложный комплекс сооружений. Для каждого населенного пункта составляется свой план газоснабжения. На него влияет множество факторов: площадь территории, особенности местности, численность и плотность населения. Для того, чтобы выбрать оптимальный вариант газоснабжения составляется несколько планов, из которых по технико-экономическим показателям выбирается наиболее выгодный.

Целями газоснабжения населенных пунктов природным газом являются:

1) повышение комфортности бытовых условий;
2) улучшение экономической обстановки в связи с переходом на более дешевые виды топлива;
3) улучшение экологической обстановки (при сгорании природный газа почти не выделяет вредных веществ в атмосферу).

Система газоснабжения должна обеспечивать бесперебойную подачу газа потребителям, быть безопасной в эксплуатации, простой и удобной в обслуживании, должна предусматривать возможность отключения отдельных ее

элементов или участков газопроводов для производства ремонтных или аварийных работ.

Основной элемент системы газоснабжения – газовая сеть. По числу степеней давления, применяемые в газовых сетях, системы газоснабжения подразделяются на:

1) на одноступенчатые - с подачей потребителям газа только одного давления;
2) двухступенчатые - с подачей потребителям газа по газопроводам двух давлений: среднего и низкого, высокого и низкого, высокого и среднего;
3) трехступенчатые - с подачей потребителям газа по газопроводам трех давлений: низкого, среднего и высокого (до 0,6 МПа);
4) многоступенчатые - с подачей потребителям газа по газопроводам низкого, среднего и высокого (до 0,6 и до 1,2 МПа) давлений.

Проект системы газоснабжения должен включать в себя источники газа, распределительную сеть и газовое оборудование.

Для того, чтобы решить задачу проектирования газовой сети населенного пункта следует:

- определить всех потребителей, для каждого из которых найти расход потребляемого газа;

- определить места прокладки газовых сетей с учетом требований руководящих документов;

- произвести гидравлический расчет (подобрать диаметры труб);

- определить необходимое оборудование для всех ПРГ (пунктов редуцирования газа).

В настоящее время в мировой энергетике прослеживается стойкая тенденция к увеличению производства и потребления энергии. Даже с учетом значительных структурных изменений в промышленности и перехода на энерго-

сберегающие технологии, потребности в тепло- и электроэнергии в ближайшие десятилетия будут увеличиваться. Поэтому особо широкое применение когенераторов в мире говорит о новой тенденции к развитию локальной энергетики, как наиболее экономически эффективной и экологичной отрасли топливно-энергетического комплекса.

К основным проблемам энергетического сектора в России можно отнести следующее:

- постоянный рост тарифов ЖКХ;
- неэффективность использования топлива;
- кризис централизованной энергетики;
- изношенность оборудования;
- высокая частота аварий и перегруженность сетей тепло- и электроснабжения;
- проблемы подключения к сетям;
- некачественное электроснабжение;
- проблема экологии.

В России необходимость в применении когенераторов для тепло- и энергоснабжения очевидна, поскольку качество центрального снабжения оставляет желать лучшего, да и монопольный характер российских энергоносителей вынуждает покупать электричество и тепло по дорогим тарифам. Таким образом, внедрение когенераторов позволяет существенно снизить затраты на потребляемую энергию, что дает существенный экономический эффект для конечного потребителя, а также решить проблему пиковых нагрузок, недостатков централизованных систем и тем самым обеспечить качественным, бесперебойным энергоснабжением.

Когенерацией называют способ производства энергии, при котором из одного первичного источника (топлива) на выходе энергоустановки получают два или несколько видов полезной энергии (в большей части когенерационных систем, применяемых в настоящее время, осуществляется совместное производство тепла и электричества).

Когенерация — относительно новая для России технология. Только в последнее десятилетие в нашей стране стал наблюдаться серьезный интерес к проектам мини-ТЭЦ, тогда как опыт использования этой технологии на Западе составляет порядка 25 лет. [30]

«Для комбинированной выработки тепла и электроэнергии допускается применение когенерационных установок» говорится в Изменении N 2 к СП 62.13330.2011 «СНиП 42-01-2002 Газораспределительные системы» от 4 июня 2017 года. [11]

Основные преимущества использования когенерационных установок:

- Независимость владельца установки от тепловых сетей. Вне зависимости от экономического состояния дел в теплоэнергетических компаниях, на объекте, который обеспечивается теплом и электроэнергией за счет собственной установки, всегда будет свет и тепло. При этом наличие когенерационных агрегатов позволяет разгрузить электрические сети в крупных городах, а значит снизить риск серьезных перебоев электро- и теплоснабжения в целом

- Эффективность топливоиспользования. КПД электростанций составляет от 30 до 50 % (остальная часть энергии первичного топлива теряется в виде неиспользуемого тепла). КПД котельной в среднем составляет около 80 %. Таким образом, полный КПД системы с раздельным производством тепла и электричества находится в пределах 55–65 %. При этом для когенерационных установок (их также называют мини-ТЭЦ или когенераторами), где наряду с генерацией электрической энергии осуществляется утилизация тепла, полный КПД может достигать 90 %.

- Дешевизна топлива в сравнении с другими видами. Отличительная черта собственной мини-ТЭЦ - возможность использования как природного газа, так и других газообразных топлив, характеристики которых различаются в весьма широком диапазоне (пропан, бутан, ПНГ, газы химической промышленности, древесный газ, биогаз, пиролизный газ и т. д.). Современный уровень развития технологии позволяет выбрать подходящий тип когенерационной установки для работы на местном газообразном топливе.

- Снятие многих экологических ограничений на строительство объекта. По своим экологическим характеристикам когенерационные установки соответствуют требованиям сегодняшнего дня. Основным же их преимуществом с точки зрения экологии является то, что повышенная эффективность использования первичного топлива в когенераторах позволяет снизить выбросы вредных веществ в атмосферу в 2–3 раза по сравнению с использованием традиционных энерготехнологий, основанных на раздельном производстве тепла и электричества.

Энергоснабжение от собственных источников удовлетворяет требованиям РостТехНадзора: местная мини-ТЭЦ (когенерационная установка) не портит пейзаж; выхлоп мини-ТЭЦ (когенерационной установки) чище, чем от других видов энергоснабжения, а шум минимальный.

1. Общие сведения об объекте проектирования

1.1 Технические решения по прокладке газопровода

Остров Русский снабжается газом из города Владивостока по газопроводу. В свою очередь, во Владивосток газ поступает из магистрального газопровода через ГРС. Давление на выходе газа из ГРС равно p = 1,2 МПа. Общая длина газопровода равна примерно 34 км: по материковой части проходит 15 км газопровода (вместе с отводом до ТЭЦ-2), по островной — 12 км и под проливом Босфор-Восточный проложено более 6 км трубы в двуниточном исполнении.

Для газификации ЖСК «Остров» выбрано трехступенчатое исполнение: газопровод высокого, среднего и низкого давления. Между ступенями запроектированы ГРП, спланированные в зависимости от массовости строительства на данном участке и этажности сооружений. Максимальный перепад давлений в сети низкого давления принимается равным Dp = 1200 Па.

Прокладка газопровода вне зданий на застраиваемой территории запроектирована подземная. Трубы для прокладки выбраны полиэтиленовые по ГОСТ 18599-2001. [1]

Глубина прокладки газопровода не может быть меньше 0,8 м до верхнего края трубы или футляра. На участках, которые будут свободны от транспорта, глубина прокладки должна быть не менее 0,6 м. [8]

Газопровод защищается от коррозии двумя способами: пассивным и активным. Пассивный метод заключается в изоляции труб битумно-минеральной или битумно-резиновой мастикой. Для осуществления активного метода применяется электрический дренаж. [29]

1.2 Общая информация о городе Владивосток

Площадь города – 331,16 км2 при населении 604602 человек. Владивосток располагается на полуострове Муравьева-Амурского и островах залива Петра Великого.

Владивосток — город-порт, является центром Приморского края и Владивостокского городского округа.

Столица Приморья – конечный пункт Транссибирской магистрали, база для Тихоокеанского флота, центр науки и образования Дальнего Востока, включая ДВФУ и ДВО РАН.

Владивосток располагается в Владивостокском часовом поясе и имеет смещение по отношению к UTC +10:00, а по отношению к столице-Москве - +7:00.

Минимальное расстояние от Москвы до Владивостока– 6430 км, по железнодорожным путям — 9288 километров. [23]

Климатические данные города Владивосток изложен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 Климатические характеристики города Владивосток по СП 131.13330.2012 «Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменениями N 1, 2)» [6]

Республика, край, область, пункт	Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обес- печенностью		Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью		Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха	
					≤8 °С	
	0,98	0,92	0,98	0,92	продолжительность	средняя температура

Республика, край, область, пункт	Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обес- печенностью		Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью		Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха	
Владивосток	-27	-26	-25	-24	196	-3,9

Во Владивостоке преобладает муссонный климат. Зимой прохладно и сухо при ясной погоде. Оттепели могут происходить в любой месяц зимы. Весна долгая с постоянными перепадами температур. Летом влажно и тепло с большим количеством осадков. Осень также теплая, но количество осадков к зиме начинает постепенно уменьшаться. Первые морозы наступают в начале ноября.

Средняя температура воздуха за год во Владивостоке +4,9 °С. Август является самым теплым месяцем в году со средней температурой около +20,8 °С. Самым холодным месяцем является январь − -11,3 °С. Вода к августу-началу сентября прогревается до температуры +21..+23 °С (максимум +26,5 °С).

Средний уровень осадков за год 818 мм. Среднее годовое давление ртутного столба составляет 763 мм.

1.3 Общая информация об острове Русский

Остров Русский расположен в заливе Петра Великого Японского моря, в нескольких километрах от города Владивосток. Территория острова входит в состав города краевого подчинения Владивосток и муниципального образования Владивостокский городской округ. От основной части города, расположенной на полуострове Муравьёва-Амурского, Русский отделён проливом

Босфор-Восточный. С юга и востока остров омывается водами Уссурийского залива, а с запада — Амурского.

Климат острова подобен климату города Владивосток.

Средняя температура августа: 20,6 °C. Средняя температура января: −12,6 °C.

Среднегодовое давление 763 мм ртутного столба.

Зимой на острове Русский преобладает сухой и холодный континентальный воздух, из-за чего погода ясная, но морозная. В среднем продолжительность зимнего периода на Русском - 132 дня, начиная с 13 ноября и заканчивая 23 марта, что подобно продолжительность зимнего периода в Москве (133 суток).

На протяжении бывает в среднем 18 пасмурных дней и 27 дней с осадками в виде снега. Метели проходят на протяжении 8—9 дней. Бывают случаи, когда скорость ветра при метелях возрастает до 15—20 м/с, в следствие чего наблюдаются снежные заносы. В таких ситуациях прекращается работа городского транспорта, и останавливаются все работы.

Оттепели можно пронаблюдать в любой месяц зимы, но они длятся не более чем 2 дня.

Продолжительность лета на острове 88 дней, начиная от 26 июня и заканчивая 21 сентября, при усредненной температуре воздуха +15 градусов. В начале августа – примерно с 6 по 20 число – температура воздуха часто превышает 20°C. [28]

1.4 ЖСК Остров

Жилой поселок "Остров" самый большой поселок во Владивостоке, район комплексного освоения территорий на Дальнем Востоке

Общая площадь участка составляет 400 508 кв.м. Планируется постройка 249 домов: 224 индивидуальных жилых дома, 20 дуплексов и 8 многоквартирных жилых домов. Общая площадь квартир 36 579 кв.м. Начало строительных работ было положено в 2016 г.

Жилищно-строительный кооператив «Остров» (ЖСК «Остров») создан 25 октября 2012 года. Целью строительства является обеспечение жильем научно-педагогического состава ДВФУ и Дальневосточного отделения РАН, а также граждан, имеющих трех и более детей. В соответствии с поручениями Первого заместителя Председателя Правительства Российской Федерации И.И. Шувалова кооперативу по договору безвозмездного срочного пользования были предоставлены земельные участки из земель, находящихся в собственности Российской Федерации, общей площадью 400 508 кв. метров. При поддержке АИЖК строительство поселка ЖСК «Остров» на острове Русский во Владивостоке находится в активной фазе, она началась во второй половине 2016 года.

На участках строительства уже выполнены геологоразведочные работы, произведена топографическая съемка, подеревная съемка. Получены технические условия на подключение к сетям электроснабжения, водоснабжения и канализации, газоснабжения. Выполнены работы по проектированию поселка, а также внешних сетей. Завершены работы по проектированию внутриквартальных сетей, проект прошел экспертизу. Утвержден эскиз застройки поселка ЖСК. Обеспечен подъезд к территории строительства, обустроена площадка для размещения строительной техники, материалов. Подключены временные линии водо- и электроснабжения. Заключен договор на выполнение привязки проектов жилых домов к местности с разработкой проектов фундаментов и проектов внутриплощадочных (внутри индивидуального участка). Заключены договоры на строительство дорог и обеспечение инженерными коммуникациями. [24]

2 Основное оборудование газораспределительной сети

2.1 Классификация и основные виды газовой арматуры

Газовой арматурой называют различные приспособления и устройства, монтируемые на газопроводах, аппаратах и приборах, с помощью которых осуществляются включение, отключение, изменение количества, давления или направления газового потока, а также удаление газа,

При выборе газовой арматуры необходимо учитывать следующие свойства металлов и сплавов:

- природный газ не воздействует на черные металлы, поэтому газовая арматура может быть изготовлена из стали и чугуна;

- из-за более низких механических свойств чугунной арматуры она может применяться при давлениях не более 1,6 МПа;

- при выборе чугунной арматуры необходимо создать такие условия, чтобы ее фланцы не работали на изгиб;

- при существующих допустимых нормах содержания сероводорода в газе (2 г на каждые 100 $м^3$) последний практически не воздействует на медные сплавы, поэтому арматура для внутридомового газового оборудования может быть из медных сплавов.

По назначению существующие виды газовой арматуры подразделяются:

- на запорную — для периодических герметичных отключений отдельных участков газопровода, аппаратуры и приборов;

- предохранительную — для предупреждения возможности повышения давления газа сверх установленных пределов;

- арматуру обратного действия - для предотвращения движения газа в обратном направлении;

- аварийную и отсечную - для автоматического прекращения движения газа к аварийному участку при нарушении заданного режима.

Большинство видов арматуры состоит из запорного или дроссельного устройства. Эти устройства представляют собой закрытый крышкой корпус, внутри которого перемещается затвор. Перемещение затвора внутри корпуса относительно его седел изменяет площадь прохода газа, что сопровождается изменением гидравлического сопротивления.

К запорной арматуре относятся различные устройства, предназначенные для герметичного отключения отдельных участков газопровода. Они должны обеспечивать герметичность отключения, быстроту открытия и закрытия, удобство в обслуживании и малое гидравлическое сопротивление.

При проектировании стальных и полиэтиленовых газопроводов важное значение имеет правильный выбор соответствующей арматуры. В качестве запорной арматуры на газопроводах применяются задвижки, краны, вентили, гидравлические затворы.

Наружные надземные и внутренние газопроводы природного газа и паровой фазы СУГ давлением до 0,005 МПа рекомендуется оснащать кранами конусными натяжными. На наружных и внутренних газопроводах природного газа давлением до 1,2 МПа, паровой и жидкой фазы СУГ давлением до 0,6 МПа рекомендуется применять краны конусные сальниковые, краны шаровые, задвижки и вентили.

На подземных газопроводах низкого давления, кроме прокладываемых в районах с сейсмичностью свыше 7 баллов, на подрабатываемых и карстовых территориях в качестве запорных устройств допускается применять гидрозатворы.

Наиболее распространенным видом запорной арматуры являются задвижки, в которых поток газа или полное его прекращение регулируют изменением положения затвора вдоль уплотняющих поверхностей. Это достигается вращением шпинделя.

На подземных газопроводах задвижки монтируют в специальных колодцах из сборного железобетона или красного кирпича.

Перекрытие колодца должно быть съемным для удобства его разборки при производстве ремонтных работ.

В местах пересечения газопроводами стенок колодца устанавливают футляры, которые для плотности заделывают битумом. Колодцы должны быть водонепроницаемыми.

Помимо кранов со смазкой применяют простые поворотные краны, которые подразделяются на натяжные, сальниковые и самоуплотняющиеся. Эти краны устанавливают на надземных и внутри объектовых газопроводах и вспомогательных линиях (импульсные и продувочные газопроводы, головки конденсатосборников, вводы).

В натяжных кранах взаимное прижатие уплотнительных поверхностей пробки и корпуса достигается навинчиванием натяжной гайки на резьбовой конец пробки, снабженный шайбой.

Гидравлические затворы являются простым и плотным запорным устройством для подземных газопроводов низкого давления.

На газопроводах часто применяют шаровые краны, которые имеют все преимущества кранов с коническими пробками. Их конструкция исключает возможность заедания шара-пробки в гнезде корпуса.

Опыт эксплуатации подземных газопроводов показывает, что в них часто обнаруживаются вода и конденсат.

В составе конденсата преобладает вода, которая выделяется из влажных газов при понижении их температуры. Помимо воды из газа конденсируются тяжелые углеводороды. Иногда в газопроводах обнаруживается вода, оставшаяся в них при производстве строительных работ. Для сбора и удаления конденсата и воды в низких точках газопроводов сооружаются конденсатосборники.

В зависимости от влажности транспортируемого газа они могут быть большей емкости — для влажного газа и меньшей — для сухого газа. В зависимости от величины давления газа они разделяются на конденсатосборники низкого, среднего и высокого давления.

Конденсатосборник низкого давления представляет собой емкость, снабженную дюймовой трубкой. Как и у гидрозатвора, эта трубка выведена под ковер и заканчивается муфтой и пробкой. Через трубку удаляют конденсат, продувают газопровод и замеряют давление газа.

Газопровод длиной в 1 км при нагревании на 1°С удлиняется в среднем на 12 мм. Под действием температурных напряжений возникают усилия, которые могут привести к сжатию или растяжению газопроводов. Если газопровод не имеет возможности свободно изменять свою длину, то в стенках газопровода возникнут дополнительные напряжения. В процессе эксплуатации наземных газопроводов величина изменения температуры может достигать нескольких десятков градусов, что вызывает напряжения в несколько десятков МПа. Поэтому для предотвращения разрушения газопроводов от температурных усилий необходимо обеспечить его свободное перемещение. Устройствами, обеспечивающими свободное перемещение труб, являются компенсаторы — линзовые, лиро- и П-образные. На подземных газопроводах наибольшее распространение получили линзовые компенсаторы.

Компенсатор имеет волнистую поверхность, которая меняет свою длину в зависимости от температуры газопровода и предохраняет его от деформаций.

Для очистки газа от примесей и его учета на газораспределительной сети устанавливаются ПУРГи (пункты учета расхода газа). Пункт предназначен для эксплуатации в макроклиматических районах с умеренным климатом исполнения УХЛ и категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69 [3], для работы при температуре окружающей среды от +40 до -60° С и относительной влажности воздуха 98%. [26]

2.2 Пункт учета расхода газа

Пункт учета расхода газа в соответствии с рисунком 2.1 состоит из установки шкафной 1, технологического оборудования учета расхода газа 2, обогревателя 3 с дымоходом 4. Установка шкафная представляет собой металлический шкаф с теплоизоляцией. Для удобства обслуживания технологического оборудования предусмотрены двери 5,6. Для обеспечения естественной вентиляции предусмотрены жалюзи 7…10. Обогреватель 3 предназначен для обогрева технологического оборудования и установлен под днищем шкафной установки. Технологическое оборудование пункта учета расхода газа в соответствии с рисунком состоит из двух линий: рабочей 1 и обводной 2. Газ через кран 3 поступает к фильтру 4, очищается от механических примесей и поступает к измерительному комплексу 5 для измерения расхода проходящего газа. После измерительного комплекса 5 газ через кран 6 поступает к потребителю. Для визуального наблюдения за давлением газа и измерения перепада давления на фильтре 4 предусмотрен манометр 7 с клапанами 8, 9. Для подачи газа к обогревателю 12, предусмотрен вентиль 10 и регулятор давления газа 11. Обводная линия 2 предназначена для обеспечения бесперебойной подачи газа потребителю при ремонте рабочей линии и снабжена краном 13. Для сброса газа предусмотрен продувочный трубопровод 14 с краном 15. Для замера перепада давления на измерительном комплексе предусмотрены краны 16, 17. [27]

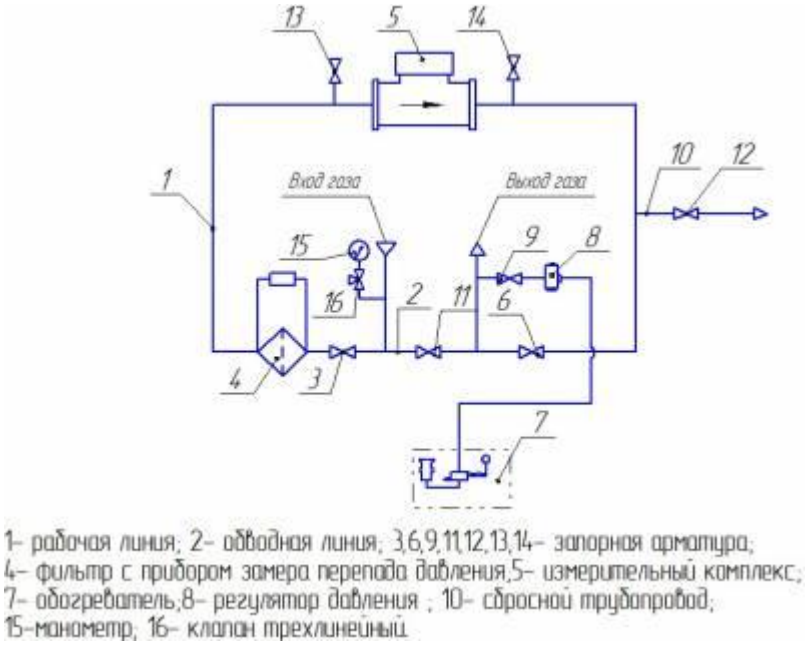


Рисунок 2.1 Типовая схема пункта учета расхода газа

2.3 Когенерационные установки

Главным фактором, заставляющим переходить на альтернативные средства снабжения теплом и электроэнергией, является изношенность тепло- и электросетей, а также низкое качество электроэнергии. Этой альтернативой стали когенерационные установки малой мощности, так называемые мини-ТЭЦ, способные обеспечить тепловой и электрической энергией отдельные здания или предприятия.

КПД электростанций составляет от 30 до 50 % (остальная часть энергии первичного топлива теряется в виде неиспользуемого тепла). КПД котельной в среднем составляет около 80 %. Таким образом, полный КПД системы с раздельным производством тепла и электричества находится в пределах 55–65 %. При этом для когенерационных установок (их также называют мини-ТЭЦ или когенераторами), где наряду с генерацией электрической энергии осуществляется утилизация тепла, полный КПД может достигать 90 %. Соотношение теплового и электрического когенерационных установок составляет 1:1,2–1,6. Сравнение между когенерацией и раздельным производством электричества и тепла приводится ниже, основанное на типичных значениях КПД (рисунки 2.2 и 2.3).

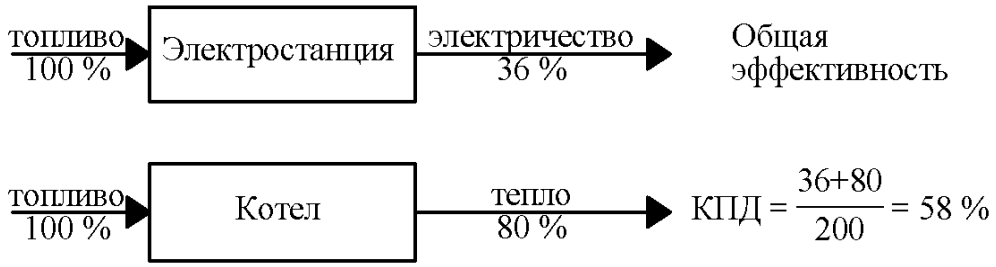


Рис. 2.2. Общая эффективность раздельного производства энергии

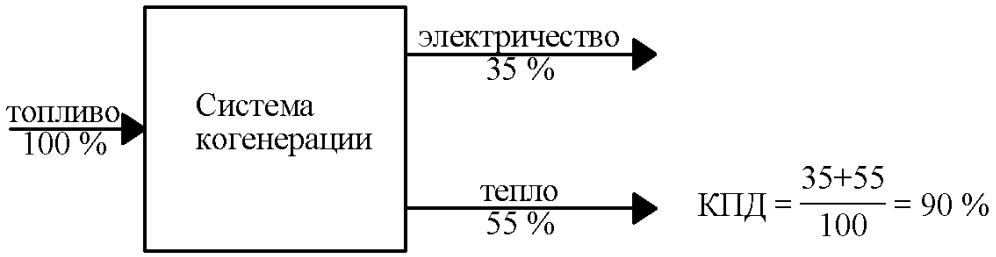


Рис. 2.3 Когенерационное производство

Более полное использование энергии первичного топлива в когенерационных системах - основной фактор, относящий когенерацию к числу перспективных технологических направлений в энергетике, отвечающих требованиям стратегической задачи ресурсосбережения. В течение последних трех десятилетий задача экономии энергоресурсов является приоритетной для многих стран; осознанию ее важности во многом способствовал мировой кризис цен на нефть 1973 года.

Различают когенерационные системы на базе газотурбинных и газопоршневых установок, микротурбин. Реже используются двигатели, работающие на дизельном топливе. Еще одним критерием классификации может служить вид топлива. Дело в том, что происхождение газа бывает разным. Среди прочих особо перспективными считаются шахтный метан, биогаз и свалочный газ.

Когенерационные системы используются не только по прямому назначению. В тепличных предприятиях они выполняют роль установки по производству CO2 для повышения урожайности.

1. Газотурбинные установки (ГТУ) способны обеспечить наиболее широкий диапазон электрической мощности — от десяти до нескольких десятков мегаватт.

В таких установках поток газа, образованный в результате сгорания топлива, воздействуя на лопатки турбины, создает крутящий момент и вращает ротор, который, в свою очередь, соединен с генератором.

Электрический КПД (доля электроэнергии от общей энергии сгорания топлива) систем подобного типа может достигать 39%. ГТУ, как правило, вырабатывают в два раза больше тепловой энергии, чем электрической (при этом общий КПД не превышает 90%). Их несомненным преимуществом является возможность работы как на жидком (дизельное топливо, керосин), так и на газообразном топливе различного происхождения, в том числе низкокалорийном (с содержанием метана меньше 30%). Установки большой мощности можно использовать вместе с паровыми турбинами. В этом случае их электрический КПД достигает 59%. Газотурбинные установки можно использовать во многих отраслях народного хозяйства, но основные сегменты потребления — это все же нефте- и газодобывающая сферы, металлургическая промышленность, а также энергетика.

2. Микротурбинные установки работают по тому же принципу, что и ГТУ, но имеют меньшие размеры и, соответственно, мощность. Также отличительной чертой когенерационных установок на базе микротурбин является компактность конструкции, что дает несомненное преимущество при реализации проектов в ограниченном пространстве, например, в зданиях. Как можно видеть из рис. 4, вся когенерационная система компактно располагается внутри шумозащитного кожуха, наружу выведены только система выхлопа и тепловая магистраль. Электрический КПД, как правило, не превышает 35%, а тепловой равен примерно 50%. Максимальная мощность единичного блока составляет около 250 кВт.

3. Газопоршневые установки (ГПУ) не нуждаются в особом представлении. Это агрегаты, работающие от двигателей внутреннего сгорания, топливом для которых служит газ. Фактически это аналог дизель-генераторных электростанций, которые, кстати, также можно переделать под данный вид топлива.

Электрический КПД газопоршневых установок достигает 40%, что несколько выше, чем у ГТУ, а вот тепловой КПД ниже — 50%. Меньшим является также потолок мощности, который составляет около 9 МВт.

В данном проекте для частной застройки были подобраны когенерационные установки AKSA ABG8. Характеристики данной установки приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 Технические характеристики когенерационной установки AKSA ABG8

Тепловая мощность	8 кВт
Электрическая мощность	3 кВт
Потребление топлива при 100% нагрузке	3,3 $м^3$/ч
Тип двигателя	Briggs Stratton (США)
Частота вращения	Газопоршневой, V-образный, 2-х цилиндровый, воздушного охлаждения
Тип электрогенератора	3000 об/мин.
Тип электрогенератора	Mecc Alte, 3-х фазный, одноопорный, с самовозбуждением и саморегуляцией, бесщеточный

2.4 **Подбор буферного накопителя**

Для ориентировочных расчетов расчетная емкость бака - аккумулятора определяется в зависимости от следующих условий:

- расчетной теплопроизводительности источника отопления;
- возможной замещаемой нагрузки и продолжительности периода зарядки бака;
- вида и параметров в системе отопления.

Применение бака-аккумулятора целесообразно в низкотемпературных системах, например, напольных и панельно-лучистых, обладающих высокой теплоустойчивостью и инерционностью с электрическими котлами, которые могут устанавливаться только без запаса мощности из-за ограничений разрешенной присоединенной электрической нагрузки. Применение как в низкотемпературных, так и в традиционных водяных системах отопления с твердотопливными или газообразными генераторами теплоты периодического действия, которые могут устанавливаться с необходимым запасом тепловой мощности, существенно превышающей теплопроизводительность системы отопления.

Емкость бака-аккумулятора определяется по формуле (2.1):

$$m_V = \frac{N \cdot t \cdot 3600}{c \cdot (T_1 - T_2)} \ , \ м^3 \qquad (2.1)$$

где m_V - необходимый объем для бака-аккумулятора, м^3;

N – тепловая мощность установки, кВт;

с - теплоемкость воды, Дж/кг·°С;

T_1 - температура воды в баке исходная, °С;

T_2 - температура воды в баке конечная, °С.

В результате получается:

$$m_V = \frac{8 \cdot 8 \cdot 3600}{4200 \cdot (80 - 60)} = 2{,}73\,м^3$$

В итоге, получается, что для этого потребуется накопитель на 3000 литров " AKVA PRO 3000".

При проектировании устройства поддержания давления (размера расширительного бачка) необходимо учитывать содержимое буферной емкости.

Для создания давления в контурах систем отопления и ГВС необходим дополнительный насос с максимальным давлением 8 кг/см^2.

К установке применен циркуляционный насос Wilo Starz NOVA C (таблица 2.3)

Таблица 2.3 Технические характеристики насоса Wilo Starz NOVA C

Wilo Starz NOVA C	
Допустимая перекачиваемая среда (другие среды по запросу)•	Питьевая вода и вода для производства пищевых продуктов согласно Постановлению о питьевой воде 2001 г. (TrinkwV 2001)
Допустимая область применения	
Диапазон температур при использовании в циркуляционных системах ГВС при макс. температуре окружающей среды +40 °C в кратковременном режиме 2 ч *T*	70 °C
Диапазон температур при использовании в циркуляционных системах ГВС при макс. температуре окружающей среды +40 °C	+2°C... +85°C
Максимально допустимая общая жесткость жидкости в циркуляционных системах ГВС	3,57 mmol/l (20 °dH)

Макс. допустимое рабочее давление P_{max}	10 бар

Подсоединения к трубопроводу

Резьба	G 1
Резьбовое соединение труб	R ½
Номинальный внутренний диаметр фланца	DN 15
Монтажная длина *L0*	138 мм

Мотор/электроника

Создаваемые помехи	EN 61000-6-3
Помехозащищенность	EN 61000-6-2
Степень защиты	IP 42
Класс изоляции	F
Подключение к сети	1~230 V, 50 Hz
Частота вращения *N*	3000 об/мин
Потребляемая мощность P_1	3 - 5 Вт
Потребление тока *I*	max. 0,05 A
Защита электродвигателя	не требуется (устойчив к токам блокировки)
Резьбовой ввод для кабеля Connector	11 PG

Материалы

Корпус насоса	Латунь (CuZn40Pb2)
Рабочее колесо	Синтетический материал (PPE/PS - 30% GF)
Вал насоса	Керамика
Подшипники	Графит, пропитанный синтетической смолой

Минимальный подпор на всасывающем патрубке во избежание кавитации при температуре перекачиваемой воды

Минимальное давление на входе при температурах жидкости 40/65°C	0,5 / 2 м

Данные для заказа

Изделие	Wilo
Тип	Star-Z NOVA C
Арт.-№	4132762
Вес, прим. *m*	1.28 кг

3 Порядок приемки газопровода в эксплуатацию

3.1 Подготовительные работы к прокладке газопровода

При строительстве газовых сетей в городских условиях в состав подготовительных работ входит получение разрешения на рытье траншей и котлованов.

Трассовые подготовительные работы включают:

- разбивку и закрепление пикетажа, геодезическую разбивку горизонтальных и вертикальных углов поворота, разметку строительной полосы;

- расчистку строительной полосы от леса и кустарника, корчевку пней; снятие и складирование в специально отведенных местах плодородного слоя земли;

- планировку строительной полосы, уборку валунов, устройство полок на косогорах;

- устройство защитных ограждений, обеспечивающих безопасность производства работ, монтаж средств наружного освещения;

- проведение противоэрозионных мероприятий.

Планировку монтажной полосы для прохода строительной техники рекомендуется осуществлять, как правило, за счет устройства грунтовых насыпей из привозного грунта. Планировка микрорельефа со срезкой неровностей допускается только на полосе будущей траншеи.

Разбивка трассы газопровода (перенесение в натуру трассы проектируемого газопровод) производится от постоянных ориентиров, которые указаны в плане трассы. В местах, где находится новая застройка привязки газопровода наносятся от красных линий, а в незастроенных местах перенос трассы осуществляют от городской полигонометрии.

Требования по разбивке трассы:

- нивелирование постоянных реперов осуществляется с точностью не ниже 4 разряда;

- обязательна установка вдоль трассы временных реперов, которые связаны с постоянными рельефами, углы поворотов и разбивочные оси трассы привязывают к постоянным объектам на местности;

- установка специальных знаков на поверхности в местах пересечения газопроводом существующих подземных.

Ось газопровода закрепляется металлическими штырями, которые забиваются во всех углах горизонтальных изломов оси газопровода и на прямых участках в пределах видимости штырей. При асфальтовом покрытии вместо штырей применяют металлические кнопки.

Также на трассу доставляют изолированные трубы или секции. Они раскладываются на расстоянии 1,5 м вдоль трассы и свариваются в секцию равную длине участка. На концы труб надеваются заглушки. [8]

3.2 Земляные работы

Рытьё траншей и котлованов.

На глубину заложения газопроводов влияют влажность транспортируемого газа и наличие динамических нагрузок над прокладываемым газопроводом.

Грунт при рытье траншеи следует размещать на расстоянии не более 0,5 м от одного из краев. Размеры приямка в траншее необходимо принимать следующие: длина - 1м, ширина – диаметр плюс 1,2м, глубина - 0,7м.

Засыпку траншей после укладки газопровода нужно производить в две стадии. Сперва, сразу после испытания на прочность, газопровод следует присыпать на 0,2 м, разравнить грунт и уплотнить. Далее засыпать остальную часть.

Во время засыпки траншей нельзя забывать о мероприятиях по защите трубы от повреждений грунтом.

3.3 Укладка газопроводов

Непосредственно перед спуском газопровода в траншею, ее следует тщательно осмотреть. Дно траншеи следует очистить, проектные отметки проверить. Для проверки соответствия проекта с натурой составляется акт поверки при участии представителей технадзора и заказчика.

Также следует проверить и очистить от посторонних предметов, грязи, льда трубы и плети труб. Затем для защиты от последующих возможных загрязнении на концы труб надеваются заглушки.

Секции размером до 40 м необходимо укладывать в траншею с использованием двух трубоукладчиков, на отдельные трубы до 12 м допускается один трубоукладчик. Если использование крупного оборудования невозможно по каким-либо обстоятельствам, то допускается укладка небольших участков труб путем установки над выемкой и укладываемой секцией монтажных треног.

Для предотвращения аварий газопровод и оборудование следует опускать без рывков и касаний о стены и дно траншеи.

После укладки труб в траншею, следует убедиться, что газопровод опирается по всей длине. Также проверяется состояние изоляции, действительно получившиеся расстояния до действующих коммуникаций и соответствие укладки проектным данным.

3.4 Монтаж сооружений на газовых сетях

Собранный и испытанный в заводских условиях узел, состоящий из задвижки, компенсатора, патрубков, футляров устанавливают в газовом колодце, а затем приваривают его к уложенному газопроводу.

Поверхности колодцев обрабатываются: наружные покрывают битумной краской, внутренние затирают цементным раствором. Горловина для люков устанавливается на щите перекрытий колодцев.

Колодцы засыпают со всех сторон с одинаковым уплотнением.

В местах установки защитных коверов, заделанных в бетонное основание, траншеи засыпают песком или лишним грунтом, поливают водой и послойно уплотняют.

Для ГРП оборудование монтируется из отдельных узлов, изготовленных и испытанных в заводских условиях. Для данных обязательно наличие акта заводского испытания.

Заделка сварных швов, фланцевых и резьбовых соединений в стены или фундаменты не допускается. При проходе газопровода через стену или фундамент расстояние от сварного шва до футляра должно быть не менее 100мм. [8]

3.5 Сети высокого, среднего и низкого давлений

Сеть среднего давления служит для обеспечения передачи газа от ГРС до ПРГ и состоит из газопроводов с рабочим давлением газа от 0,1 МПа до 0,3 МПа.

Сеть низкого давления служит для обеспечения передачи газа от ГРС до ПРГ и состоит из газопроводов с рабочим давлением газа до 0,1 МПа.

Прокладка газопровода производится подземным методом.

Основные требования к подземной прокладке газопровода.

Минимальные расстояния до зданий и сооружений (кроме ПРГ) указаны в СП 42.13330.2011. Расстояние от зданий ПРГ не нормируется. Исключением является расстояние от газопроводов до 0,6 МПа при их прокладке между зданиями или в стесненных условиях, а также газопроводов с давлением выше 0,6 МПа до отдельно стоящих строений (подсобных или нежилых).

Расстояние от газопровода до наружных стенок колодцев необходимо принять не менее 0,3 м. Если выполнение данного условия затруднительно следует руководствоваться требованиями к прокладке газопроводов в стесненных условиях.

Расстояния от газопровода до тепловой сети бесканальной прокладки с продольным дренажем нужно принимать так же, как и расстояние до канальной прокладки тепловых сетей. Если трубы бесканальной прокладки не имеют дренажа, то расстояние до них следует принимать как до водопровода.

Расстояние от газопровода до напорной канализации необходимо принимать как до водопровода.

Минимальное расстояние до железнодорожных путей узкой колеи допускается как до трамвайных путей по СП 42.13330.2011.

Расстояния до магистральных газопроводов и нефтепроводов указаны в требованиях СНиП 2.05.06-85.

Допускается укладка двух и более газопроводов в одной траншее, на одном или разных уровнях (ступенями). При этом расстояния между газопроводами в свету следует предусматривать достаточными для монтажа и ремонта трубопроводов.

При пересечении газопроводом каналов тепловой сети, коммуникационных коллекторов, каналов различного назначения с проходом над или под пересекаемым сооружением следует предусматривать прокладку газопровода в футляре. Футляр должен выходить на расстояние 2 м в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений. На одном из его концов следует предусмотреть контрольную трубку, которая будет выходить под защитное устройство.

Глубина прокладки газопроводов принимается не менее 0,8 м до верха газопровода или футляра,

Так же в футляр следует заключать газопровод при проходе через наружные стены сооружений.

Пространство между футляром и стеной нужно заделывать на всю толщину конструкции, а концы футляра уплотнять эластичными материалами.

Для прокладки газопровода в грунтах, включающих строительный мусор и перегной необходимо предусмотреть основание толщиной 10 см из более

мягкого грунта. Дно траншеи при прокладке в таких грунтах усиливается прокладкой бетонных брусьев или устройством свайного основания.

Необходимо провести мероприятия для предотвращения всплытия газопровода в местах присутствия подземных вод.

3.6 Внутреннее устройство газоснабжения

Административные здания в данном проекте снабжаются газом от газопроводов среднего давления через ПРГШ. Элементами системы газоснабжения являются ответвления от распределительного газопровода, ввод к потребителю газа, вводный газопровод в кожухе через стену здания, внутренние газопроводы.

Газопроводы следует вводить в сооружения через нежилые помещения, доступные для осмотра труб. На входе трубы в здание необходим монтаж отключающего устройства. Место монтажа должно быть удобным для быстрого реагирования при аварийных ситуациях.

Для определения возможности установки газового оборудования необходимо использовать соответствующие нормы и правила проектирования.

Резинотканевые рукава следует применять при присоединении переносных газовых горелок, газовых приборов, КИП и приборов автоматики. Выбор рукавов должен основываться на заданных давлении и температурах.

Прокладка труб в помещениях осуществляется открытым методом.

Запрещается прокладывать газопровод в взрывоопасных (категории А и Б) зданиях, в подвалах, на складах горючих веществ, через камеры вентиляции, шахты лифтов, дымоходы, коррозионно-опасные помещения и т.д.

Внутренний газопровод, который испытывает температурное воздействие, должен иметь возможность компенсации деформаций.

Газопроводы на газопроводах в производственных помещениях промышленных предприятий, предприятий бытового обслуживания производственного характера следует предусматривать на вводе внутри помещения, на

отводах к агрегатам, перед запальниками и горелками, на продувочных трубопроводах.

Приборы учета газа следует размещать в ПРГШ. Возможна установка счетчиков в помещениях, если оно имеет вытяжную вентиляцию. При этом запрещается ставить более двух расходомеров газа на один газопровод.

Отключающие устройства в общественных зданиях следует проектировать с целью отключения стояков, обслуживающих более пяти этажей; перед газовыми счетчиками, газовыми приборами, при ответвлении к отопительным печам (два устройства: первое для отключения прибора, второе для отключения горелок).

Если у газового прибора в конструкции предусмотрено отключающее устройство, то следует устанавливать еще одно отключающее устройство.

Минимальные расстояния от трубы газопровода, проложенного открыто в полу помещения, до технологического оборудования и трубопроводов другого назначения необходимо устанавливать в соответствии с условиями возможности монтажа, осмотра и ремонта газопроводов. При этом газопроводы нельзя прокладывать через вентиляционные решетки, дверные и оконные проемы.

Минимальные расстояния между газопроводом и электрокоммуникациями, которые расположены внутри помещений, устанавливаются в соответствии с требованиями ПУЭ.

Расстояние от газопровода до пола в местах возможного прохода людей не может быть менее 2,2 м.

Для крепления труб к стенам, колоннам и перекрытиям внутри зданий необходимо предусматривать кронштейнами, хомутами или подвесками на расстоянии, позволяющем осмотреть и отремонтировать газопровод и арматуру.

Газопровод, проложенный вертикально, нужно прокладывать в футляре. Концы футляры должны выступать над уровнем пола не менее, чем на 3 см. Диаметр футляра следует принимать из условий, при которых кольцевой зазор

не может быть менее 5 мм при диаметре труб менее 32 мм и не менее 10 мм при диаметре более 32 мм.

Для присоединения газовых приборов к газопроводу следует применять жесткие соединения.

Монтаж газовых приборов и переносных газогорелочных устройств следует производить после отключающего крана резинотканевыми рукавами.

4. Расчетная часть проектирования

4.1 Определение тепловых нагрузок

При вычислении оптимальной нагрузки когенерационной установки были учтены значения среднемесячных температур г.Владивостока. В связи с этим, по методическому расчету для нахождения максимального теплового потока $Q_{o\max}$, Вт на отопление жилого дома определяется по формуле (4.1):

$$Q_{o\max} = q_0 \cdot A \cdot (1 + k_1), \quad Гкал/час \quad (4.1)$$

где k_1 – коэффициент, учитывающий дополнительный тепловой поток на потери через перекрытие над техподпольем;;

q_0 – укрупненный показатель максимального теплового потока на отопление жилых зданий на 1 м^2 общей площади, принимаемый по таблице 4.1;

А – общая площадь жилых зданий, м^2.

Таблица 4.1 – Удельные показатели максимальной тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию жилых домов, Вт/м^2

Этажность жилых зданий	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, $t_{Нв}$ °С										
	-5	–10	–15	–20	–25	–30	–35	–40	–45	–50	–55
	Для зданий строительства после 2015 г.										
1–3 этажные одноквартирные отдельностоящие	60	61	62	64	67	72	77	81	84	85	86
2–3 этажные одноквартирные блокированные	47	48	49	51	55	59	64	67	71	73	74
4–6 этажные	37	38	40	42	45	49	55	59	64	66	69
7–10 этажные	34	35	36	37	40	42	48	52	56	59	62
11–14 этажные	31	32	33	35	37	41	45	49	52	55	57
Более 15 этажей	30	31	32	33	36	40	43	47	50	52	55

Расчет представлен помесячно и результаты представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Расчетные расходы энергии

	Средняя месячная температура воздуха, °С											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
	-13,1	-9,8	-2,4	4,8	9,9	13,8	18,5	21,0	16,8	9,7	-0,3	-9,2
q_0	61,62	60,96	59,48	58,04	-	-	-	-	-	-	59,1	60,84
Q_{0max}	15177	15014,4	14650	14295,3	-	-	-	-	-	-	14546	14985

Значения q_0 найдены интерполяцией.

Учитывая, что нагрузка отопления взята с учетом среднемесячных температур и укрупненных показателей, следует, что максимально возможная тепловая нагрузка выше, что необходимо знать при подборе когенерационной установки. Поэтому, произведен расчет максимальных значений необходимой теплоты по формуле (4.2).

$$Q = \frac{t_{вн} - t_{н.ср}}{t_{вн} - t_{н}} \quad , Вт \quad (4.2)$$

где $t_{вн}$ – температура внутреннего воздуха помещения, °С;

$t_{н.ср}$ – температура наружного воздуха средняя по месяцу, °С;

$t_{н}$ – температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92, °С;

Для двухэтажного коттеджа количество приборов следующее:

- с подводкой только холодного водоснабжения – 6;
- с подводкой горячей воды – 4.

Норма расхода воды для обеспечения коттеджа представлена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Нормы расхода воды потребителями

Расход воды прибором холодной или горячей		литров в секунду [л/с]=	0,2	q^{c}_{0}, q^{h}_{0}
		литров в час [л/ч]=	200	$q^{c}_{0,hr}$, $q^{h}_{0,hr}$
Расход воды прибором общий (холодной и горячей)		литров в секунду [л/с]=	0,3	q^{tot}_{0}
		литров в час [л/ч]=	300	$q^{tot}_{0,hr}$
Норма расходы воды, л	в час наибольшего водопотребления	горячей =	10	$q^{h}_{hr,u}$
		общая (в.т.ч горячей)=	15,6	$q^{tot}_{hr,u}$
	в сутки наибольшего водопотребления	горячей =	120	q^{h}_{u}
		общая (в.т.ч горячей)=	300	q^{tot}_{u}
	в средние сутки	горячей =	105	$q^{h}_{u,m}$
		общая (в.т.ч горячей)=	250	$q^{tot}_{u,m}$

Средний часовой расход берется исходя из того, что будет применен расширительный бак для горячей воды. Расчет среднего часового расхода воды $м^3$/ч находится по формуле (4.3):

$$q_T^h = (U \cdot q_u^h)/(1000 \cdot T) \ , \ м^3/ч \quad (4.3)$$

где U – количество потребителей;

q_u^h - норма расхода воды в сутки наибольшего водопотребления, л;

T – расчетное время потребление воды, ч.

$$q_T^h = (4 \cdot 120)/(1000 \cdot 24) = 0{,}02 м^3/ч;$$

По имеющимся значениям находим среднюю часовую тепловую нагрузку на ГВС Гкал/ч по формуле (4.4).

$$Q_T^h = 1{,}3 \cdot q_T^h \cdot (55-5)/1000 \ , \ Гкал/ч \quad (4.4)$$

где 1,3 – коэффициент, который учитывает тепловые потери полотенцесушителями с неизолированними стояками.

Получаем:

$$Q_T^h = 1{,}3 \cdot 0{,}02 \cdot (55-5)/1000 = 0{,}0013$$

В результате нагрузка составляет 0,0013 Гкал/ч, что по формуле (4.5) перевода в кВт/ч будет равняться:

$$Q_T^h = \frac{0{,}0013}{0{,}86} \cdot 1000 \ , \ кВт/ч \quad (4.5)$$

Следовательно, Q_T^h=1,512 кВт/ч.

Произведя расчет, получены следующие результаты, которые сведены в таблицу 8.

Таблица 4.4 – Значения максимальной отопительной нагрузки

Максимальная нагрузка отопления в холодный период и нагрузка ГВС в летний период												
месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qт.п.м, кВт	17804	17672	17376	17088	1088	1088	1088	1088	1088	8446	17292	17648
Qт.п.с, кВт	593,47	589,07	579,20	569,60	36,29	36,29	36,29	36,29	36,29	563,07	576,40	588,27
Qт.п.ч, кВт	24,73	24,54	24,13	23,73	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	23,46	24,02	24,51

где $Q_{т.п.м}$ – отопительная нагрузка за месяц, кВт;

$Q_{т.п.с}$ – отопительная нагрузка за сутки, кВт;

$Q_{т.п.ч}$ – отопительная нагрузка в час, кВт.

По вычисленным данным, построен график (рисунок 4.1) потребления тепловой энергии по значениям таблицы 4.4.

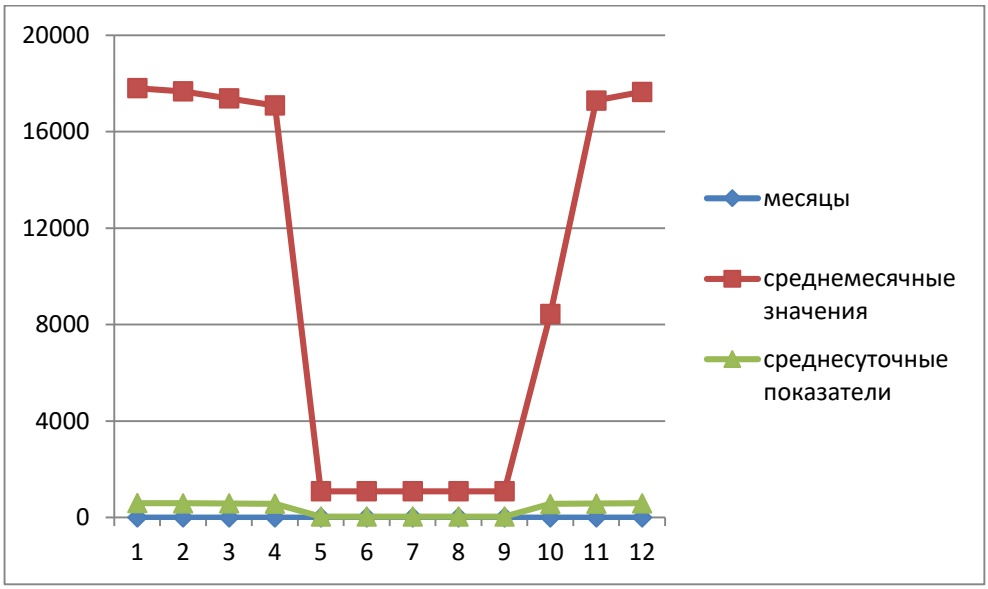


Рисунок 4.1 – График максимальных среднемесячных и среднесуточных показателей отопления

По значениям таблицы 4.4 построен график (рисунок 4.2) потребления энергии в зимний и летний период. График отражает часовую выработку энергии, необходимую для потребителя. По данным расчетам необходимо подобрать установку требуемой мощности для обеспечения покрытия необходимой требуемой энергии.

Рисунок 4.2 – График потребления энергии в зимний и летний период

4.2 Определение электрической мощности когенерационной установки для абонента

В расчете числа и единичной мощности установок следует учитывать следующее:

- единичная электрическая мощность агрегата должна в 2,0 – 2,5 раза превышать минимальную потребность абонента, общая мощность агрегатов должна превышать максимальную потребность абонента на 5% – 10%;
- агрегаты по возможности должны быть одинаковой мощности.

Перечисленные моменты в большей мере относятся к автономному режиму, но их желательно учитывать и при работе параллельно с сетью. Для определения общей мощности требуемой электроэнергии следует знать нагрузку на каждый дом.

Таблица 4.5 - Удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир жилых зданий, кВт/квартира

№ п.п.	Потребители электроэнергии	Количество квартир													
		1	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400	600	1000
1	Квартиры с плитами*:														
	- на природном газе	4,5	2,8	2,3	2	1,8	1,65	1,4	1,2	1,1	0,85	0,77	0,71	0,69	0,67
	- на сжиженном газе (в том числе при групповых установках) и на твердом топливе	6	3,4	2,9	2,5	2,2	2	1,8	1,4	1,3	1,08	1	0,92	0,84	0,76
	- электрическими мощностью до 8,5 кВт	10	5,9	4,9	4,3	3,9	3,7	3,1	2,6	2,1	1,5	1,36	1,27	1,23	1,19
2.	Квартиры повышенной комфортности с электрическими плитами мощностью до 10,5 кВт **	14	8,1	6,7	5,9	5,3	4,9	4,2	3,3	2,8	1,95	1,83	1,72	1,67	1,62

3	Домики на участках садоводческих товариществ	4	2,3	1,7	1,4	1,2	1,1	0,9	0,76	0,7	0,61	0,58	0,54	0,51	0,46

* в зданиях по типовым проектам

** рекомендуемые значения

По руководящему документу РД 34.20.185-94 табл. 2.1.1 указана электрическая нагрузка электроприемников коттеджей в таблице 9. [12]

Примечания:

1) Удельные расчетные нагрузки для промежуточного числа квартир определяется интерполяцией;

2) Удельные расчетные нагрузки квартир включают в себя нагрузку освещения общедомовых помещений (лестничных клеток, подполий, технических этажей, чердаков и т.д.);

3) Удельные расчетные нагрузки приведены для квартир средней общей площадью 70 м^2 (квартиры от 35 м^2 до 90 м^2) в зданиях по типовым проектам и 150 м^2 (квартиры от 100 м^2 до 300 м^2) в зданиях по индивидуальным проектам с квартирами повышенной комфортности;

4.3 Определение расчетных расходов газа

Для отдельных жилых домов и общественных зданий расчетный часовой расход газа, следует определять по сумме номинальных расходов газа газовыми приборами с учетом коэффициента одновременности их действия по формуле 4.6:

$$Q_d^h = \sum_{i=1}^{m} K_{sim} q_{nom} n_i \qquad (4.6)$$

где K_{sim} – коэффициент одновременности, принимаемый для жилых домов по таблице 4.6;

Qnom - номинальный расход газа прибором или группой приборов, м^3/ч, принимаемый по паспортным данным или техническим характеристикам приборов;

ni - число однотипных приборов или групп приборов;

m - число типов приборов или групп приборов.

Коэффициенты одновременности в зависимости от установки газового оборудования указаны в таблице 4.6.

Таблица 4.6 Коэффициенты одновременности в зависимости от установки в жилых домах газового оборудования

Число квартир	Коэффициент одновременности в зависимости от установки в жилых домах газового оборудования			
	Плита 4-конфорочная	Плита 2-конфорочная	Плита 4-конфорочная и газовый проточный водонагреватель	Плита 2-конфорочная и газовый проточный водонагреватель
1	1	1	0,700	0,750
2	0,650	0,840	0,560	0,640
3	0,450	0,730	0,480	0,520
4	0,350	0,590	0,430	0,390
5	0,290	0,480	0,400	0,375
6	0,280	0,410	0,392	0,360
7	0,280	0,360	0,370	0,345
8	0,265	0,320	0,360	0,335
9	0,258	0,289	0,345	0,320
10	0,254	0,263	0,340	0,315
15	0,240	0,242	0,300	0,275
20	0,235	0,230	0,280	0,260
30	0,231	0,218	0,250	0,235
40	0,227	0,213	0,230	0,205
50	0,223	0,210	0,215	0,193
60	0,220	0,207	0,203	0,186
70	0,217	0,205	0,195	0,180
80	0,214	0,204	0,192	0,175
90	0,212	0,203	0,187	0,171
100	0,210	0,202	0,185	0,163
400	0,180	0,170	0,150	0,135

В квартирах ЖСК «Остров» предусмотрены газовые плиты Gorenje мощностью 11,8 кВт. Средняя нагрузка на горячее водоснабжение и отопление по результатам расчетов получилась равной 21,12 кВт. По этим данным был произведен расчет нагрузок с учетом коэффициентов одновременности, приведенный в Приложении А.

Общая нагрузка на поселок получилась равной 509 $м^3$/ч.

4.4 Проектирование газовой сети

Газопроводы системы среднего давления выполняются из полиэтилена по ГОСТ Р 50838-2009. [4]

Газопроводы внутридомовой газовой сети выполняются из труб ВГП по ГОСТ 3262-75.

Для наружной газовой сети принята подземная прокладка. При подземной прокладке газопровода или в обваловании материал и габариты обвалования рекомендуется принимать исходя из теплотехнического расчета, а также обеспечения устойчивости и сохранности газопровода и обвалования. При прокладке газопроводов всех категорий на расстоянии до 15 м от зданий всех назначений предусмотрена герметизация подземных вводов и выпусков сетей инженерно-технического обеспечения. Соединения труб предусмотрены неразъемные. В местах установки технических устройств соединения - разъемные или неразъемные в зависимости от конструкции технических устройств и удобства обслуживания. Газопроводы в местах входа и выхода из земли, а также вводы газопроводов в здания рекомендуется заключаются в футляр. Концы футляра в местах входа и выхода газопровода из земли заделываются эластичным материалом, а зазор между газопроводом и футляром на вводах газопровода в здания заделываются на всю длину футляра.

Вводы газопроводов в здания предусмотрены непосредственно в помещение, в котором установлено газоиспользующее оборудование, или в смежное с ним помещение, соединенное открытым проемом. Запорная арматура на газопроводах предусмотрена на границе сети газораспределения и газопотребления; перед отдельно стоящими зданиями, одноквартирными или блокированными жилыми домами; перед наружным газоиспользующим оборудованием; перед и на выходе из ПУРГ; на ответвлениях от га-

зопроводов к группам жилых домов, к отдельно стоящим домам; при пересечении водных преград двумя нитками газопровода и более, а также одной ниткой при ширине водной преграды при меженном горизонте 75 м и более.

В местах пересечения газопроводов любых давлений с подземными инженерными сетями расстояния до них следует принять не менее 0,2 м, при пересечении с электросетями - в соответствии с ПУЭ. [155]

Прокладка газопроводов осуществляется на глубине не менее 0,8 м до верха газопровода, футляра или балластирующего устройства. В тех местах, где не предусматривается движение транспорта и сельскохозяйственных машин, глубина прокладки стальных газопроводов должна быть не менее 0,6 м.

Расстояние по вертикали (в свету) между газопроводом (футляром) и подземными сетями инженерно-технического обеспечения и сооружениями в местах их пересечений принимается согласно приложению В*.

В местах пересечения газопроводов с подземными коммуникационными коллекторами и каналами различного назначения, теплотрассами бесканальной прокладки, а также в местах прохода газопроводов через стенки газовых колодцев газопровод прокладываются в футляре. При пересечении с тепловыми сетями предусматривается прокладка газопроводов в футлярах, стойких к температурным воздействиям среды, транспортируемой по трубопроводам тепловых сетей, и в соответствии с СП 124.13330.
Концы футляра выводятся на расстояние не менее 2 м в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений и коммуникаций. Концы футляра заделываются гидроизоляционным материалом.
На одном конце футляра в верхней точке уклона предусмотрен монтаж контрольной трубки, выходящей под защитное устройство.
Прокладываемые трубы и соединительные детали предусмотрены в проекте с коэффициентом запаса прочности не менее 2,7.
Места переходов с полипропиленовой трубы на стальную трубу выполняются в защитном футляре. Футляр покрывается теплоизоляцией толщиной 13 мм.
Все элементы трубопроводов с температурой наружной поверхности стенки

выше 45°С, расположенные в доступных для обслуживающего персонала местах, покрываются тепловой изоляцией. Изоляция весьма усиленная.

Конструкция ПУРГ предусмотрена с функцией аварийного оповещения с предохранительным клапаном. В случае непредвиденной аварийной ситуации в пункте она активируется, а клапан прекращает подачу газа на вход ПУРГ.

Для обеспечения сохранности, создания нормальных условий эксплуатации системы газоснабжения и предотвращения аварий и несчастных случаев устанавливаются охранная зона вдоль трассы наружного газопровода и сооружений систем газоснабжения в виде участка земной поверхности, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 3 м со стороны медного обозначающего провода, и 2 м – с другой стороны.

На территории проектируемого предприятия наружные газопроводы обозначаются опознавательными знаками (привязками), нанесёнными на постоянные ориентиры.

В охранной зоне системы газоснабжения без письменного уведомления администрации, запрещается:

а) производить строительство, капитальный ремонт, реконструкцию или снос любых зданий и сооружений;

б) складировать материалы, высаживать деревья всех видов;

в) осуществлять всякого рода горные, дноуглубительные, землечерпальные, взрывные, мелиоративные работы, устраивать причалы для стоянки судов, барж, бросать якоря, проходить с отданными якорями и тралами;

г) производить земляные и дорожные работы;

д) устраивать проезды под надземными газопроводами для машин и механизмов, имеющих общую высоту с грузом или без груза от поверхности дороги более 4,5 м. [7]

В охранной зоне системы газоснабжения запрещается:

а) набрасывать, приставлять и привязывать к опорам и газопроводам, ограждениям и зданиям систем газоснабжения посторонние предметы, загромождать к ним проходы и влезать на них;

б) открывать помещения газорегуляторных пунктов, дверцы станций электрохимической защиты и редукционных головок групповых резервуарных установок, люки колодцев подземных газовых сооружений, открывать или закрывать отключающие устройства на газопроводах, отключать или включать электроснабжение средств связи, освещения, систем телемеханики;

в) складировать химические удобрения, грунт, строительные отходы, выливать растворы кислот, солей и щелочей;

г) перемещать и производить засыпку, нарушать сохранность опознавательных и предупредительных знаков;

д) разводить огонь или размещать какие-либо открытые или закрытые источники огня;

е) посторонним лицам находиться на территории и в помещениях систем газоснабжения. [18]

Мероприятия по локализации и ликвидации аварийных ситуаций предусматривается в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности для объектов, использующих природный газ". [14] План локализации аварийных ситуаций (ПЛАС) разрабатывается отдельно, по мере ввода объекта в эксплуатацию. ПЛАС подлежит предварительному согласованию с ОАО «Приморский газ».

4.5 Гидравлический расчет

Гидравлический расчет газопровода производится с целью подбора диаметров труб на участках и определения минимальных потерь давления на них. Параметрами выбора пропускной способности газопроводов являются: сочетание экономичности прокладки труб с максимально допустимыми потерями газа, устойчивость работы ПРГ. Расчетный внутренний диаметр трубы следует определять исходя из условий обеспечения стабильной подачи газа для всех

потребителей в часы максимального потребления. Расчетные потери давления в газопроводах высокого и среднего давления принимаются в пределах категории давления, принятой для газопровода. Исходная информация для расчета – совокупность физических свойств газа, выбранного для транспортировки, схема сети потребления газа с описанием ее участков. Вычисляемые параметры –потоки газа по участкам системы газопроводов и давление газа в узлах распределительной системы газоснабжения.

Нормативные документы для производства гидравлического расчета газопровода:

- СП 62.13330.2011* «Газораспределительные системы»; [11]

- СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб»; [8]

- СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб»; [9]

- СП 42-103-2003 «Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов». [10]

Принятые параметры расчетов, допущения и упрощения:

- плотность газа при нормальных условиях – 0,73 кг/м^3;

- кинематическая вязкость газа – 0,000014 м^2/с;

- способ прокладки на всём протяжении – подземный;

- поток газа считается изотермическим;

- учет влияния местных сопротивлений выполнен увеличением фактической длины расчетного участка на 10%;

- изменение физических свойств природного газа в пределах расчетного участка не учитывается.

В данной работе рассчитываются сети высокого и среднего давления.

Для данных сетей падение давления на участках рассчитывается по следующей формуле 4.7:

$$P_н^2 - P_к^2 = \frac{P_0}{81\pi^2}\lambda\frac{Q_0^2}{d^5}\rho_0 l = 1{,}2687 \cdot 10^{-4}\lambda\frac{Q_0^2}{d^5}\rho_0 l, \qquad (4.7)$$

где $P_н$ – абсолютное давление в начале газопровода, МПа;

$P_к$ – абсолютное давление в конце газопровода, МПа;

P_0 – 0,101325 МПа;

λ – коэффициент гидравлического трения;

l – расчетная длина газопровода постоянного диаметра, м;

d – внутренний диаметр газопровода, см;

ρ_0 – плотность газа при нормальных условиях, кг/м^3;

Q_0 – расход газа, м^3/час, при нормальных условиях.

Коэффициент гидравлического трения определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса по формуле 4.8:

$$Re = \frac{Q_0}{9\pi d v} = 0{,}0354\frac{Q_0}{dv}, \qquad (4.8)$$

где *v* – коэффициент кинематической вязкости газа, м^2/с, при нормальных условиях;

d – внутренний диаметр газопровода, см;

Q_0 – расход газа, м^3/час, при нормальных условиях, и гидравлической гладкости внутренней стенки газопровода, определяемой по условию 4.9:

$$Re = \left(\frac{n}{d}\right) < 23, \qquad (4.9)$$

где *Re* – число Рейнольдса;

n – эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, принимаемая равной для полиэтиленовых независимо от времени эксплуатации – 0,0007 см;

d – внутренний диаметр газопровода, см.

В зависимости от значения *Re* коэффициент гидравлического трения λ определяется:

- для ламинарного режима движения газа *Re* ≤ 2000 по формуле 4.10:

$$\lambda = \frac{64}{\mathrm{Re}}, \qquad (4.10)$$

- для критического режима движения газа *Re* = 2000-4000 по формуле 4.11:

$$\lambda = 0{,}0025Re^{0{,}333}, \qquad (4.11)$$

- для гидравлически-гладкой стенки:

- при 4000<*Re*<100 000 по формуле по формуле 4.12:

$$\lambda = \frac{0{,}3164}{\mathrm{Re}^{0{,}25}}, \qquad (4.12)$$

- при *Re*>100 000 по формуле 4.13:

$$\lambda = \frac{1}{(1{,}82\lg\mathrm{Re} - 1{,}64)^2}, \qquad (4.13)$$

- для шероховатых стенок при *Re*>4000 по формуле 4.14:

$$\lambda = 0{,}11\left(\frac{\mathrm{n}}{\mathrm{d}} + \frac{68}{\mathrm{Re}}\right)^{0{,}25}, \qquad (4.14)$$

где *n* – эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, принимаемая равной для новых стальных – 0,01 см, для бывших в эксплуатации стальных 0,1 см, для полиэтиленовых независимо от времени эксплуатации – 0,0007 см;

d – внутренний диаметр газопровода.

Внешний диаметр полиэтиленового трубопровода и толщина стенки подбирается вручную по ГОСТ Р 50838-95 [4]. Диаметр подбирается таким образом, чтобы падение давления на участках не превышало максимального возможного значения (таблица 4.7).

Таблица 4.7 Сводная таблица трубопроводов сети среднего давления.

№	Труба	Материал	Длина, м
1	90x8,2	ПЭ100SDR11 ГОСТ 50837-2009	969,0
2	63x5,8	ПЭ100SDR11 ГОСТ 50837-2009	215,1
3	40x3,7	ПЭ100SDR11 ГОСТ 50837-2009	793,2
4	32x3,0	ПЭ100SDR11 ГОСТ 50837-2009	1730,4

№	Труба	Материал	Длина, м
5	25х2,3	ПЭ100SDR11 ГОСТ 50837-2009	921,3
6	20х2,3	ПЭ100SDR11 ГОСТ 50837-2009	180,9
7	16х2,3	ПЭ100SDR11 ГОСТ 50837-2009	2870,8

Гидравлический расчет представлен в Приложении Б.

4.6 Гидравлический расчет внутридомовой сети

Гидравлический расчет внутридомового газопровода начинается с самого удаленного от ввода потребителя газа, а затем рассчитывается ближайший к вводу потребитель. Невязка потерь давления по потребителям не должна превышать 10%. Расчетный перепад давления от врезки внутридомового газопровода (ввода) в наружную сеть до наиболее удаленного прибора составляет 600 Па с учетом потерь давления в газовом приборе. Для плиты эти потери составляют 40…60 Па, когенерационной установки – 80…100 Па.

Последовательность расчета:

Расчетные расходы газа для потребителей определяем по номинальному потреблению газа данными приборами. Для газовой плиты, используемой в проекте номинальный расход газа примерно равен 1,17 м^3/ч. Номинальный расход на когенерационную установку складывается из нагрузок на отопление и среднему показателю расхода на горячее водоснабжение – 2,1 м^3/ч.

Определяем расчетные расходы газа Vр, м3/ч, для всех участков по формуле 4.15:

$$V\text{р} = \sum_1^m K_0 V_{\text{ном}} n_i \qquad (4.15)$$

где K_0 - коэффициент одновременности работы газовых приборов;

Vном - номинальный расход газа прибором или группой приборов, м^3/ч;

n_i - число однотипных приборов;

m - число типов приборов или групп приборов.

Задаемся диаметрами участков сети (для первого участка – по диаметру присоединительного штуцера прибора). Используются трубы стальные водогазопроводные по ГОСТ 3262-75*. [2]

Определяем суммарные значения коэффициентов местных сопротивлений для каждого участка ξ по таблице 4.8.

Таблица 4.8 Коэффициенты местного сопротивления для газовой сети

Вид местного сопротивления	Значение ζ	Вид местного сопротивления	Значения ζ для труб с D_y, мм					
			15	20	25	32	40	50 и более
Внезапное сужение в пределах перехода на следующий диаметр по ГОСТу	0,35*	Угольник 90°	2,2	2,1	2	1,8	1,6	1,1
Тройник проходной	1**	Пробочный кран	4	2	2	2	2	2
Тройник поворотный (ответвление)	1,5**	Вентиль прямой	11	7	6	6	6	5
Крестовина проходная	2**	Вентиль «косва»	3	3	3	2,5	2,5	2
Крестовина поворотная	3**	—	—	—	—	—	—	—
Отвод гнутый 90°	0,3	Задвижка	0,5 (D = = 50…100)		0,25 (D = = 175…200)		0,15 (D = 300 и более)	

По таблице 4.9 и номограмме (рисунок 4.3) находим удельные потери на трение R, Па/м, и эквивалентные длины Lэ, м, для единичного местного сопротивления.

Таблица 4.9 Зависимость удельных потерь на трение от условного прохода газовой трубы

Удельные потери давления, Па/м	Условный проход, дюймы; наружный и внутренний диаметры, мм							
	1/2"; 21,25 и 15,75	3/4"; 26,75 и 21,25	1"; 33,5 и 27	1 1/4"; 42,25 и 35,75	1 1/2"; 48 и 41	2"; 60 и 53	2 1/2"; 75 и 68	3 ; 88,5 и 80,5
Природный газ (с = 0,73 кг/м³; ν = 15–10⁻⁸ м²/с)								
0,10	0,049/0,018	0,16/0,059	0,42/0,155	1,23/0,46	2,15/0,76	4,32/1,1	8,50/1,6	13,4/2,0
0,11	0,053/0,020	0,18/0,067	0,47/0,174	1,41/0,52	2,27/0,80	4,55/1,2	9,97/1,6	14,1/2,1
0,12	0,058/0,021	0,19/0,070	0,51/0,189	1,55/0,57	2,39/0,81	4,78/1,2	9,42/1,6	14,8/2,1
0,15	0,073/0,027	0,24/0,089	0,63/0,230	1,85/0,65	2,71/0,84	5,43/1,2	10,70/1,7	16,8/2,1
0,17	0,082/0,030	0,27/0,099	0,71/0,260	2,01/0,70	2,91/0,86	5,83/1,2	11,40/1,7	18,1/2,2
0,20	0,097/0,036	0,32/0,118	0,84/0,310	2,20/0,72	3,19/0,88	6,39/1,3	12,50/1,8	19,9/2,3
0,22	0,110/0,041	0,36/0,133	0,92/0,340	2,31/0,73	3,36/0,89	6,73/1,3	13,30/1,8	20,9/2,3
0,25	0,120/0,044	0,40/0,148	1,05/0,390	2,49/0,75	3,61/0,91	7,25/1,3	14,20/1,8	22,5/2,3
0,27	0,130/0,048	0,43/0,159	1,13/0,420	2,72/0,76	3,78/0,92	7,59/1,3	14,90/1,9	23,5/2,4
0,30	0,140/0,052	0,48/0,178	1,26/0,470	2,76/0,77	4,00/0,93	8,06/1,3	15,90/1,9	25,0/2,4
0,33	0,160/0,059	0,53/0,196	1,34/0,470	2,91/0,78	4,24/0,94	8,50/1,4	16,70/1,9	26,3/2,4
0,35	0,170/0,063	0,56/0,200	1,42/0,500	3,03/0,78	4,38/0,95	8,81/1,4	17,30/1,9	27,4/2,4
0,37	0,180/0,067	0,60/0,220	1,46/0,530	3,13/0,78	4,51/0,95	9,08/1,4	17,90/2,0	28,2/2,5
0,44	0,22/0,081	0,69/0,250	1,61/0,54	3,42/0,81	4,96/0,97	9,98/1,4	19,70/2,0	31,1/2,5
0,50	0,24/0,089	0,86/0,320	1,73/0,550	3,69/0,82	5,36/1,00	10,80/1,4	21,20/2,0	33,5/2,6
0,56	0,27/0,100	0,90/0,330	1,85/0,560	3,96/0,83	5,73/1,00	11,50/1,5	22,70/2,1	35,8/2,6
0,62	0,29/0,107	1,00/0,370	1,97/0,570	4,21/0,84	6,09/1,00	12,20/1,5	24,10/2,1	38,1/2,6
0,69	0,34/0,126	1,07/0,380	2,07/0,580	4,45/0,86	6,45/1,00	12,90/1,5	25,50/2,2	40,3/2,7
0,75	0,36/0,133	1,13/0,410	2,18/0,590	4,67/0,87	6,76/1,00	13,60/1,5	26,80/2,2	42,3/2,7
0,81	0,39/0,144	1,18/0,420	2,28/0,590	4,89/0,89	7,07/1,10	14,20/1,5	28,00/2,2	44,2/2,8
0,87	0,42/0,155	1,23/0,420	2,38/0,600	5,12/0,90	7,39/1,10	14,80/1,6	29,30/2,2	46,2/2,8
0,94	0,45/0,167	1,28/0,430	2,47/0,600	5,32/0,90	7,70/1,10	15,40/1,6	30,40/2,2	48,1/2,8
1,00	0,48/0,178	1,35/0,430	2,58/0,610	5,53/0,91	8,00/1,10	16,10/1,6	31,70/2,2	50,1/2,8
1,25	0,61/0,230	1,53/0,450	2,92/0,620	6,25/0,93	9,05/1,10	18,20/1,6	35,80/2,3	56,6/2,9
1,50	0,72/0,270	1,71/0,460	3,24/0,640	6,97/0,96	10,10/1,20	20,30/1,7	39,90/2,4	63,1/3,0
1,75	0,82/0,290	1,85/0,470	3,54/0,650	7,60/1,00	11,10/1,20	22,20/1,7	43,60/2,4	68,8/3,1
2,00	0,88/0,320	2,00/0,480	3,83/0,670	8,22/1,00	11,90/1,20	23,90/1,7	41,20/2,5	74,5/3,1
2,25	0,94/0,320	2,13/0,480	4,10/0,680	8,79/1,00	12,70/1,20	25,60/1,8	50,50/2,6	79,7/3,2
2,50	1,00/0,320	2,26/0,490	4,35/0,690	9,34/1,00	13,50/1,20	27,20/1,8	53,60/2,6	84,6/3,2
2,75	1,06/0,320	2,40/0,500	4,60/0,700	9,89/1,00	14,20/1,30	28,80/1,8	56,70/2,6	89,5/3,2
3,00	1,11/0,330	2,51/0,510	4,84/0,710	10,37/1,10	14,90/1,30	30,20/1,8	59,50/2,6	94,1/3,3
3,25	1,16/0,330	2,64/0,510	5,07/0,720	10,88/1,10	15,70/1,30	31,70/1,9	62,50/2,7	98,6/3,3
3,50	1,21/0,34	2,75/0,52	5,30/0,72	11,30/1,1	16,40/1,3	33,1/1,9	65,10/2,7	102,0/3,4
3,75	1,27/0,34	2,85/0,52	5,54/0,73	11,72/1,1	17,10/1,3	34,3/1,9	67,60/2,7	107,0/3,4
4,00	1,31/0,34	2,96/0,53	5,69/0,74	12,24/1,1	17,70/1,3	35,6/1,9	70,10/2,7	111,0/3,4
4,25	1,35/0,35	3,07/9,53	5,89/0,74	12,66/1,1	18,30/1,3	36,8/1,9	72,53/2,8	114,0/3,5
4,50	1,40/0,35	3,17/0,53	6,09/0,75	13,08/1,1	18,90/1,4	38,1/2,0	75,00/2,8	118,0/3,5
4,75	1,44/0,35	3,28/0,54	6,29/0,76	13,51/1,1	19,60/1,4	39,3/2,0	77,40/2,8	122,0/3,5
5,00	1,49/0,36	3,43/0,55	6,48/0,77	13,92/1,1	20,10/1,4	40,5/2,0	79,70/2,8	125,0/3,6
5,25	1,52/0,36	3,46/0,55	6,67/0,77	14,34/1,1	20,62/1,4	41,6/2,0	82,00/2,8	129,0/3,6
5,50	1,57/0,36	3,56/0,55	6,84/0,77	14,65/1,2	21,20/1,4	42,8/2,0	84,30/2,9	132,0/3,6
5,75	1,61/0,36	3,65/0,56	7,10/0,78	15,07/1,2	21,80/1,4	43,8/2,1	86,30/2,9	136,0/3,6
6,00	1,65/0,36	3,74/0,56	7,18/0,78	15,39/1,2	22,30/1,4	44,9/2,1	88,40/2,9	139,0/3,7
6,25	1,69/0,36	3,82/0,56	7,35/0,78	15,70/1,2	22,80/1,4	45,9/2,1	90,50/2,9	142,0/3,7
7,50	1,87/0,37	4,25/0,57	8,16/0,81	17,48/1,2	25,30/1,5	51,1/2,1	100,50/2,9	158,0/3,8
8,75	2,05/0,38	4,64/0,59	8,92/0,83	19,25/1,2	27,70/1,5	55,8/2,2	109,90/3,0	173,0/3,8
10,00	2,20/0,39	5,00/0,60	9,63/0,84	20,60/1,3	29,90/1,5	60,2/2,2	118,30/3,1	186,0/3,9
12,50	2,50/0,40	5,68/0,62	10,93/0,87	23,40/1,3	33,90/1,6	68,3/2,3	133,00/3,2	208,0/3,9
15,00	2,78/0,41	6,27/0,63	12,40/0,89	24,70/1,3	37,60/1,6	76,4/2,3	147,00/3,2	227,0/3,9
17,50	3,05/0,42	6,82/0,65	13,08/0,91	28,20/1,4	41,10/1,6	82,4/2,3	158,00/3,2	246,0/3,9
20,00	3,29/0,43	7,38/0,66	14,13/0,93	30,50/1,4	44,50/1,6	88,3/2,3	169,00/3,2	262,0/3,9
25,00	3,77/0,44	8,48/0,68	16,20/0,96	34,90/1,4	49,90/1,6	98,5/2,3	189,00/3,2	294,0/3,9
30,00	4,18/0,45	9,37/0,69	18,20/1,00	38,20/1,4	54,70/1,6	107,2/2,3	207,00/3,2	323,0/3,9
35,00	4,56/0,46	10,26/0,70	19,70/1,00	41,30/1,4	59,10/1,6	116,0/2,3	224,00/3,2	349,0/3,9
40,00	4,92/0,47	11,10/0,70	21,00/1,00	43,90/1,4	63,30/1,6	125,0/2,3	239,00/3,2	372,0/3,9
45,00	5,27/0,49	11,90/0,70	22,30/1,00	46,80/1,4	67,10/1,6	132,0/2,3	254,00/3,2	395,0/3,9
50,00	5,62/0,50	12,40/0,70	23,50/1,00	48,90/1,4	70,70/1,6	139,0/2,3	267,00/3,2	416,0/3,9

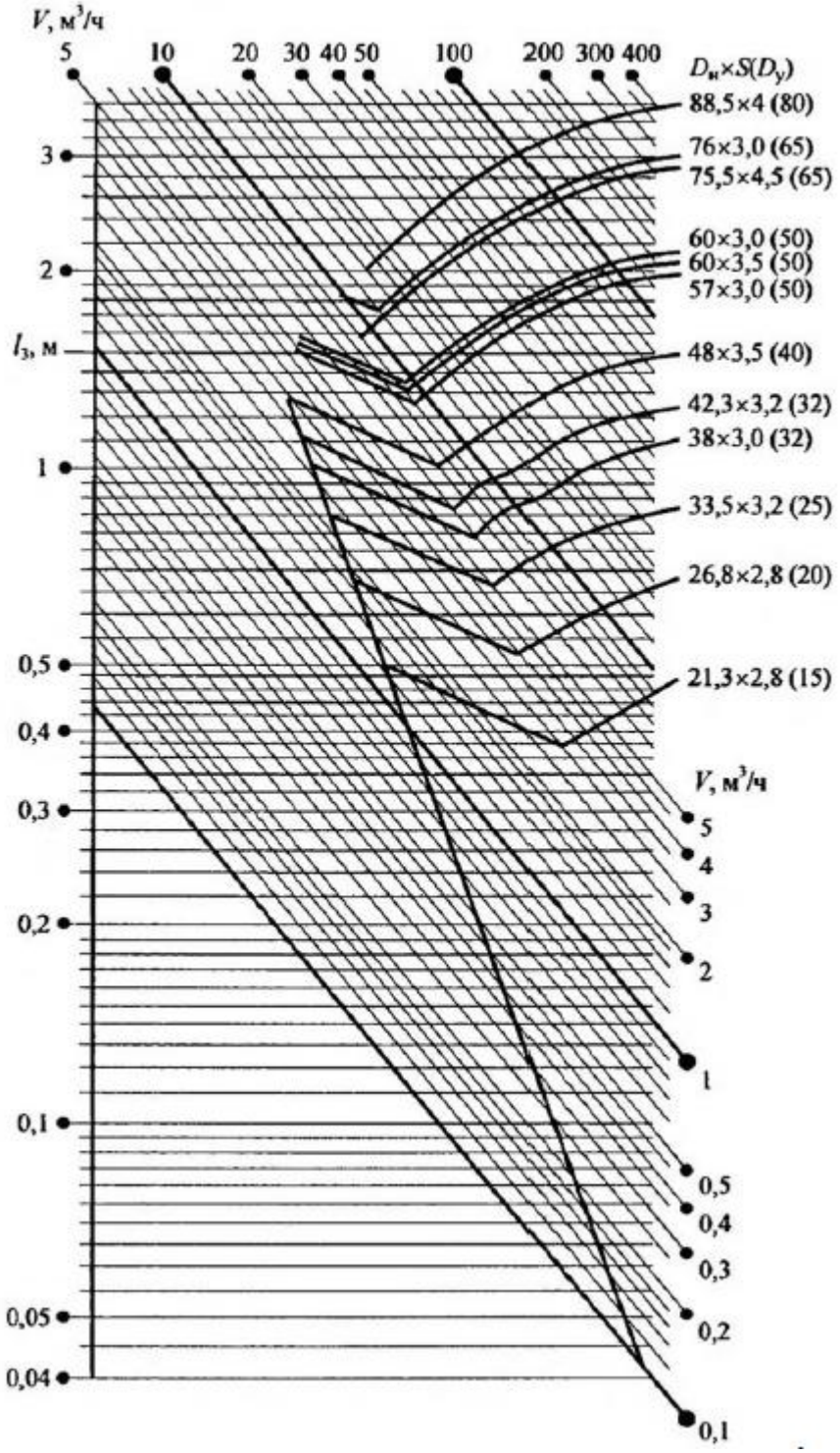


Рисунок 4.3 Номограмма нахождения эквивалентной длины участка газопровода

Вводим поправку на плотность в значения удельных потерь давления.

Определяем расчетные длины участков Lр, м (формула 4.16):

$$L_p = L_Д + \sum \xi * L_{экв} \qquad (4.16)$$

где $L_Д$ – фактическая длина участка, измеряемая по плану жилого дома и аксонометрической схеме внутридомовых газопроводов, м;

$L_{ЭКВ}$ – эквивалентная длина участка, м;

Рассчитываем потери давления на участках δP, Па по формуле 4.17.

$$\delta P = L_P * R_{уд} \quad (4.17)$$

Определяем дополнительное избыточное давление $P_Д$, Па, на вертикальных и наклонных участках по формуле 4.18:

$$P_Д = \pm\delta h * (1{,}29 - \rho_г) * 9{,}81 \quad (4.18)$$

$\rho_г$ - плотность газа, кг/м^3;

h – разность абсолютных отметок начала и конца рассчитываемого участка, м.

Определяем потери давления на участках с учетом дополнительного сопротивления по формуле 4.19.

$$P_{уч} = \delta P + P_Д \quad (4.19)$$

Находим суммарные потери давления в газопроводах с учетом потерь в трубах и арматуре прибора.

Полученные суммарные потери давления сравниваем с расчетным перепадом давления. Если невязка превышает допустимую (10%), изменяем диаметры некоторых участков и производим перерасчет, добиваясь требуемой невязки. [20]

Результаты расчеты сведены в таблицу 4.10.

Таблица 4.10 Результаты гидравлического расчета внутридомовой газовой сети

N уч-ка	V м^3/ч	K	Vp	L, м	d, м	ξ	Lэ'	Lэ	Rуд	δP	Рд	Руч	Сумма
КУ-1	1,17	0,85	0,99	2,5	15	1,6	2,9	4,64	2,5	11,6	0,4	12	12,0
Плита-1	2,10	1,00	2,10	17,6	20	1,9	18,08	34,35	2,1	72,14	0	72,14	84,1
1-ПУРГ	3,27		3,09	1,1	20	1,1	1,58	1,738	4,25	7,39	0,1	7,49	91,6

Общие потери по трассе составили 91,6 Па. Диаметры трубопровода не превысили 20 мм.

5. Автоматизация внутридомовой газовой сети

Для контроля загазованности помещения в проекте предусмотрена установка сигнализаторов типа СЗ-1.

Сигнализаторы **СЗ-1** (рисунок 5.1) предназначены для:
а) непрерывного контроля содержания метана (природного газа) в воздухе коммунально-бытовых, жилых помещений; котельных различной мощности, работающих на природном газе и других зданиях;
б) выдачи световой и звуковой сигнализации в случае возникновения в контролируемом помещении концентраций газа, соответствующих сигнальным уровням;
в) выдачи сигналов для управления клапаном запорным газовым с электромагнитным управлением типов КЗГЭМ-У, КЗЭУГ с целью перекрытия трубопровода подачи газа при аварийной ситуации или (и) при подаче на сигнализатор внешнего управляющего сигнала;
г) выдачи сигналов аварии на внешние устройства;
д) запоминания состояния аварии.

Сигнализаторы СЗ-1 могут также использоваться:
а) для управления исполнительными устройствами, способными воспринимать сигналы, вырабатываемые сигнализаторами;
б) в качестве светового и звукового индикатора сигналов внешних датчиков пороговых состояний параметров, сигнала о нарушении соединений с клапаном, подключённым к сигнализатору.
г) в тандеме с клапаном газовым с тех характеристиками отличными от КЗГЭМ-У, КЗЭУГ.

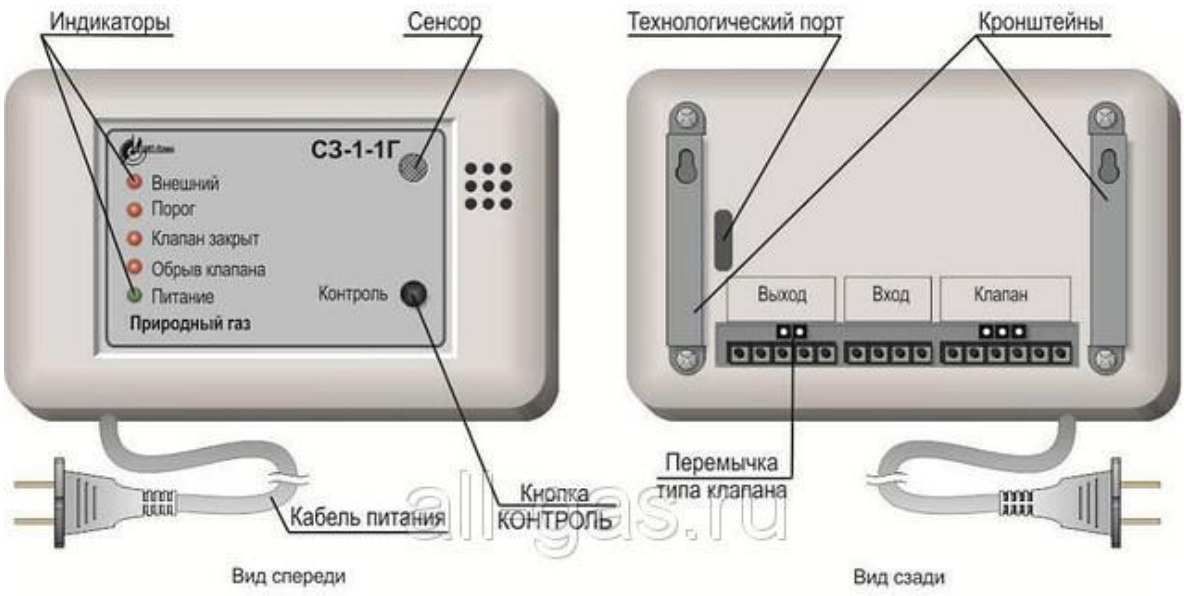


Рисунок 5.1 Внешний вид сигнализатора СЗ-1

Основные технические данные сигнализаторов СЗ-1 приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 Технические характеристики сигнализатора СЗ-1

Наименование параметра	**Значение**	
	СЗ-1-1Г	**СЗ-1-2Г**
1 Напряжение питания переменного тока частотой (50 ± 1)Гц, В	220 +22/-33	
2 Потребляемая мощность, ВА, не более	6	
3 Концентрация природного газа, вызывающая срабатывание сигнализатора, % НКПР: а) "Порог" б) "Порог 1" в) "Порог 2"	10 - -	
4 Предел допускаемой основной абсолютной погрешности, % НКПР	±5	- 10 20

5 Время установления рабочего режима, мин	5
6 Время срабатывания сигнализатора, с, не более	1 5
7 Амплитуда импульсов управления клапаном, В	37±5
8 Время автоматической работы сигнализатора без технического обслуживания с применением внешних средств и без вмешательства оператора, ч, не менее	8760
9 Длина кабеля для подключения внешнего устройства, м, не более	50
10 Длина кабеля для подключения клапана, м, не более	20
11 Габаритные размеры, мм, не более	1 25 х 80 х 35
12 Масса, кг, не более	0, 5

Сигнализатор на природный газ **СЗ-1** устанавливается в верхней части помещения над местами возможной утечки природного газа (над горелкой, ГРУ и т.д.).

Сигнализатор загазованности на угарный газ СЗ-2 представлен на рисунке 5.2.

Предназначен для непрерывного автоматического контроля содержания оксида углерода (СО) в воздухе котельных, других коммунально-бытовых и производственных помещений.

Сигнализатор оповещает световым и звуковым сигналами о появлении опасных концентраций газа в воздухе.

Сигнализатор может применяться как в составе систем автоматического контроля загазованности САКЗ-МК, так и самостоятельно.

Сигнализатор СЗ-2-2АГ способен управлять импульсным электромагнитным клапаном газоснабжения типа КЗЭУГ.

Тип сигнализатора: стационарный, непрерывного действия, одноканальный, с диффузионной подачей контролируемой среды, с двумя фиксированными порогами аварийной сигнализации.

Рисунок 5.2 Внешний вид сигнализатора С3-2

Концентрация СО, вызывающая срабатывание сигнализатора, «Порог 1» - 20 мг/м3 «Порог 2» - 100 мг/м3

Время срабатывания сигнализации, с: не более 60 сек.

Напряжение питания: 50 Гц, 220 В

Потребляемая мощность: не более 1ВА

Для перекрытия подачи газа от сигнала датчика предусмотрена установка клапана запорного газового с электромагнитным приводом унифицированный КЗГЭМ-У.

Основные технические данные:

- Амплитуда импульса управляющего сигнала для закрытия клапана: от 20 до 42 В
- Диапазон условного давления, Мпа: (кгс/см2):

- для клапанов НД: до 0,005 (0,05)
- для клапанов СД: до 0,3 (3)
- Время срабатывания клапана: не более 1с. [19]

Для учета потребления природного газа потребителем в доме предусмотрен монтаж расходомеров газа типа BK-G4. [25]

Принцип работы счетчика основан на перемещении подвижных перегородок (диафрагм), расположенных в камерах, при поступлении газа в счетчик. Впуск и выпуск газа, объемный расход которого необходимо измерить, вызывает попеременное движение диафрагм, которые связаны с системой рычагов и редуктором. Редуктор приводит в действие счетный механизм, показания которого отградуированы в $м^3$. [22]

Отличительные особенности:

- Компактность конструкции и современный дизайн
- Наличие конструктивного исполнения как с правым, так и левым направлениями потока газа
- Возможность дополнительного монтажа НЧ генератора IN-Z61 для дистанционной передачи сигнала
- Блокировка отсчетного устройства от обратного хода
- Высокая чувствительность и точность измерения
- Низкие энергетические потери и малая потеря давления
- Нечувствительность к загрязнениям
- Низкий уровень шума
- Высокая коррозийная стойкость применяемых материалов
- Длительный срок службы и высокая надежность

Основные характеристики:

Диапазон рабочих расходов: от 0,016 м3/ч до 6 м3/ч

Погрешность измерения: ±3 % в диапазоне расходов от Qмин. до 0,1 Qном. ±1,5% в диапазоне расходов от 0,1 Qном. до Qмакс. включительно

Рабочее давление газа: до 50 кПа

Диапазон температур окружающей среды: Рабочей среды: минус 30 °С плюс 50 °С Окружающей среды: минус 40 °С плюс 50 °С

Срок службы: не менее 24 лет.

6. Технико-экономический расчет

6.1 Обоснование рентабельности выбора проекта с использованием когенерационных установок

Правильно выбранная когенерационная установка малой мощности является финансово эффективной, потому что в данный момент произведенная на месте электроэнергия дешевле, чем закупаемая от распределительных сетей. Не исключена и ситуация, когда при расширении рынка электроэнергии и увеличении числа поставщиков электроэнергии произведенная на месте электроэнергия становится дороже закупаемой.

Для определения экономической выгоды использования когенерационных установок малой мощности следует определить часы полного использования мощности. Электроэнергия вырабатывает круглосуточно целый год. Поэтому она рассчитывается как количество часов в году.

$$h_{\text{год}}^{\text{э.э.}} = 8760 \text{ ч/год}$$

Тепловая мощность вырабатывается в течении отопительного и переходного периодов. Количество дней в году с выработкой тепловой мощности n=198 (формула 6.1):

$$h_{\text{год}}^{\text{т.э.}} = n * 24 = 198 * 24 = 4752 \text{ ч/год} \qquad (6.1)$$

Далее следует посчитать капиталовложения в выбранную систему когенерации (формула 6.2). Установка AKSA ABG 8 имеет рыночную стоимость 182 590 рублей. Подключение установки следует принимать как 5% от стоимости установки. Также следует принять во внимание стоимость вспомогательных устройств и системы регулирования, принимаемая как 7% от стоимости установки.

Итого капиталовложения высчитываются по формуле:

$$\text{K} = \text{S}_{\text{уст.}} + \text{S}_{\text{подкл.}} + \text{S}_{\text{всп.}} = 204500{,}8 \text{ руб.} \qquad (6.2)$$

Для обоснования финансовой составляющей проекта рассчитаем годовую выплату по кредиту на систему когенерации.

Для покрытия кредита K=204 500,8 рублей за n=10 лет с процентной ставкой e =14% годовой возврат будет равен $E_{кред}$=39 205,57 руб./год.

Рассчитаем годовые расходы на топливо (формула 6.3). Расход топлива установкой в час при 100%-ой нагрузке равен l=3,3 м^3/ч. Коэффициент полезного действия производства электроэнергии 19%. Коэффициент полезного действия производства тепловой энергии 75%. Цена топлива в районе строительства s=6717 рублей на 1000 м^3.

$$E_{топ} = l * h_{год}^{э.э.} * s = 118622 \text{ руб./год} \quad (6.3)$$

Сумма эксплуатационных расходов в год считаются по формуле 6.4:

$$E_{экспл} = \frac{p_{эл.} * h_{год}^{э.э.} * e_{экспл}}{1000} + E_{кред} + E_{топ} = 176\,223{,}57 \text{ руб. год} \quad (6.4)$$

где $p_{эл.}$ – установленная мощность когенерационной установки по электроэнергии (1 кВт);

$e_{экспл}$ – эксплуатационные расходы (2100 руб/МВтэл×ч).

Себестоимость электроэнергии высчитывается по формуле 6.5:

$$S_{э.э.} = \frac{(E_{экспл} + P_{э.э.} * T_{э.э.})}{P_{э.э.}} = 23656{,}85 \frac{руб}{МВтэл} * ч$$

(6.5)

Где $P_{э.э.}$ – произведенная в год электроэнергия (формула 6.6)

$$P_{э.э.} = p_{эл.} * \frac{h_{год}^{э.э.}}{1000} = 8{,}76 \text{ Мвт} * \frac{ч}{год} \quad (6.6)$$

$p_{эл.}$ – установленная электрическая мощность установки;

$T_{э.э.}$ – тариф продажи/ замещения электроэнергии в данном регионе (3540 руб./МВт*ч).

Себестоимость тепловой энергии высчитывается по формуле 6.7:

$$S_{э.э.} = \frac{(E_{экспл} + P_{т.э.} * T_{т.э.})}{P_{т.э.}} = 8324{,}51 \frac{руб}{МВтэл} * ч \quad (6.7)$$

Где $P_{т.э.}$ – произведенная в год тепловая энергия, рассчитываемая по формуле 6.8:

$$P_{т.э.} = p_{т.э.} * \frac{h_{год}^{т.э.}}{1000} = 38{,}02 \text{ Мвт} * \frac{ч}{год} \quad (6.8)$$

$P_{т.э.}$ – установленная тепловая мощность установки;

$T_{т.э.}$ – тариф продажи/ замещения тепловой энергии в данном регионе (3689 руб./МВт*ч).

Доходы от продажи/замещения электроэнергии рассчитываются по формуле 6.9:

$$N_{э.э.} = P_{э.э.} * T_{э.э.} = 54693{,}98 \text{ руб./год} \qquad (6.9)$$

Доходы от продажи/замещения тепловой энергии (формула 6.10):

$$N_{т.э.} = P_{т.э.} * T_{т.э.} = 140241{,}02 \text{ руб./год} \qquad (6.10)$$

Чистый доход от производства энергии равен сумме доходов от продажи электрической и тепловой энергии когенерационной установки (формула 6.11):

$$N_{общ.} = N_{э.э.} + N_{т.э.} = 194935 \text{ руб./год} \qquad (6.11)$$

Экономическая выгода проекта рассчитывается как разность чистого дохода и суммы годовых эксплуатационных расходов (формула 6.12):

$$A = N_{общ.} - E_{экспл} = 18711{,}43 \text{ руб.} \qquad (6.12)$$

Срок окупаемости проекта определяется как частное капиталовложений и экономический выгоды проекта, рассчитывается по формуле 6.13:

$$N_{окуп.} = \frac{K}{A} = 10{,}93 \text{ лет} \qquad (6.13)$$

Результаты расчетов приведены в таблице 6.1

Таблица 6.1 – Технико-экономические данные проекта с использованием когенерационной установки

Характеристика	Ед. изм.	Кол-во
устан. Мощ-ть эл.	кВт	1
устан. Мощ-ть тепл.	кВт	8
часы полного использования мощности (электроэн.)	ч/год	8760
часы полного использования мощности (тепло)	ч/год	4752
капиталовложения в установку	рубли	182590
капиталовложения в здание	рубли	0

Характеристика	Ед. изм.	Кол-во
подключения	рубли	9129,5
вспомогательные устройства + система регулирования	рубли	12781,3
капиталовложения, всего	рубли	204500,8
собственный вклад	рубли	0
инвестиции	рубли	0
кредит	рубли	204500,8
срок кредита	лет	10
процентная ставка	%	14,00%
годовой возврат	руб/год	39 205,57 ₽
расход топлива	$м^3$/ч	3,3
КПД, пр-ва электроэн.	%	19
КПД, пр-ва тепла	%	75
расход топлива	$м^3$/год	28908
цена топлива	руб/1000$м^3$	6717
годовые расходы на топливо	руб/год	118622
эксплуатационные расходы	руб/$МВт_{эл}$×ч	2100
сумма эксплуатационных расходов	руб/год	176 223,57 ₽
произведенная электроэнергия в год	Мвт×ч/год	8,76
тариф продажи/замещения электроэнергии	руб/$МВт_{эл}$×ч	3540
произведенная тепл.энергия в год	Мвт×ч/год	38,016
тариф продажи/замещения тепловой энергии	руб/$МВт_{тепл}$×ч	3689,00
себестоим.электроэнегрии	руб/$МВт_{эл}$×ч	23656,85

Характеристика	Ед. изм.	Кол-во
себестоим. Тепл.энергии	руб/МВт-$_{тепл}$×ч	8324,51
доходы от продажи/замещения эл.энергии	руб/год	54693,98
доходы от продажи/замещения тепл.энергии	руб/год	140241,02
чистый доход	руб/год	194935,00
экономическая выгода в год	рубли	18 711,43 ₽
простой срок окупаемости	лет	10,93

По данным таблицы видно, что срок окупаемости установки за счет собственного производства тепловой и электрической энергии равен 12,5 лет.

6.2 Расчет сметной стоимости работ

Экономическая часть дипломного проекта разработана на основании технологической и расчетной частей.

6.2.1 Стоимость проектно-изыскательских работ

Стоимость всех проектно-изыскательских работ определяется на основе «Справочника базовых цен на проектные работы для строительства. Газооборудование и газоснабжение промышленных предприятий, зданий и сооружений. Наружное освещение» (СБЦ). [16]

Основная стоимость разработки рабочей документации определяется по формуле 6.1:

$$C = (a + b \cdot X) \cdot K_i, \qquad (6.14)$$

где: a, b - постоянные величины для определения интервала основного показателя проектируемого объекта, тыс. руб.;

X - основной показатель проектируемого объекта;

Ki - повышающий коэффициент, отражающий инфляционные процессы на момент определения цены.

Ki =6,68 согласно Письму Минстроя России от 04.04.2018 №13606-ХМ/09 «Об индексах изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ на I квартал 2018 года».

В работе предусмотрено использование ПУРГ полной заводской готовности, поэтому их проектирование не требуется. Необходима только привязка данных ПУРГ к местности. Исходя из этого, стоимости данного вида работ определяется по таблице 1 п. 9 - а=7,132 тыс. руб.

Площадка обслуживания, ограждения и озеленение увеличивают стоимость проектирования ПУРГ на 18%, а ПРГШ – на 8%.

Проектирование газораспределительных сетей.

Протяженность сетей составляет 73,4 км. По таблице 6 гл.2 для газопроводов протяженностью от 2 до 4 км показатель а=125,306 тыс. руб., b=11,412 тыс. руб.

Расчеты стоимости проектно-изыскательских работ сведена в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 Проектно-изыскательские работы

№ п/п	Наименование	Стоимость, тыс. руб.
1	2	3
1	Проектирование ПУРГ	12868,04
2	Проектирование газораспределительных сетей	6432,48
ИТОГО		19300,52

6.2.2 Стоимость строительно-монтажных работ

Согласно приказу Минрегионразвития РФ от 30.12.2011 г. №643 «Об утверждении укрупненных нормативов цены строительства различных видов объектов капитального строительства непроизводственного назначения и инженерной инфраструктуры и о внесении изменений в отдельные приказы Министерства регионального развития Российской Федерации» Приложению 12 НЦС 81-02-15-2014 «Сети газоснабжения. Техническая часть» рассчитываем

стоимость строительно-монтажных работ по сооружению газораспределительной сети города. [17]

Допущения и ограничения:

- прокладка газопроводов производится на глубину 1,5 м;

- разработанный грунт погружается в автомобили и вывозится на площадки временного хранения грунта на расстояние, не далее 1 км;

- стесненность условий отсутствует.

Стоимость строительно-монтажных работ включает в себя цену строительных материалов, заработную плату персонала, накладные расходы и сметную прибыль, затраты на строительство временных титульных зданий и сооружений и дополнительные затраты на произведение работ в сложных условиях, траты на получение заказчиком и исполнителем исходных данных для строительства, проведение необходимых согласований по проекту, стоимость проектно-изыскательных работ и проектную экспертизу, а также резерв средств на непредвиденные нужды.

Для полиэтиленовых труб используются таблицы:

- укладывание полиэтиленовых труб в траншею со стационарно установленного барабана было рассчитано по таблице 15-02-001;

- укладывание одиночных труб в траншею, разработка грунта с погрузкой в автотранспорт было рассчитано по таблице 15-02-003.

Расчет стоимости строительно-монтажных работ газораспределительной сети представлен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Стоимость строительства газораспределительной сети

№	Диаметр,мм	Материал	Длина,м	Цена за 1 км, тыс. руб.	Стоимость с НДС, тыс. руб.
1	2	3	4	5	6,00
2	90	ПЭ	969,0	814,89	931,76
3	63	ПЭ	215,1	635,19	161,22
4	40	ПЭ	793,2	482,11	451,25
5	32	ПЭ	1730,4	428,87	875,69

№	Диаметр,мм	Материал	Длина,м	Цена за 1 км, тыс. руб.	Стоимость с НДС, тыс. руб.
6	25	ПЭ	921,3	382,28	415,59
7	20	ПЭ	180,9	349,00	74,50
8	16	ПЭ	270,8	322,38	103,01
				ИТОГО	2 835,51

В дипломной работе используются ПУРГ двух типов: ГРПШ-03М-04-2У1 (249 штук) и ПГБ-03М-2У1 (1 штука), стоимость которых составляет 55 и 50 тыс. руб. соответственно. Стоимость капиталовложений в данное оборудование составляет 13745 тыс. руб.

6.2.3 Расчет эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты необходимы для того, чтобы поддерживать проложенный газопровод в исправном состоянии и полной работоспособности. Они определены законодательством Российской Федерации. Состав затрат устанавливается в главе «Налог на прибыль» Налогового кодекса РФ.

Эксплуатационные расходы состоят из:

1) затраты на оплату труда;
2) амортизационные отчисления;
3) затраты на электроэнергию;
4) текущий ремонт.

6.2.4 Затраты на оплату труда

Для определения суммы средств на заработную плату рабочему персоналу планируется фонд заработной платы предприятия. В него входят суммы заработных плат, не учитывая налоги и удержания, производящиеся в соответствии с законодательством.

В состав фонда заработной платы входит:

1) зарплата, начисленная за проработанное время по тарифным ставкам, окладам, основным расценкам;
2) денежные премии из фонда заработной платы.

Штатное расписание персонала эксплуатирующей организации:

1) ИТР – 8 человек;
2) рабочие – 24 человек.

Оборудование, использованное в проекте работает круглые сутки и требует круглосуточного обслуживания. В соответствии с ПБ 12-529-03 «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления» [13] персонал для обслуживания газового оборудования должен состоять из 3-х человек (1 мастер и 2 слесаря).

Средняя заработная плата персонала ИТР составляет 45000 руб. в месяц, рабочих – 23000 руб. в месяц.

Заработная плата работников составит:

(8·45 000 + 24·23 000)·12 = 10944 тыс. руб. в год.

Отчисления на социальное страхование в размере 30,9 % от годового фонда заработной платы, составят:

10944·0,309 = 3819,5 тыс. руб. в год.

6.2.5 Амортизационные отчисления

Амортизационные отчисления начисляются линейным способом.

Норма амортизации рассчитывается в зависимости от срока полезной эксплуатации сооружения, который для газопровода составляет 30 лет и рассчитывается по формуле 6.15.

$$К_А = \frac{100\%}{Т} \tag{6.15}$$

где Т - срок полезной эксплуатации объекта.

$$К_А = \frac{100\%}{30} = 3{,}33\%$$

Амортизационные отчисления следует рассчитывать по формуле 6.16:

$$A = K \cdot K_А \tag{6.16}$$

где К - капитальные затраты; $К_А$ - норма амортизации.

Амортизационные отчисления составляют:

А = 3360·0,0333 = 1196 тыс. руб. в год.

6.2.6 Текущий ремонт

Текущий ремонт оборудования необходим для восстановления работоспособности какого-либо объекта газопровода или для восстановления его остаточного ресурса. Текущий ремонт должен производиться не реже, чем 2 раз в год. Самые наиболее изнашивающиеся части системы – мембрана регулятора давления (0,7 стоимости ПРГ), сальниковые набивки (0,1 стоимости регулятора давления) и уплотнительные прокладки (0,1 стоимости регулятора давления).

Текущий ремонт газораспределительной сети будет рассчитываться по формуле 6.17.

$$\text{Т}_\text{р} = \text{К}_\text{об} \cdot 70\% \cdot 10\% \cdot 2, \qquad (6.17)$$

$$\text{Т}_\text{р} = 595 \cdot 0{,}7 \cdot 0{,}1 \cdot 2 = 1924{,}3 \text{ тыс. руб. в год}$$

6.2.7 Прочие затраты

Это затраты представляют собой накладные расходы и обычно их принимают в размере от 10 до 40% суммы затрат по пп. 6.2.1 - 6.2.4. Величина прочих затрат для нужд дипломного проектирования принята в размере $К_{пр}$=15% и будет высчитываться по формуле 6.18.

$$\text{З}_\text{пр} = (\text{ФОТ} + \text{О}_\text{вб} + \text{А} + \text{З}_\text{э} + \text{Т}_\text{р}) \cdot K_\text{пр} \qquad (6.18)$$

$$\text{З}_\text{пр} = (2736 + 955 + 112 + 1653 + 83\ ) \cdot 0{,}15 = 8\ 881{,}36 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 Эксплуатационные затраты

Элемент затрат	Величина затрат, тыс.руб.	Удельный вес
Заработная плата	10 944,00	53,21%
Отчисления во внебюджетные фонды	3 819,46	18,57%
Амортизационные отчисления	1 196,03	5,82%
Текущий ремонт	1 924,30	9,36%
Прочее	2 682,57	13,04%
ИТОГО	20 566,36	100,00%

6.2.8 Расчет показателей экономической эффективности проекта

Оценка экономической эффективности проводится по системе показателей экономической эффективности:

1) Прибыль от реализации проекта;
2) чистая текущая стоимость проекта;
3) окупаемость;
4) рентабельность.

6.2.9 Прибыль

Прибыль предприятия рассчитывается по формуле (6.19):

$$П = В - Э_з, \quad (6.19)$$

где В – выручка от реализации газа, руб. (формула 6.20),

$Э_з$ – эксплуатационные затраты, руб.

$$В = Q \cdot T, \quad (6.20)$$

где Q – количество поставляемого газа, м^3/год;

Т – разница между розничной и оптовой ценой природного газ, руб. за 1 м^3 (формула 6.21).

$$T = T_{розн} - T_{со}, \quad (6.21)$$

где $Т_{розн}$ - розничная стоимость газа (принята условно), руб./м^3;

$Т_{со}$ - оптовая цена газа, руб./м^3.

Для получения чистой прибыли, вычтем из прибыли налог на прибыль 20%. Расчеты сведены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 Прибыль от реализации газа

Наименование	Показатель, руб.
1	2
Выручка за год	17 835 360
Экспл. Затраты за год	5 282 459
Прибыль	12 552 901
Чистая прибыль	10 042 321

6.2.10 Чистая текущая стоимость проекта

Экономическая оценка инвестиций проводится методом чистой текущей стоимости (ЧТС) (формула 6.22):

$$ЧТС_{пр} = \sum_{i-1}^{t} ЧТС_i \quad (6.22)$$

где $ЧТС_{пр}$ – чистая текущая стоимость проекта, руб.;

t – срок действия проекта, t = 30 лет;

$ЧТС_i$ – чистая текущая стоимость i - го года, руб (формула 6.23).

$$ЧТС_i = (П_i - K_i) \cdot \frac{1}{(1+E_n)^{t_р}}, \quad (6.23)$$

где $П_i$ – прибыль i - го года, руб.;

K_i – инвестиции в i-м году, руб;

$1/(1+E_n)^{tp}$ – коэффициент дисконтирования ($К_д$);

E_n – норма дисконта, E_n = 25,64%;

t_p – расчетный год.

Норма дисконта рассчитывается на основе премий за риск по формуле 6.24.

$$E_n = r_f + r_p + I \quad (6.24)$$

где r_f - безрисковая процентная ставка, r_f = 11,0%;

r_p - премия за риск, r_p = 6,0% (расширение рынков сбыта продукции);

I - процент инфляции, I = 8,64%.

$$E_n = 11{,}0\% + 6{,}0\% + 8{,}64\% = 25{,}64$$

Расчеты чистой текущей стоимости (ЧТС) проекта сведены в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 Чистая текущая стоимость проекта

Год	i	Пi, тыс.руб.	Кi, тыс. руб.	Пi-Кi	Кдi	ЧТСi	ЧТСпр
1	2	3	4	5	6	7	8
2018	0	0	35 881 037	-35 881 037	1,00	-35 881 037	-35 881 037
2019	1	10 042 321	0	10 042 321	0,80	7 992 297	-27 888 741
2020	2	10 042 321	0	10 042 321	0,63	6 360 761	-21 527 979

Год	i	Пi, тыс.руб.	Кi, тыс. руб.	Пi-Кi	Кдi	ЧТСi	ЧТСпр
2021	3	10 042 321	0	10 042 321	0,50	5 062 285	-16 465 694
2022	4	10 042 321	0	10 042 321	0,40	4 028 878	-12 436 816
2023	5	10 042 321	0	10 042 321	0,32	3 206 429	-9 230 387
2024	6	10 042 321	0	10 042 321	0,25	2 551 873	-6 678 514
2025	7	10 042 321	0	10 042 321	0,20	2 030 938	-4 647 576
2026	8	10 042 321	0	10 042 321	0,16	1 616 345	-3 031 230
2027	9	10 042 321	0	10 042 321	0,13	1 286 387	-1 744 843
2028	10	10 042 321	0	10 042 321	0,10	1 023 786	-721 057
2029	11	10 042 321	0	10 042 321	0,08	814 792	93 735
2030	12	10 042 321	0	10 042 321	0,06	648 461	742 196
2031	13	10 042 321	0	10 042 321	0,05	516 086	1 258 282
2032	14	10 042 321	0	10 042 321	0,04	410 733	1 669 014
2033	15	10 042 321	0	10 042 321	0,03	326 886	1 995 900
2034	16	10 042 321	0	10 042 321	0,03	260 156	2 256 057
2035	17	10 042 321	0	10 042 321	0,02	207 048	2 463 105
2036	18	10 042 321	0	10 042 321	0,02	164 782	2 627 887
2037	19	10 042 321	0	10 042 321	0,01	131 143	2 759 030
2038	20	10 042 321	0	10 042 321	0,01	104 372	2 863 402
2039	21	10 042 321	0	10 042 321	0,01	83 066	2 946 468
2040	22	10 042 321	0	10 042 321	0,01	66 109	3 012 577
2041	23	10 042 321	0	10 042 321	0,01	52 613	3 065 190
2042	24	10 042 321	0	10 042 321	0,00	41 873	3 107 063
2043	25	10 042 321	0	10 042 321	0,00	33 325	3 140 388
2044	26	10 042 321	0	10 042 321	0,00	26 522	3 166 911
2045	27	10 042 321	0	10 042 321	0,00	21 108	3 188 019
2046	28	10 042 321	0	10 042 321	0,00	16 799	3 204 818
2047	29	10 042 321	0	10 042 321	0,00	13 370	3 218 187
2048	30	10 042 321	0	10 042 321	0,00	10 640	3 228 828

По данным таблицы составлен график (рисунок 6.1) чистой текущей стоимости проекта. Срок окупаемости проекта - период времени, необходимый для того, чтобы доходы, генерируемые инвестициями, покрыли затраты на инвестиции, или когда $ЧТС_{пр}$=0, т.е. срок окупаемости проекта равен ~9,9 лет.

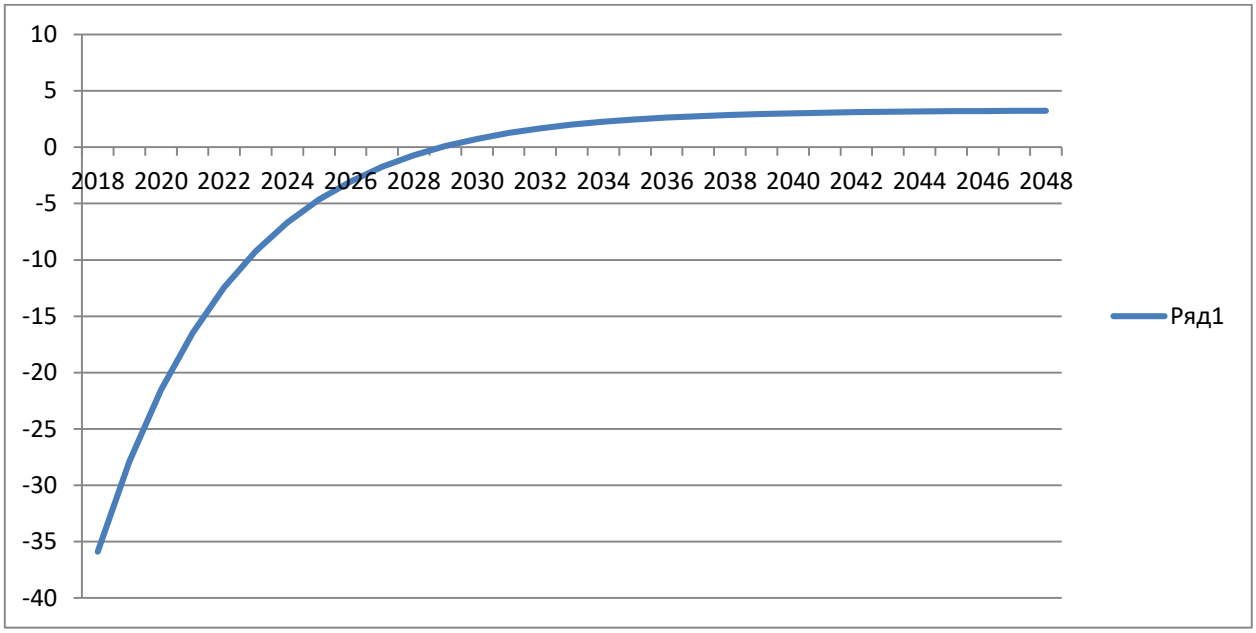


Рисунок 6.1 – Чистая текущая стоимость проекта (млн.руб.).

6.2.11 Окупаемость

Срок окупаемости проекта рассчитывается по формуле 6.25:

$$T_{\text{окуп.}} = T - \frac{\text{ЧТС}_t}{\text{ЧТС}_{t+1} - \text{ЧТС}_t}, \qquad (6.25)$$

где, ЧТС_t – последняя отрицательная величина ЧТС, руб.;

ЧТС_{t+1} – первая положительная величина ЧТС, руб.;

Т – последний год, в который ЧТС отрицательный.

$$T_{\text{окуп}} = 9 - \frac{-721057}{(93735-(-721057)} = 9{,}93.$$

6.2.12 Рентабельность

Рентабельность определяет доходность предприятия и рассчитывается по формуле 6.26:

$$P = \left(\frac{\text{П}_\text{ч}}{\Phi_{\text{осн}}}\right) \cdot 100\%, \qquad (6.26)$$

где $\Phi_{\text{осн}}$ – капитальные вложения, руб.;

$\text{П}_\text{ч}$ – чистая прибыль, руб.

$$\text{P} = \left(\frac{10\ 042\ 321}{35\ 881\ 037}\right) \cdot 100\% = 27{,}99\%.$$

7. Охрана воздушного бассейна

Основная цель настоящего раздела - проведение оценки техногенного воздействия проектируемого объекта на компоненты природной среды и здоровье населения в его окрестностях. Содержание данного раздела описывает основные факторы воздействия на природную среду и среду обитания человека, обусловленные деятельностью проектируемого объекта.

Источниками выделения ЗВ в атмосферу будет являться когенерационная установка. При ее работе на природном газе в атмосферу выбрасывается азот диоксид, азот оксид, углерод оксид. Большую часть вредных выбросов составляет оксид азота.

Основным источником загрязнения воздушного бассейна является оксид азота. Расчет вредных выбросов был произведен в программе Эколог 3.0.

Унифицированная программа расчета загрязнения атмосферы (УПРЗА) «Эколог» (версия 3) реализует положения «Методики расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий (ОНД-86)» Госкомгидромета. В зависимости от модификации программы реализуются также Приложение II к указанной «Методике…» (учет застройки и расчет на различных высотах) и «Отраслевая методика расчета приземной концентрации загрязняющих веществ, содержащихся в выбросах компрессорных станций магистральных газопроводов». Программа позволяет по данным об источниках выброса веществ и условиях местности рассчитывать разовые (осредненные за 20 - 30 минутный интервал) концентрации веществ в приземном слое при неблагоприятных метеорологических условиях. [21]

Для высоты выбросного дымохода 8,5 м вредные выбросы составили величины представленные в таблице 7.1. Выброс оксида азота схематично представлен на рисунке 7.1.

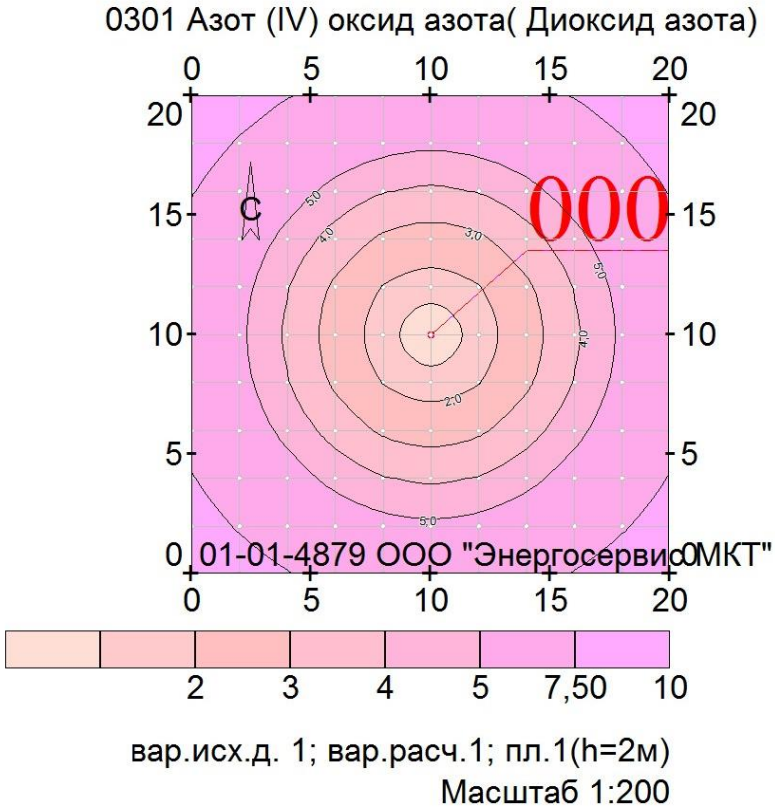


Рисунок 7.1 – Площадь рассеивания оксида азота

Таблица 7.1 – Количество вредных выбросов по программе Эколог 3.0

Координаты (м)|X	Координаты (м)|Y	Макс. конц. в долях ПДК	Макс.конц. в мг/м3	Опасное напр. ветра (град)	Опасная скорость ветра (м/с)	Номер и название площадки	Номер точки по длине	Номер точки по ширине
0	0	8,783253	3,513301	45	0,5	1	1	11
2	0	8,180142	3,272057	39	0,5	1	2	11
4	0	7,574917	3,029967	31	0,5	1	3	11
6	0	7,049892	2,819957	22	0,5	1	4	11
8	0	6,691912	2,676765	11	0,5	1	5	11
10	0	6,566015	2,626406	0	0,5	1	6	11
12	0	6,691912	2,676765	349	0,5	1	7	11
14	0	7,049892	2,819957	338	0,5	1	8	11
16	0	7,574917	3,029967	329	0,5	1	9	11
18	0	8,180142	3,272057	321	0,5	1	10	11
20	0	8,783253	3,513301	315	0,5	1	11	11
0	2	8,180142	3,272057	51	0,5	1	1	10
2	2	7,375078	2,950031	45	0,5	1	2	10
4	2	6,565829	2,626332	37	0,5	1	3	10
6	2	5,863623	2,345449	27	0,5	1	4	10
8	2	5,385999	2,1544	14	0,5	1	5	10

Координаты (м)|X	Координаты (м)|Y	Макс. конц. в долях ПДК	Макс.конц. в мг/м3	Опасное напр. ветра (град)	Опасная скорость ветра (м/с)	Номер и название площадки	Номер точки по длине	Номер точки по ширине
10	2	5,215001	2,086	0	0,5	1	6	10
12	2	5,385999	2,1544	346	0,5	1	7	10
14	2	5,863623	2,345449	333	0,5	1	8	10
16	2	6,565829	2,626332	323	0,5	1	9	10
18	2	7,375078	2,950031	315	0,5	1	10	10
20	2	8,180142	3,272057	309	0,5	1	11	10
0	4	7,574917	3,029967	59	0,5	1	1	9
2	4	6,565829	2,626332	53	0,5	1	2	9
4	4	5,551261	2,220504	45	0,5	1	3	9
6	4	4,663705	1,865482	34	0,5	1	4	9
8	4	4,048719	1,619488	18	0,5	1	5	9
10	4	3,828842	1,531537	0	0,5	1	6	9
12	4	4,048719	1,619488	342	0,5	1	7	9
14	4	4,663705	1,865482	326	0,5	1	8	9
16	4	5,551261	2,220504	315	0,5	1	9	9
18	4	6,565829	2,626332	307	0,5	1	10	9
20	4	7,574917	3,029967	301	0,5	1	11	9
0	6	7,049892	2,819957	68	0,5	1	1	8
2	6	5,863623	2,345449	63	0,5	1	2	8
4	6	4,663705	1,865482	56	0,5	1	3	8
6	6	3,598494	1,439398	45	0,5	1	4	8
8	6	2,842991	1,137196	27	0,5	1	5	8
10	6	2,567235	1,026894	0	0,5	1	6	8
12	6	2,842991	1,137196	333	0,5	1	7	8
14	6	3,598494	1,439398	315	0,5	1	8	8
16	6	4,663705	1,865482	304	0,5	1	9	8
18	6	5,863623	2,345449	297	0,5	1	10	8
20	6	7,049892	2,819957	292	0,5	1	11	8
0	8	6,691912	2,676765	79	0,5	1	1	7
2	8	5,385999	2,1544	76	0,5	1	2	7
4	8	4,048719	1,619488	72	0,5	1	3	7
6	8	2,842991	1,137196	63	0,5	1	4	7
8	8	1,964427	0,785771	45	0,5	1	5	7
10	8	1,630118	0,652047	0	0,5	1	6	7
12	8	1,964427	0,785771	315	0,5	1	7	7
14	8	2,842991	1,137196	297	0,5	1	8	7
16	8	4,048719	1,619488	288	0,5	1	9	7
18	8	5,385999	2,1544	284	0,5	1	10	7
20	8	6,691912	2,676765	281	0,5	1	11	7
0	10	6,566015	2,626406	90	0,5	1	1	6
2	10	5,215001	2,086	90	0,5	1	2	6

Коор-ди-наты (м)|X	Коор-ди-наты (м)|Y	Макс. конц. в долях ПДК	Макс.конц. в мг/м3	Опас-ное напр. ветра (град)	Опас-ная ско-рость ветра (м/с)	Номер и название площадки	Номер точки по длине	Номер точки по ши-рине
4	10	3,828842	1,531537	90	0,5	1	3	6
6	10	2,567235	1,026894	90	0,5	1	4	6
8	10	1,630118	0,652047	90	0,5	1	5	6
10	10	1,257666	0,503066	90	0,5	1	6	6
12	10	1,630118	0,652047	270	0,5	1	7	6
14	10	2,567235	1,026894	270	0,5	1	8	6
16	10	3,828842	1,531537	270	0,5	1	9	6
18	10	5,215001	2,086	270	0,5	1	10	6
20	10	6,566015	2,626406	270	0,5	1	11	6
0	12	6,691912	2,676765	101	0,5	1	1	5
2	12	5,385999	2,1544	104	0,5	1	2	5
4	12	4,048719	1,619488	108	0,5	1	3	5
6	12	2,842991	1,137196	117	0,5	1	4	5
8	12	1,964427	0,785771	135	0,5	1	5	5
10	12	1,630118	0,652047	180	0,5	1	6	5
12	12	1,964427	0,785771	225	0,5	1	7	5
14	12	2,842991	1,137196	243	0,5	1	8	5
16	12	4,048719	1,619488	252	0,5	1	9	5
18	12	5,385999	2,1544	256	0,5	1	10	5
20	12	6,691912	2,676765	259	0,5	1	11	5
0	14	7,049892	2,819957	112	0,5	1	1	4
2	14	5,863623	2,345449	117	0,5	1	2	4
4	14	4,663705	1,865482	124	0,5	1	3	4
6	14	3,598494	1,439398	135	0,5	1	4	4
8	14	2,842991	1,137196	153	0,5	1	5	4
10	14	2,567235	1,026894	180	0,5	1	6	4
12	14	2,842991	1,137196	207	0,5	1	7	4
14	14	3,598494	1,439398	225	0,5	1	8	4
16	14	4,663705	1,865482	236	0,5	1	9	4
18	14	5,863623	2,345449	243	0,5	1	10	4
20	14	7,049892	2,819957	248	0,5	1	11	4
0	16	7,574917	3,029967	121	0,5	1	1	3
2	16	6,565829	2,626332	127	0,5	1	2	3
4	16	5,551261	2,220504	135	0,5	1	3	3
6	16	4,663705	1,865482	146	0,5	1	4	3
8	16	4,048719	1,619488	162	0,5	1	5	3
10	16	3,828842	1,531537	180	0,5	1	6	3
12	16	4,048719	1,619488	198	0,5	1	7	3
14	16	4,663705	1,865482	214	0,5	1	8	3
16	16	5,551261	2,220504	225	0,5	1	9	3
18	16	6,565829	2,626332	233	0,5	1	10	3

Координаты (м)|X	Координаты (м)|Y	Макс. конц. в долях ПДК	Макс.конц. в мг/м3	Опасное напр. ветра (град)	Опасная скорость ветра (м/с)	Номер и название площадки	Номер точки по длине	Номер точки по ширине
20	16	7,574917	3,029967	239	0,5	1	11	3
0	18	8,180142	3,272057	129	0,5	1	1	2
2	18	7,375078	2,950031	135	0,5	1	2	2
4	18	6,565829	2,626332	143	0,5	1	3	2
6	18	5,863623	2,345449	153	0,5	1	4	2
8	18	5,385999	2,1544	166	0,5	1	5	2
10	18	5,215001	2,086	180	0,5	1	6	2
12	18	5,385999	2,1544	194	0,5	1	7	2
14	18	5,863623	2,345449	207	0,5	1	8	2
16	18	6,565829	2,626332	217	0,5	1	9	2
18	18	7,375078	2,950031	225	0,5	1	10	2
20	18	8,180142	3,272057	231	0,5	1	11	2
0	20	8,783253	3,513301	135	0,5	1	1	1
2	20	8,180142	3,272057	141	0,5	1	2	1
4	20	7,574917	3,029967	149	0,5	1	3	1
6	20	7,049892	2,819957	158	0,5	1	4	1
8	20	6,691912	2,676765	169	0,5	1	5	1
10	20	6,566015	2,626406	180	0,5	1	6	1
12	20	6,691912	2,676765	191	0,5	1	7	1
14	20	7,049892	2,819957	202	0,5	1	8	1
16	20	7,574917	3,029967	211	0,5	1	9	1
18	20	8,180142	3,272057	219	0,5	1	10	1
20	20	8,783253	3,513301	225	0,5	1	11	1

По данным таблицы видно, что ПДК вредных выбросов не была превышена при данной высоте дымохода ни в одной из выбранных для расчета точек, из чего следует, что мероприятий по уменьшению выбросов вредных веществ осуществлять не требуется.

Заключение

Для снабжения газом СЖК «Остров» была спроектирована сеть среднего давления, пункты учета расхода газа, предложено газовое оборудование.

В ходе работы:

1) были определить расходы газа потребителями;
2) произведены гидравлические расчеты сети среднего давлений;
3) подобраны диаметры газопроводов;
4) произведен расчет внутридомовой сети низкого давления;
5) подобрано оборудование для автоматизации внутридомовой сети;
6) предложены технологии прокладки газовых сетей;
7) произведен расчет количества вредных выбросов в воздушный бассейн;
8) просчитана стоимости реализации проекта, прибыль от прокладки газопровода.

Список литературы

1. ГОСТ 18599-2001 Трубы напорные из полиэтилена. Технические условия.
2. ГОСТ 3262-75* Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия.
3. ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.
4. ГОСТ Р 50838-2009 Национальный стандарт Российской Федерации трубы из полиэтилена для газопроводов
5. ГОСТ 6357-81 Основные нормы взаимозаменяемости. Резьба трубная цилиндрическая.
6. СП 131.13330.2012 Строительная климатология.
7. СП 42.13330.2011 Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений.
8. СП 42-101-2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб
9. СП 42-102-2004 Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб.
10. СП 42-103-2003 Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов.
11. СП 62.13330.2011* Газораспределительные системы.
12. РД 34.20.185-94 Инструкция по проектированию городских электрических сетей.
13. ПБ 12-529-03 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления.
14. ПБ 12-609-03 Правила безопасности для объектов, использующих сжиженные углеводородные газы.

15. ПУЭ Правила устройства электроустановок. Издание 7.

16. СБЦ Справочник базовых цен на проектные работы для строительства. Газооборудование и газоснабжение промышленных предприятий, зданий и сооружений. Наружное освещение.

17. НЦС 81-02-2014 Государственные сметные нормативы. Укрупненные нормативы цены строительства. Часть 15.

18. Гольянов А.И. Газовые сети и газохранилища. Уфа, 2004 г., 302 с.

19. Карякин А.Е. Промышленное и газовое оборудование: справочник. Издание 5-е. 977 с.

20. Кобзарь А.В., Еськин А.А., Ткач Н.С. Газоснабжение района города. Владивосток, 2013 г. 65 с.

21. АТП-Эколог 3.10. URL: https://integral.ru/shop/cargo/22.html

22. Газосчетчики: основные виды и производители. URL: http://www.abercade.ru

23. География города Владивостока URL: old.pgpb.ru

24. Жилищно-строительный кооператив «Остров». URL: https://www.dvfu.ru/hbc_for_faculty/

25. Каталог газовых расходомеров. URL: http://habarok.info/katalog_gaz.shtm

26. Классификация газопроводной арматуры. URL: https://gazovik-gaz.ru/o-gk-gazovik/stati/armatura-gazoraspredelenie.html

27. Промышленное газовое оборудование URL: http://gazovik-gas.ru/katalog

28. Сайт Русского Острова URL: http://russianisland.ru/

29. Системы газоснабжения городов, населенных пунктов и предприятий. URL: http://ros-pipe.ru/tekh_info

30. Когенерация и когенераторные установки. URL: http://www.manbw.ru/analitycs/cogeneration2.html

Приложение А Расчет нагрузок с учетом коэффициентов одновременности для газовых приборов

№дома	Ко(г.п.)	Vном(г.п.)	Ко(г.г.)	Vном(г.г.)	Нагрузка на дом, $м^3/ч$
1	1	1,172	0,85	2,10	2,954
2	0,650	1,172	0,85	2,10	2,544
3	0,450	1,172	0,85	2,10	2,310
4	0,350	1,172	0,85	2,10	2,193
5	0,290	1,172	0,85	2,10	2,122
6	0,280	1,172	0,85	2,10	2,111
7	0,280	1,172	0,85	2,10	2,111
8	0,265	1,172	0,85	2,10	2,093
9	0,258	1,172	0,85	2,10	2,085
10	0,254	1,172	0,85	2,10	2,080
11	0,254	1,172	0,85	2,10	2,080
12	0,254	1,172	0,85	2,10	2,080
13	0,254	1,172	0,85	2,10	2,080
14	0,254	1,172	0,85	2,10	2,080
15	0,24	1,172	0,85	2,10	2,064
16	0,24	1,172	0,85	2,10	2,064
17	0,24	1,172	0,85	2,10	2,064
18	0,24	1,172	0,85	2,10	2,064
19	0,24	1,172	0,85	2,10	2,064
20	0,235	1,172	0,85	2,10	2,058
21	0,235	1,172	0,85	2,10	2,058
22	0,235	1,172	0,85	2,10	2,058
23	0,235	1,172	0,85	2,10	2,058
24	0,235	1,172	0,85	2,10	2,058
25	0,235	1,172	0,85	2,10	2,058
26	0,235	1,172	0,85	2,10	2,058
27	0,235	1,172	0,85	2,10	2,058
28	0,235	1,172	0,85	2,10	2,058
29	0,235	1,172	0,85	2,10	2,058
30	0,231	1,172	0,85	2,10	2,053
31	0,231	1,172	0,85	2,10	2,053
32	0,231	1,172	0,85	2,10	2,053
33	0,231	1,172	0,85	2,10	2,053
34	0,231	1,172	0,85	2,10	2,053
35	0,231	1,172	0,85	2,10	2,053
36	0,231	1,172	0,85	2,10	2,053
37	0,231	1,172	0,85	2,10	2,053
38	0,231	1,172	0,85	2,10	2,053
39	0,231	1,172	0,85	2,10	2,053
40	0,227	1,172	0,85	2,10	2,049
41	0,227	1,172	0,85	2,10	2,049

№дома	Ко(г.п.)	Vном(г.п.)	Ко(г.г.)	Vном(г.г.)	Нагрузка на дом, $м^3/ч$
42	0,227	1,172	0,85	2,10	2,049
43	0,227	1,172	0,85	2,10	2,049
44	0,227	1,172	0,85	2,10	2,049
45	0,227	1,172	0,85	2,10	2,049
46	0,227	1,172	0,85	2,10	2,049
47	0,227	1,172	0,85	2,10	2,049
48	0,227	1,172	0,85	2,10	2,049
49	0,227	1,172	0,85	2,10	2,049
50	0,223	1,172	0,85	2,10	2,044
51	0,223	1,172	0,85	2,10	2,044
52	0,223	1,172	0,85	2,10	2,044
53	0,223	1,172	0,85	2,10	2,044
54	0,223	1,172	0,85	2,10	2,044
55	0,223	1,172	0,85	2,10	2,044
56	0,223	1,172	0,85	2,10	2,044
57	0,223	1,172	0,85	2,10	2,044
58	0,223	1,172	0,85	2,10	2,044
59	0,223	1,172	0,85	2,10	2,044
60	0,22	1,172	0,85	2,10	2,040
61	0,22	1,172	0,85	2,10	2,040
62	0,22	1,172	0,85	2,10	2,040
63	0,22	1,172	0,85	2,10	2,040
64	0,22	1,172	0,85	2,10	2,040
65	0,22	1,172	0,85	2,10	2,040
66	0,22	1,172	0,85	2,10	2,040
67	0,22	1,172	0,85	2,10	2,040
68	0,22	1,172	0,85	2,10	2,040
69	0,22	1,172	0,85	2,10	2,040
70	0,217	1,172	0,85	2,10	2,037
71	0,217	1,172	0,85	2,10	2,037
72	0,217	1,172	0,85	2,10	2,037
73	0,217	1,172	0,85	2,10	2,037
74	0,217	1,172	0,85	2,10	2,037
75	0,217	1,172	0,85	2,10	2,037
76	0,217	1,172	0,85	2,10	2,037
77	0,217	1,172	0,85	2,10	2,037
78	0,217	1,172	0,85	2,10	2,037
79	0,217	1,172	0,85	2,10	2,037
80	0,214	1,172	0,85	2,10	2,033
81	0,214	1,172	0,85	2,10	2,033
82	0,214	1,172	0,85	2,10	2,033
83	0,214	1,172	0,85	2,10	2,033
84	0,214	1,172	0,85	2,10	2,033
85	0,214	1,172	0,85	2,10	2,033

№дома	Ко(г.п.)	Vном(г.п.)	Ко(г.г.)	Vном(г.г.)	Нагрузка на дом, $м^3/ч$
86	0,214	1,172	0,85	2,10	2,033
87	0,214	1,172	0,85	2,10	2,033
88	0,214	1,172	0,85	2,10	2,033
89	0,214	1,172	0,85	2,10	2,033
90	0,212	1,172	0,85	2,10	2,031
91	0,212	1,172	0,85	2,10	2,031
92	0,212	1,172	0,85	2,10	2,031
93	0,212	1,172	0,85	2,10	2,031
94	0,212	1,172	0,85	2,10	2,031
95	0,212	1,172	0,85	2,10	2,031
96	0,212	1,172	0,85	2,10	2,031
97	0,212	1,172	0,85	2,10	2,031
98	0,212	1,172	0,85	2,10	2,031
99	0,212	1,172	0,85	2,10	2,031
100	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
101	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
102	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
103	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
104	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
105	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
106	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
107	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
108	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
109	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
110	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
111	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
112	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
113	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
114	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
115	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
116	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
117	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
118	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
119	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
120	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
121	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
122	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
123	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
124	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
125	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
126	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
127	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
128	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
129	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029

№дома	Ко(г.п.)	Vном(г.п.)	Ко(г.г.)	Vном(г.г.)	Нагрузка на дом, $м^3/ч$
130	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
131	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
132	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
133	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
134	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
135	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
136	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
137	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
138	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
139	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
140	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
141	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
142	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
143	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
144	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
145	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
146	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
147	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
148	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
149	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
150	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
151	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
152	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
153	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
154	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
155	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
156	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
157	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
158	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
159	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
160	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
161	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
162	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
163	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
164	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
165	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
166	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
167	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
168	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
169	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
170	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
171	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
172	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
173	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029

№дома	Ко(г.п.)	Vном(г.п.)	Ко(г.г.)	Vном(г.г.)	Нагрузка на дом, $м^3/ч$
174	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
175	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
176	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
177	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
178	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
179	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
180	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
181	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
182	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
183	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
184	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
185	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
186	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
187	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
188	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
189	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
190	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
191	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
192	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
193	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
194	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
195	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
196	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
197	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
198	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
199	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
200	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
201	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
202	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
203	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
204	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
205	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
206	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
207	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
208	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
209	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
210	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
211	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
212	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
213	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
214	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
215	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
216	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
217	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029

№дома	Ко(г.п.)	Vном(г.п.)	Ко(г.г.)	Vном(г.г.)	Нагрузка на дом, $м^3/ч$
218	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
219	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
220	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
221	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
222	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
223	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
224	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
225	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
226	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
227	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
228	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
229	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
230	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
231	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
232	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
233	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
234	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
235	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
236	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
237	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
238	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
239	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
240	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
241	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
242	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
243	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
244	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
245	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
246	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
247	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
248	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029
249	0,21	1,172	0,85	2,10	2,029

Приложение Б Гидравлический расчет сети среднего давления

	Рас-ход	Длина	Привед. Длина	V, м^3/с	D	Толщ.	внутр. d	Re	λ	Рн	Рк
маги-страли											
ГРП-0	509,00	28,00	30,80	0,14	90	8,2	7,36	171202	0,0161	0,3000	0,2991
0-1'	506,05	19,00	20,90	0,14	90	8,2	7,36	170208	0,0161	0,2991	0,2984
1'-2'	503,50	38,00	41,80	0,14	90	8,2	7,36	169352	0,0161	0,2984	0,2972
2'-3'	501,19	118,00	129,80	0,14	90	8,2	7,36	168575	0,0161	0,2972	0,2933
3'-4'	499,00	14,00	15,40	0,14	90	8,2	7,36	167838	0,0161	0,2933	0,2928
4'-5'	496,88	12,00	13,20	0,14	90	8,2	7,36	167124	0,0162	0,2928	0,2924
5'-6'	494,77	15,00	16,50	0,14	90	8,2	7,36	166414	0,0162	0,2924	0,2920
6'-7'	492,66	15,00	16,50	0,14	90	8,2	7,36	165704	0,0162	0,2920	0,2915
7'-8'	490,56	14,00	15,40	0,14	90	8,2	7,36	165000	0,0162	0,2915	0,2910
8'-9'	488,48	29,00	31,90	0,14	90	8,2	7,36	164299	0,0162	0,2910	0,2901
9'-10'	486,40	3,00	3,30	0,14	90	8,2	7,36	163599	0,0162	0,2901	0,2900
10'-11'	484,32	10,00	11,00	0,13	90	8,2	7,36	162900	0,0162	0,2900	0,2897
11'-12'	482,24	23,00	25,30	0,13	90	8,2	7,36	162200	0,0163	0,2897	0,2890
12'-13'	480,16	2,00	2,20	0,13	90	8,2	7,36	161500	0,0163	0,2890	0,2889
13'-14'	478,08	30,00	33,00	0,13	90	8,2	7,36	160801	0,0163	0,2889	0,2880
14'-15'	476,01	14,00	15,40	0,13	90	8,2	7,36	160106	0,0163	0,2880	0,2875
15'-16'	473,95	3,00	3,30	0,13	90	8,2	7,36	159412	0,0163	0,2875	0,2874
16'-17'	471,89	25,00	27,50	0,13	90	8,2	7,36	158718	0,0163	0,2874	0,2867
17'-18'	469,82	14,00	15,40	0,13	90	8,2	7,36	158024	0,0163	0,2867	0,2863
18'-19'	467,76	12,00	13,20	0,13	90	8,2	7,36	157330	0,0164	0,2863	0,2859
19'-20'	465,70	20,00	22,00	0,13	90	8,2	7,36	156638	0,0164	0,2859	0,2853
20'-21'	463,64	12,00	13,20	0,13	90	8,2	7,36	155945	0,0164	0,2853	0,2849
21'-22'	461,58	14,00	15,40	0,13	90	8,2	7,36	155253	0,0164	0,2849	0,2845
22'-23'	459,53	11,00	12,10	0,13	90	8,2	7,36	154561	0,0164	0,2845	0,2842
23'-24'	457,47	15,00	16,50	0,13	90	8,2	7,36	153869	0,0164	0,2842	0,2838
24'-25'	455,41	22,00	24,20	0,13	90	8,2	7,36	153177	0,0164	0,2838	0,2831
25'-26'	453,35	23,00	25,30	0,13	90	8,2	7,36	152484	0,0165	0,2831	0,2825
26'-26"	451,29	11,00	12,10	0,13	90	8,2	7,36	151792	0,0165	0,2825	0,2822
26"-91"	422,55	153,00	168,30	0,12	90	8,2	7,36	142123	0,0167	0,2822	0,2783
91"-91'	414,35	73,00	80,30	0,12	90	8,2	7,36	139367	0,0168	0,2783	0,2764
91'-92'	375,52	70,00	77,00	0,10	90	8,2	7,36	126305	0,0171	0,2764	0,2750
92'-93'	314,46	107,00	117,70	0,09	90	8,2	7,36	105768	0,0178	0,2750	0,2733
93'-142'	215,05	269,00	295,90	0,06	63	5,8	5,14	103570	0,0178	0,2733	0,2613
142'-143'	91,30	28,00	30,80	0,03	40	3,7	3,26	69327	0,0194	0,2613	0,2589
143'-208'	81,15	63,00	69,30	0,02	40	3,7	3,26	61624	0,0200	0,2589	0,2543
208'-235'	22,32	63,00	69,30	0,01	25	2,3	2,04	27085	0,0242	0,2543	0,2499

	Рас-ход	Длина	Привед. Длина	V, м^3/с	D	Толщ.	внутр. d	Re	λ	Рн	Рк
235'-236'	16,23	29,00	31,90	0,00	20	2,3	1,54	26089	0,0244	0,2499	0,2454
236'-237'	14,20	39,00	42,90	0,00	20	2,3	1,54	22828	0,0253	0,2454	0,2405
237'-238'	12,17	21,00	23,10	0,00	20	2,3	1,54	19566	0,0263	0,2405	0,2385
238'-239'	10,14	49,00	53,90	0,00	20	2,3	1,54	16305	0,0275	0,2385	0,2349
239'-240'	8,11	36,00	39,60	0,00	20	2,3	1,54	13044	0,0292	0,2349	0,2332
240'-241'	6,09	15,00	16,50	0,00	16	2,3	1,14	13216	0,0291	0,2332	0,2313
241'-242'	4,06	29,00	31,90	0,00	16	2,3	1,14	8811	0,0326	0,2313	0,2295
242'-239	2,03	35,00	38,50	0,00	16	2,3	1,14	4405	0,0401	0,2295	0,2288
Маги-страль 41-26"		969,00									
26"-27'	28,75	83,00	91,30	0,01	25	2,3	2,04	34883	0,0228	0,2822	0,2739
27'-28'	26,69	33,00	36,30	0,01	25	2,3	2,04	32386	0,0232	0,2739	0,2710
28'-29'	24,63	22,00	24,20	0,01	25	2,3	2,04	29888	0,0236	0,2710	0,2693
29'-30'	22,58	3,00	3,30	0,01	25	2,3	2,04	27397	0,0241	0,2693	0,2691
30'-31'	20,52	15,00	16,50	0,01	25	2,3	2,04	24905	0,0247	0,2691	0,2682
31'-32'	18,47	19,00	20,90	0,01	25	2,3	2,04	22414	0,0254	0,2682	0,2673
32'-33'	16,42	18,00	19,80	0,00	25	2,3	2,04	19922	0,0261	0,2673	0,2666
33'-34'	14,36	3,00	3,30	0,00	20	2,3	1,54	23089	0,0252	0,2666	0,2663
34'-35'	12,31	16,00	17,60	0,00	16	2,3	1,14	26732	0,0243	0,2663	0,2603
35'-36'	10,26	19,00	20,90	0,00	16	2,3	1,14	22273	0,0254	0,2603	0,2549
36'-37'	8,20	161,00	177,10	0,00	16	2,3	1,14	17815	0,0269	0,2549	0,2220
37'-38'	6,15	46,00	50,60	0,00	16	2,3	1,14	13356	0,0290	0,2220	0,2158
38'-39'	4,10	43,00	47,30	0,00	16	2,3	1,14	8897	0,0325	0,2158	0,2129
39'-41	2,05	83,00	91,30	0,00	16	2,3	1,14	4449	0,0400	0,2129	0,2111
Маги-страль 91"-45											
91"-40'	8,19	98,00	107,80	0,00	16	2,3	1,14	17794	0,0269	0,2783	0,2606
40'-41'	6,15	28,00	30,80	0,00	16	2,3	1,14	13346	0,0290	0,2606	0,2574
41'-42'	4,10	24,00	26,40	0,00	16	2,3	1,14	8897	0,0325	0,2574	0,2560
42'-45	2,05	30,00	33,00	0,00	16	2,3	1,14	4449	0,0400	0,2560	0,2555
Маги-страль 91'-64											
91'-43'	38,84	12,00	13,20	0,01	25	2,3	2,04	47127	0,0212	0,2764	0,2744
43'-44'	36,79	30,00	33,00	0,01	25	2,3	2,04	44641	0,0215	0,2744	0,2697
44'-45'	34,74	30,00	33,00	0,01	25	2,3	2,04	42155	0,0218	0,2697	0,2654
45'-46'	32,69	30,00	33,00	0,01	25	2,3	2,04	39669	0,0221	0,2654	0,2614
46'-47'	30,64	30,00	33,00	0,01	25	2,3	2,04	37183	0,0224	0,2614	0,2578
47'-48'	28,60	31,00	34,10	0,01	25	2,3	2,04	34703	0,0228	0,2578	0,2545

	Рас-ход	Длина	Привед. Длина	V, м^3/с	D	Толщ.	внутр. d	Re	λ	Рн	Рк
48'-49'	26,55	24,00	26,40	0,01	25	2,3	2,04	32222	0,0232	0,2545	0,2523
49'-50'	24,51	25,00	27,50	0,01	25	2,3	2,04	29742	0,0237	0,2523	0,2502
50'-51'	22,47	29,00	31,90	0,01	25	2,3	2,04	27262	0,0242	0,2502	0,2481
51'-52'	20,42	25,00	27,50	0,01	25	2,3	2,04	24781	0,0247	0,2481	0,2466
52'-53'	18,38	42,00	46,20	0,01	25	2,3	2,04	22301	0,0254	0,2466	0,2444
53'-54'	16,33	31,00	34,10	0,00	25	2,3	2,04	19821	0,0262	0,2444	0,2431
54'-55'	14,29	27,00	29,70	0,00	20	2,3	1,54	22971	0,0252	0,2431	0,2397
55'-56'	12,25	31,00	34,10	0,00	20	2,3	1,54	19685	0,0262	0,2397	0,2366
56'-57'	10,20	30,00	33,00	0,00	16	2,3	1,14	22154	0,0254	0,2366	0,2274
57'-58'	8,16	33,00	36,30	0,00	16	2,3	1,14	17723	0,0269	0,2274	0,2203
58'-59'	6,12	38,00	41,80	0,00	16	2,3	1,14	13292	0,0291	0,2203	0,2151
59'-60'	4,08	30,00	33,00	0,00	16	2,3	1,14	8862	0,0325	0,2151	0,2131
60'-64	2,04	41,00	45,10	0,00	16	2,3	1,14	4431	0,0401	0,2131	0,2122
Маги-страль 92'-89											
92'-61'	61,06	23,00	25,30	0,02	32	3	2,6	58137	0,0202	0,2750	0,2722
61'-62'	59,02	12,00	13,20	0,02	32	3	2,6	56194	0,0204	0,2722	0,2708
62'-63'	56,98	11,00	12,10	0,02	32	3	2,6	54251	0,0205	0,2708	0,2696
63'-64'	54,94	21,00	23,10	0,02	32	3	2,6	52308	0,0207	0,2696	0,2675
64'-65'	52,90	20,00	22,00	0,01	32	3	2,6	50366	0,0209	0,2675	0,2656
65'-66'	50,86	15,00	16,50	0,01	32	3	2,6	48423	0,0211	0,2656	0,2643
66'-67'	48,82	14,00	15,40	0,01	32	3	2,6	46484	0,0213	0,2643	0,2631
67'-68'	46,78	23,00	25,30	0,01	32	3	2,6	44544	0,0215	0,2631	0,2613
68'-69'	44,75	12,00	13,20	0,01	32	3	2,6	42605	0,0217	0,2613	0,2604
69'-70'	42,71	19,00	20,90	0,01	32	3	2,6	40665	0,0220	0,2604	0,2591
70'-71'	40,67	27,00	29,70	0,01	32	3	2,6	38726	0,0222	0,2591	0,2574
71'-72'	38,64	32,00	35,20	0,01	32	3	2,6	36787	0,0225	0,2574	0,2556
72'-73'	36,60	33,00	36,30	0,01	32	3	2,6	34847	0,0228	0,2556	0,2539
73'-74'	34,56	3,00	3,30	0,01	32	3	2,6	32908	0,0231	0,2539	0,2538
74'-75'	32,53	34,00	37,40	0,01	32	3	2,6	30969	0,0234	0,2538	0,2523
75'-76'	30,49	5,00	5,50	0,01	25	2,3	2,04	36998	0,0225	0,2523	0,2517
76'-77'	28,46	20,00	22,00	0,01	25	2,3	2,04	34531	0,0228	0,2517	0,2495
77'-78'	18,30	12,00	13,20	0,01	25	2,3	2,04	22207	0,0254	0,2495	0,2489
78'-79'	16,27	14,00	15,40	0,00	25	2,3	2,04	19740	0,0262	0,2489	0,2484
79'-80'	14,23	34,00	37,40	0,00	16	2,3	1,14	30908	0,0234	0,2484	0,2302
80'-81'	12,20	3,00	3,30	0,00	16	2,3	1,14	26493	0,0243	0,2302	0,2289
81'-82'	10,17	23,00	25,30	0,00	16	2,3	1,14	22077	0,0255	0,2289	0,2217
82'-83'	8,13	33,00	36,30	0,00	16	2,3	1,14	17662	0,0270	0,2217	0,2144
83'-84'	6,10	2,00	2,20	0,00	16	2,3	1,14	13246	0,0291	0,2144	0,2141
84'-85'	4,07	23,00	25,30	0,00	16	2,3	1,14	8831	0,0326	0,2141	0,2126
85'-89	2,03	33,00	36,30	0,00	16	2,3	1,14	4415	0,0401	0,2126	0,2119

	Рас-ход	Длина	Привед. Длина	V, м^3/с	D	Толщ.	внутр. d	Re	λ	Рн	Рк
Маги-страль 77-94'											
77'-86'	10,16	52,00	57,20	0,00	16	2,3	1,14	22052	0,0255	0,2495	0,2343
86'-87'	8,12	9,00	9,90	0,00	16	2,3	1,14	17642	0,0270	0,2343	0,2325
87'-88'	6,09	19,00	20,90	0,00	16	2,3	1,14	13231	0,0291	0,2325	0,2301
88'-89'	4,06	39,00	42,90	0,00	16	2,3	1,14	8821	0,0326	0,2301	0,2276
89'-94	2,03	50,00	55,00	0,00	16	2,3	1,14	4410	0,0401	0,2276	0,2266
Маги-страль 93'-145											
93'-94'	99,41	24,00	26,40	0,03	40	3,7	3,26	75490	0,0191	0,2733	0,2710
94'-95'	97,38	58,00	63,80	0,03	40	3,7	3,26	73948	0,0192	0,2710	0,2654
95'-96'	95,35	7,00	7,70	0,03	32	3	2,6	90786	0,0183	0,2654	0,2635
96'-97'	93,32	23,00	25,30	0,03	32	3	2,6	88852	0,0184	0,2635	0,2573
97'-98'	91,29	25,00	27,50	0,03	32	3	2,6	86920	0,0185	0,2573	0,2507
98'-99'	89,26	20,00	22,00	0,02	32	3	2,6	84989	0,0186	0,2507	0,2455
99'-107'	73,03	21,00	23,10	0,02	32	3	2,6	69536	0,0194	0,2455	0,2416
107'-108'	71,00	10,00	11,00	0,02	32	3	2,6	67605	0,0196	0,2416	0,2398
108'-109'	68,98	23,00	25,30	0,02	32	3	2,6	65673	0,0197	0,2398	0,2358
109'-110'	66,95	7,00	7,70	0,02	32	3	2,6	63742	0,0198	0,2358	0,2347
110'-111'	64,92	13,00	14,30	0,02	32	3	2,6	61810	0,0200	0,2347	0,2327
111'-112'	62,89	22,00	24,20	0,02	32	3	2,6	59878	0,0201	0,2327	0,2294
112'-113'	60,86	20,00	22,00	0,02	32	3	2,6	57947	0,0202	0,2294	0,2265
113'-130'	26,37	18,00	19,80	0,01	32	3	2,6	25110	0,0247	0,2265	0,2259
130'-131'	24,34	11,00	12,10	0,01	32	3	2,6	23179	0,0252	0,2259	0,2256
131'-132'	22,32	68,00	74,80	0,01	32	3	2,6	21247	0,0257	0,2256	0,2239
132'-133'	20,29	4,00	4,40	0,01	32	3	2,6	19316	0,0264	0,2239	0,2238
133'-134'	18,26	25,00	27,50	0,01	25	2,3	2,04	22156	0,0254	0,2238	0,2224
134'-135'	16,23	4,00	4,40	0,00	25	2,3	2,04	19694	0,0262	0,2224	0,2222
135'-136'	14,20	18,00	19,80	0,00	25	2,3	2,04	17233	0,0271	0,2222	0,2216
136'-137'	12,17	14,00	15,40	0,00	20	2,3	1,54	19566	0,0263	0,2216	0,2201
137'-138'	10,14	18,00	19,80	0,00	20	2,3	1,54	16305	0,0275	0,2201	0,2187
138'-139'	8,11	15,00	16,50	0,00	16	2,3	1,14	17621	0,0270	0,2187	0,2154
139'-140'	6,09	12,00	13,20	0,00	16	2,3	1,14	13216	0,0291	0,2154	0,2138

	Рас-ход	Длина	Привед. Длина	V, м^3/с	D	Толщ.	внутр. d	Re	λ	Рн	Рк
140'-141'	4,06	18,00	19,80	0,00	16	2,3	1,14	8811	0,0326	0,2138	0,2125
141'-145	2,03	24,00	26,40	0,00	16	2,3	1,14	4405	0,0401	0,2125	0,2120
Маги-страль 99'-117											
99'-100'	16,23	20,00	22,00	0,00	20	2,3	1,54	26089	0,0244	0,2455	0,2423
100'-101'	14,20	26,00	28,60	0,00	20	2,3	1,54	22828	0,0253	0,2423	0,2390
101'-102'	12,17	17,00	18,70	0,00	16	2,3	1,14	26432	0,0244	0,2390	0,2320
102'-103'	10,14	11,00	12,10	0,00	16	2,3	1,14	22027	0,0255	0,2320	0,2287
103'-104'	8,11	10,00	11,00	0,00	16	2,3	1,14	17621	0,0270	0,2287	0,2266
104'-105'	6,09	36,00	39,60	0,00	16	2,3	1,14	13216	0,0291	0,2266	0,2219
105'-106'	4,06	35,00	38,50	0,00	16	2,3	1,14	8811	0,0326	0,2219	0,2196
106'-117	2,03	36,00	39,60	0,00	16	2,3	1,14	4405	0,0401	0,2196	0,2189
Маги-страль 113'-134											
113'-114'	34,49	38,00	41,80	0,01	32	3	2,6	32837	0,0231	0,2265	0,2245
114'-115'	32,46	10,00	11,00	0,01	32	3	2,6	30905	0,0234	0,2245	0,2240
115'-116'	30,43	24,00	26,40	0,01	32	3	2,6	28973	0,0238	0,2240	0,2229
116'-117'	28,40	13,00	14,30	0,01	25	2,3	2,04	34465	0,0228	0,2229	0,2214
117'-118'	26,37	29,00	31,90	0,01	25	2,3	2,04	32003	0,0232	0,2214	0,2182
118'-119'	24,34	3,00	3,30	0,01	25	2,3	2,04	29542	0,0237	0,2182	0,2180
119'-120'	22,32	18,00	19,80	0,01	25	2,3	2,04	27080	0,0242	0,2180	0,2165
120'-121'	20,29	12,00	13,20	0,01	25	2,3	2,04	24618	0,0248	0,2165	0,2157
121'-122'	18,26	19,00	20,90	0,01	25	2,3	2,04	22156	0,0254	0,2157	0,2146
122'-123'	16,23	11,00	12,10	0,00	25	2,3	2,04	19694	0,0262	0,2146	0,2140
123'-124'	14,20	16,00	17,60	0,00	25	2,3	2,04	17233	0,0271	0,2140	0,2134
124'-125'	12,17	13,00	14,30	0,00	25	2,3	2,04	14771	0,0283	0,2134	0,2131
125'-126'	10,14	15,00	16,50	0,00	25	2,3	2,04	12309	0,0297	0,2131	0,2127
126'-127'	8,11	17,00	18,70	0,00	20	2,3	1,54	13044	0,0292	0,2127	0,2118
127'-128'	6,09	4,00	4,40	0,00	20	2,3	1,54	9783	0,0316	0,2118	0,2117

	Рас-ход	Длина	Привед. Длина	V, м^3/с	D	Толщ.	внутр. d	Re	λ	Рн	Рк
128'-129'	4,06	27,00	29,70	0,00	20	2,3	1,54	6522	0,0356	0,2117	0,2112
129'-134	2,03	39,00	42,90	0,00	16	2,3	1,14	4405	0,0401	0,2112	0,2104
142'-144'	123,75	47,00	51,70	0,03	40	3,7	3,26	93971	0,0182	0,2613	0,2542
144'-145'	121,72	51,00	56,10	0,03	40	3,7	3,26	92431	0,0183	0,2542	0,2464
145'-155'	101,43	77,00	84,70	0,03	40	3,7	3,26	77026	0,0190	0,2464	0,2376
155'-167'	77,09	72,00	79,20	0,02	40	3,7	3,26	58539	0,0202	0,2376	0,2325
167'-186'	38,55	16,00	17,60	0,01	25	2,3	2,04	46774	0,0213	0,2325	0,2293
186'-193'	24,34	71,00	78,10	0,01	25	2,3	2,04	29542	0,0237	0,2293	0,2228
193'-199'	12,17	141,00	155,10	0,00	25	2,3	2,04	14771	0,0283	0,2228	0,2189
199'-201'	8,11	27,00	29,70	0,00	20	2,3	1,54	13044	0,0292	0,2189	0,2174
201'-202'	6,09	26,00	28,60	0,00	16	2,3	1,14	13216	0,0291	0,2174	0,2139
202'-203'	4,06	3,00	3,30	0,00	16	2,3	1,14	8811	0,0326	0,2139	0,2137
203'-211	2,03	28,00	30,80	0,00	16	2,3	1,14	4405	0,0401	0,2137	0,2131
199'-200'	4,06	19,00	20,90	0,00	16	2,3	1,14	8811	0,0326	0,2189	0,2176
200'-207	2,03	34,00	37,40	0,00	16	2,3	1,14	4405	0,0401	0,2176	0,2169
193'-194'	12,17	41,00	45,10	0,00	20	2,3	1,54	19566	0,0263	0,2228	0,2184
194'-195'	10,14	2,00	2,20	0,00	20	2,3	1,54	16305	0,0275	0,2184	0,2183
195'-196'	8,11	22,00	24,20	0,00	16	2,3	1,14	17621	0,0270	0,2183	0,2134
196'-197'	6,09	3,00	3,30	0,00	16	2,3	1,14	13216	0,0291	0,2134	0,2130
197'-198'	4,06	27,00	29,70	0,00	16	2,3	1,14	8811	0,0326	0,2130	0,2112
198'-205	2,03	31,00	34,10	0,00	16	2,3	1,14	4405	0,0401	0,2112	0,2105
186'-187'	14,20	31,00	34,10	0,00	20	2,3	1,54	22828	0,0253	0,2293	0,2251
187'-188'	12,17	27,00	29,70	0,00	20	2,3	1,54	19566	0,0263	0,2251	0,2223
188'-189'	10,14	10,00	11,00	0,00	16	2,3	1,14	22027	0,0255	0,2223	0,2191
189'-190'	8,11	22,00	24,20	0,00	16	2,3	1,14	17621	0,0270	0,2191	0,2142
190'-191'	6,09	3,00	3,30	0,00	16	2,3	1,14	13216	0,0291	0,2142	0,2138

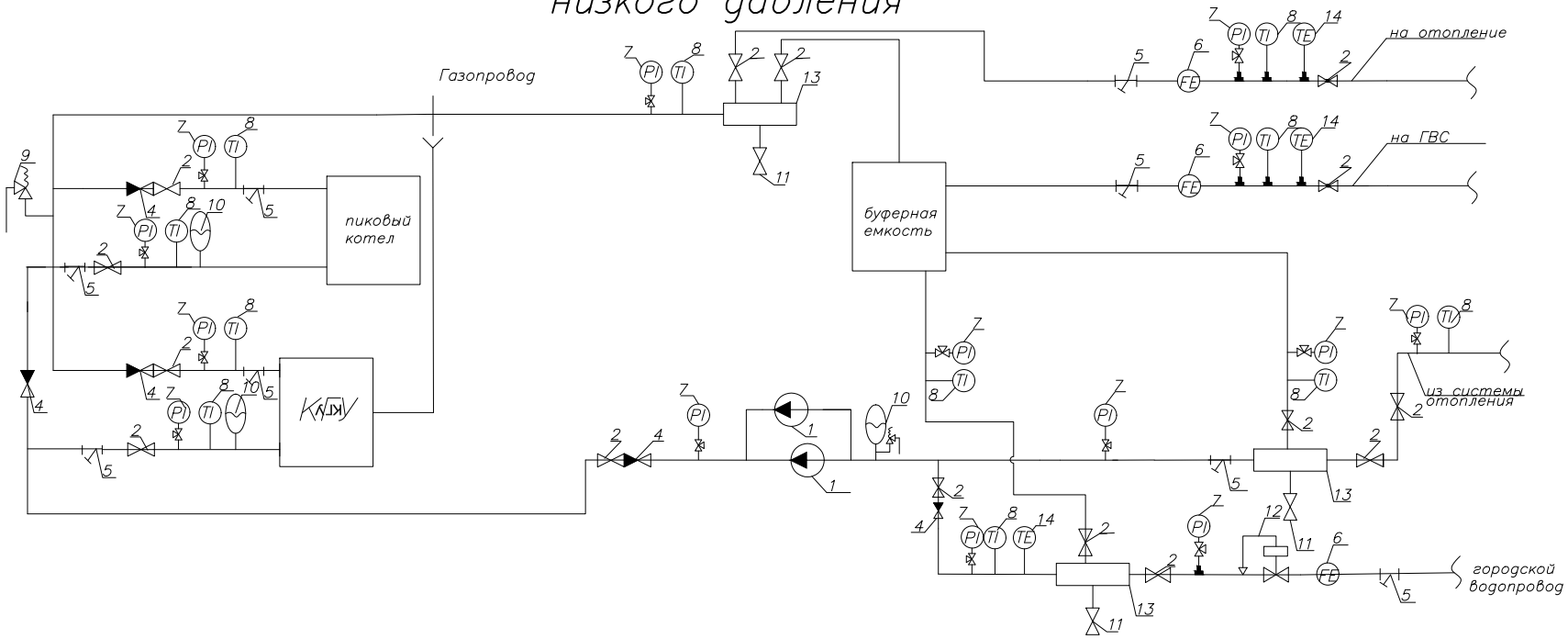
	Рас-ход	Длина	Привед. Длина	V, м^3/с	D	Толщ.	внутр. d	Re	λ	Рн	Рк
191'-192'	4,06	15,00	16,50	0,00	16	2,3	1,14	8811	0,0326	0,2138	0,2128
192'-199	2,03	25,00	27,50	0,00	16	2,3	1,14	4405	0,0401	0,2128	0,2123
167'-168'	38,55	17,00	18,70	0,01	25	2,3	2,04	46774	0,0213	0,2325	0,2290
168'-169'	36,52	11,00	12,10	0,01	25	2,3	2,04	44312	0,0215	0,2290	0,2270
169'-181'	12,17	43,00	47,30	0,00	20	2,3	1,54	19566	0,0263	0,2270	0,2226
181'-182'	10,14	45,00	49,50	0,00	20	2,3	1,54	16305	0,0275	0,2226	0,2191
182'-183'	8,11	34,00	37,40	0,00	20	2,3	1,54	13044	0,0292	0,2191	0,2173
183'-184'	6,09	37,00	40,70	0,00	20	2,3	1,54	9783	0,0316	0,2173	0,2161
184'-185'	4,06	25,00	27,50	0,00	16	2,3	1,14	8811	0,0326	0,2161	0,2144
185'-187	2,03	39,00	42,90	0,00	16	2,3	1,14	4405	0,0401	0,2144	0,2136
169'-170'	24,34	13,00	14,30	0,01	25	2,3	2,04	29542	0,0237	0,2270	0,2258
170'-171'	22,32	19,00	20,90	0,01	25	2,3	2,04	27080	0,0242	0,2258	0,2243
171'-172'	20,29	28,00	30,80	0,01	25	2,3	2,04	24618	0,0248	0,2243	0,2225
172'-173'	18,26	12,00	13,20	0,01	25	2,3	2,04	22156	0,0254	0,2225	0,2218
173'-174'	16,23	18,00	19,80	0,00	20	2,3	1,54	26089	0,0244	0,2218	0,2186
174'-175'	14,20	12,00	13,20	0,00	20	2,3	1,54	22828	0,0253	0,2186	0,2170
175'-176'	12,17	30,00	33,00	0,00	20	2,3	1,54	19566	0,0263	0,2170	0,2137
176'-177'	10,14	4,00	4,40	0,00	20	2,3	1,54	16305	0,0275	0,2137	0,2134
177'-178'	8,11	22,00	24,20	0,00	20	2,3	1,54	13044	0,0292	0,2134	0,2122
178'-179'	6,09	13,00	14,30	0,00	20	2,3	1,54	9783	0,0316	0,2122	0,2118
179'-180'	4,06	22,00	24,20	0,00	20	2,3	1,54	6522	0,0356	0,2118	0,2114
180'-181	2,03	31,00	34,10	0,00	16	2,3	1,14	4405	0,0401	0,2114	0,2108
155'-156'	24,34	26,00	28,60	0,01	25	2,3	2,04	29542	0,0237	0,2376	0,2354
156'-157'	22,32	7,00	7,70	0,01	20	2,3	1,54	35872	0,0226	0,2354	0,2334
157'-158'	20,29	18,00	19,80	0,01	20	2,3	1,54	32611	0,0231	0,2334	0,2289
158'-159'	18,26	17,00	18,70	0,01	20	2,3	1,54	29350	0,0237	0,2289	0,2254
159'-160'	16,23	18,00	19,80	0,00	20	2,3	1,54	26089	0,0244	0,2254	0,2223

	Рас-ход	Длина	Привед. Длина	V, м^3/с	D	Толщ.	внутр. d	Re	λ	Рн	Рк
160'-161'	14,20	14,00	15,40	0,00	20	2,3	1,54	22828	0,0253	0,2223	0,2204
161'-162'	12,17	21,00	23,10	0,00	20	2,3	1,54	19566	0,0263	0,2204	0,2181
162'-163'	10,14	13,00	14,30	0,00	20	2,3	1,54	16305	0,0275	0,2181	0,2171
163'-164'	8,11	20,00	22,00	0,00	20	2,3	1,54	13044	0,0292	0,2171	0,2160
164'-165'	6,09	12,00	13,20	0,00	16	2,3	1,14	13216	0,0291	0,2160	0,2144
165'-166'	4,06	16,00	17,60	0,00	16	2,3	1,14	8811	0,0326	0,2144	0,2133
166'-168	2,03	19,00	20,90	0,00	16	2,3	1,14	4405	0,0401	0,2133	0,2129
145'-146'	20,29	20,00	22,00	0,01	20	2,3	1,54	32611	0,0231	0,2464	0,2417
146'-147'	18,26	4,00	4,40	0,01	20	2,3	1,54	29350	0,0237	0,2417	0,2409
147'-148'	16,23	25,00	27,50	0,00	20	2,3	1,54	26089	0,0244	0,2409	0,2369
148'-149'	14,20	30,00	33,00	0,00	20	2,3	1,54	22828	0,0253	0,2369	0,2330
149'-150'	12,17	16,00	17,60	0,00	16	2,3	1,14	26432	0,0244	0,2330	0,2263
150'-151'	10,14	10,00	11,00	0,00	16	2,3	1,14	22027	0,0255	0,2263	0,2231
151'-152'	8,11	19,00	20,90	0,00	16	2,3	1,14	17621	0,0270	0,2231	0,2190
152'-153'	6,09	14,00	15,40	0,00	16	2,3	1,14	13216	0,0291	0,2190	0,2171
153'-154'	4,06	13,00	14,30	0,00	16	2,3	1,14	8811	0,0326	0,2171	0,2163
154'-156	2,03	21,00	23,10	0,00	16	2,3	1,14	4405	0,0401	0,2163	0,2158
143'-204'	10,14	44,00	48,40	0,00	16	2,3	1,14	22027	0,0255	0,2589	0,2466
204'-205'	8,11	32,00	35,20	0,00	16	2,3	1,14	17621	0,0270	0,2466	0,2403
205'-206'	6,09	28,00	30,80	0,00	16	2,3	1,14	13216	0,0291	0,2403	0,2369
206'-207'	4,06	26,00	28,60	0,00	16	2,3	1,14	8811	0,0326	0,2369	0,2353
207'-192	2,03	30,00	33,00	0,00	16	2,3	1,14	4405	0,0401	0,2353	0,2347
208'-209'	58,83	42,00	46,20	0,02	32	3	2,6	56015	0,0204	0,2543	0,2492
209'-210'	56,80	29,00	31,90	0,02	25	2,3	2,04	68930	0,0195	0,2492	0,2382
210'-211'	54,77	20,00	22,00	0,02	25	2,3	2,04	66469	0,0196	0,2382	0,2308
211'-211"	18,26	9,00	9,90	0,01	25	2,3	2,04	22156	0,0254	0,2308	0,2304
211"-212'	16,23	13,00	14,30	0,00	25	2,3	2,04	19694	0,0262	0,2304	0,2298

	Рас-ход	Длина	Привед. Длина	V, м^3/с	D	Толщ.	внутр. d	Re	λ	Рн	Рк
212'-213'	14,20	16,00	17,60	0,00	25	2,3	2,04	17233	0,0271	0,2298	0,2292
213'-214'	12,17	12,00	13,20	0,00	25	2,3	2,04	14771	0,0283	0,2292	0,2289
214'-215'	10,14	14,00	15,40	0,00	25	2,3	2,04	12309	0,0297	0,2289	0,2286
215'-216'	8,11	21,00	23,10	0,00	20	2,3	1,54	13044	0,0292	0,2286	0,2276
216'-217'	6,09	5,00	5,50	0,00	20	2,3	1,54	9783	0,0316	0,2276	0,2274
217'-218'	4,06	23,00	25,30	0,00	20	2,3	1,54	6522	0,0356	0,2274	0,2271
218'-218	2,03	8,00	8,80	0,00	16	2,3	1,14	4405	0,0401	0,2271	0,2269
211'-219'	36,52	26,00	28,60	0,01	32	3	2,6	34768	0,0228	0,2308	0,2293
219'-220'	34,49	31,00	34,10	0,01	32	3	2,6	32837	0,0231	0,2293	0,2277
220'-221'	32,46	7,00	7,70	0,01	32	3	2,6	30905	0,0234	0,2277	0,2274
221'-222'	12,17	36,00	39,60	0,00	25	2,3	2,04	14771	0,0283	0,2274	0,2264
222'-223'	10,14	36,00	39,60	0,00	20	2,3	1,54	16305	0,0275	0,2264	0,2237
223'-224'	8,11	22,00	24,20	0,00	16	2,3	1,14	17621	0,0270	0,2237	0,2189
224'-225'	6,09	29,00	31,90	0,00	16	2,3	1,14	13216	0,0291	0,2189	0,2151
225'-226'	4,06	47,00	51,70	0,00	16	2,3	1,14	8811	0,0326	0,2151	0,2119
226'-238	2,03	37,00	40,70	0,00	16	2,3	1,14	4405	0,0401	0,2119	0,2111
221'-227'	20,29	18,00	19,80	0,01	25	2,3	2,04	24618	0,0248	0,2274	0,2262
227'-228'	18,26	27,00	29,70	0,01	25	2,3	2,04	22156	0,0254	0,2262	0,2247
228'-229'	16,23	21,00	23,10	0,00	25	2,3	2,04	19694	0,0262	0,2247	0,2238
229'-230'	14,20	72,00	79,20	0,00	25	2,3	2,04	17233	0,0271	0,2238	0,2212
230'-231'	12,17	30,00	33,00	0,00	25	2,3	2,04	14771	0,0283	0,2212	0,2203
231'-232'	10,14	24,00	26,40	0,00	25	2,3	2,04	12309	0,0297	0,2203	0,2198
232'-233'	8,11	34,00	37,40	0,00	20	2,3	1,54	13044	0,0292	0,2198	0,2180
233'-234'	6,09	35,00	38,50	0,00	16	2,3	1,14	13216	0,0291	0,2180	0,2133
234'-234"	4,06	32,00	35,20	0,00	16	2,3	1,14	8811	0,0326	0,2133	0,2112
234"-249	2,03	36,00	39,60	0,00	16	2,3	1,14	4405	0,0401	0,2112	0,2104

Тепловая схема работы внутридомовой сети низкого давления

Тепловая схема работы внутридомовой сети низкого давления



	Оборудование	Наименование	Количество	Примечание
1	Wilo STAR-Z NOVA Ду15	Насос циркуляционный	2	
2	JiP-FF Ду15	Затвор поворотный	15	
3	RM15-MM1/2	Кран трехходовой для манометра	13	
4	NVD 402 Ду15	Клапан обратный	5	
5	FVR Ду15	Фильтр сетчатый	8	
6	ПРЭМ-15	Расходомер электромагнитный	3	
7	ТМ-510Р.00(0-0,1 Мпа)	Манометр	13	
8	БТ 54.211	Термометр	11	
9	VT.1831.N.04 Ду 15 12 бар	Клапан предохранительный	2	
10	Reflex NG 8	Мембранный расширительный бак	3	
11	JiP-FF Ду15	Кран спускной	3	
12	AVD Ду15	Регулятор давления "после себя"	1	
13		Коллектор распределительный	3	
14	ТГП-100Эк	Термометр электроконт.	3	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Выпускная квалификационная работа		
						Разработка проекта газоснабжения ЖСК "Остров" на острове Русском, город Владивосток		
Разработал		Павленко Д.А.				Проектирование газовой сети для СЖК	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Кобзарь А.В.					П	6	6
Н. контр		Кобзарь А.В.							
Рецензент		Бурнаевский А.Ф.				Тепловая схема работы внутридомовой сети низкого давления	Кафедра инженерных систем зданий и сооружений	

Согласовано

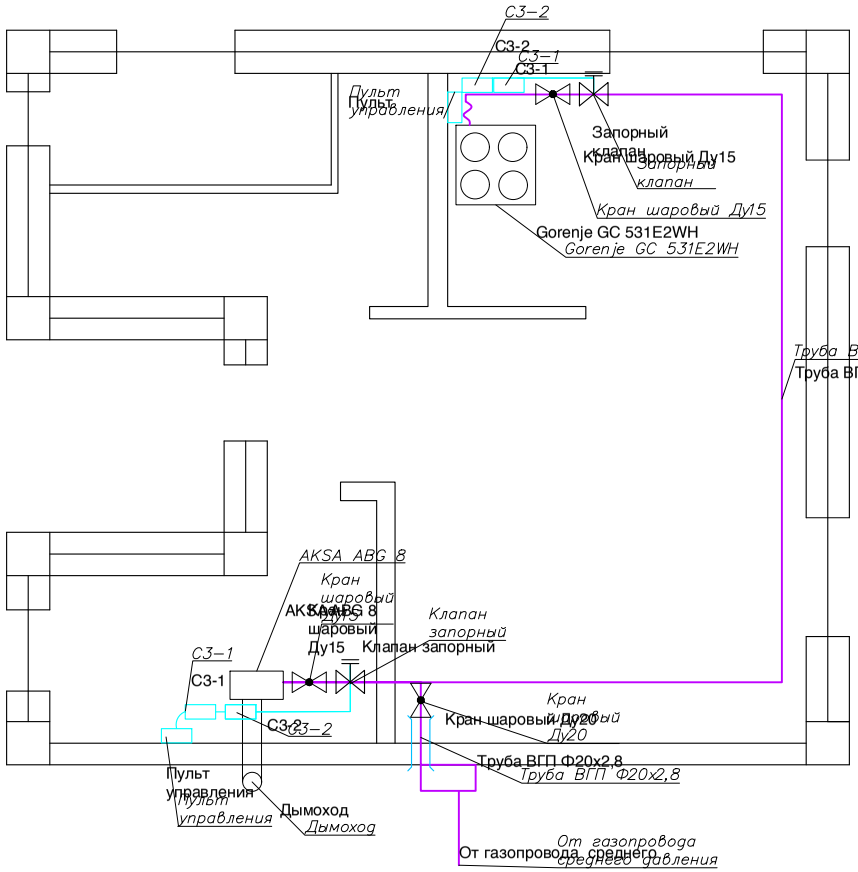
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А2

Внутридомовая сеть низкого давления



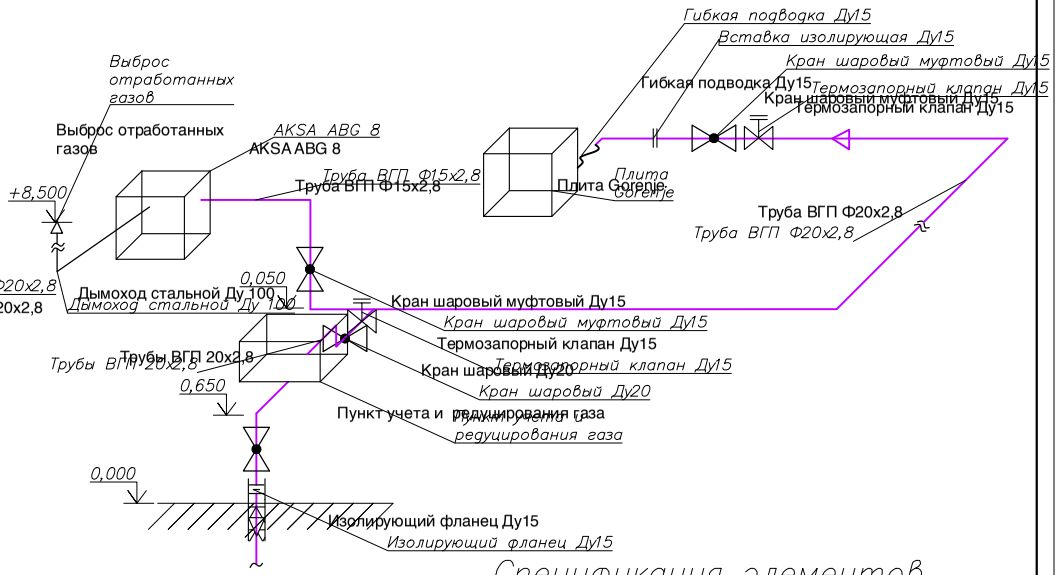
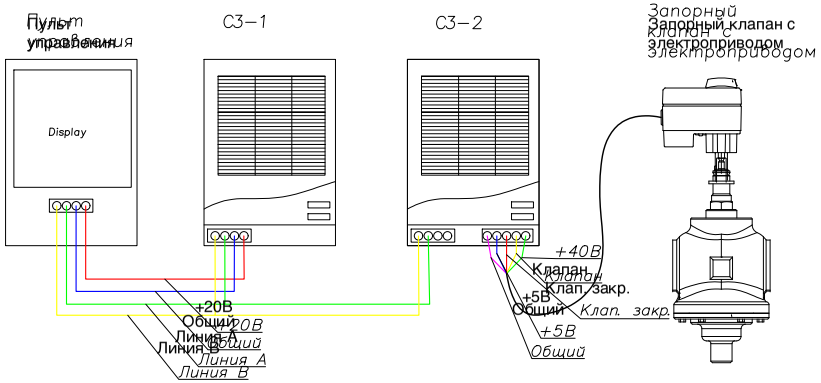


Схема подключения датчиков загазованности



Спецификация элементов внутридомового газопровода

	Оборудование	Наименование	Количество	Примечание
Труба стальная ВГП Ду20	ГОСТ 3262-75		м	15,7
Труба стальная ВГП Ду15	ГОСТ 3262-75		м	5,5
Отвод ВГП Ду20			шт.	5,0
Отвод ВГП Ду15			шт.	3
Переход Ду20-Ду15			шт.	1
Тройник ВГП Ду20-Ду15-Ду20			шт.	1
Дымоход стальной Ду100		"LeroyMerlin"	м	7,1
Кран шаровый Ду20	КШ 20р	"Росма"	шт.	1,0
Кран шаровый Ду15	КШ 15р	"Росма"	шт.	3
Клапан запорный с электроприводом Ду15	КЗГЭМУ-15	ООО "Барс-7"	шт.	2
Сигнализатор загазованности природным газом	СЗ-1	ООО "Волга-газ"	шт.	2
Сигнализатор загазованности оксидом углерода	СЗ-2	ООО "Волга-газ"	шт.	2
Пульт управления датчиками загазованности			шт.	2
Расходомер газа	ВК-G	Эльстер Газэлектроника	шт.	1
Подводка гибкая стальная Ду15		"LeroyMerlin"	шт.	1
Установка когенерационная	AKSA ABG 8	AKSA	шт.	1
Плита газовая четырехконфорочная	G51103	Gorenje	шт.	1

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Павленко Д.А.			
Проверил		Кобзарь А.В.			
Н. контр		Кобзарь А.В.			
Рецензент		Бурнаевский А.Ф.			

Выпускная квалификационная работа

Разработка проекта газоснабжения ЖСК "Остров" на острове Русском, город Владивосток

Проектирование газовой сети для СЖК

Стадия	Лист	Листов
П	5	6

План и аксонометрическая схема внутридомовой сети низкого давления

Кафедра инженерных систем зданий и сооружений

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А2

Технико-экономические показатели проекта

Диаграмма эксплуатационных затрат сети среднего давления

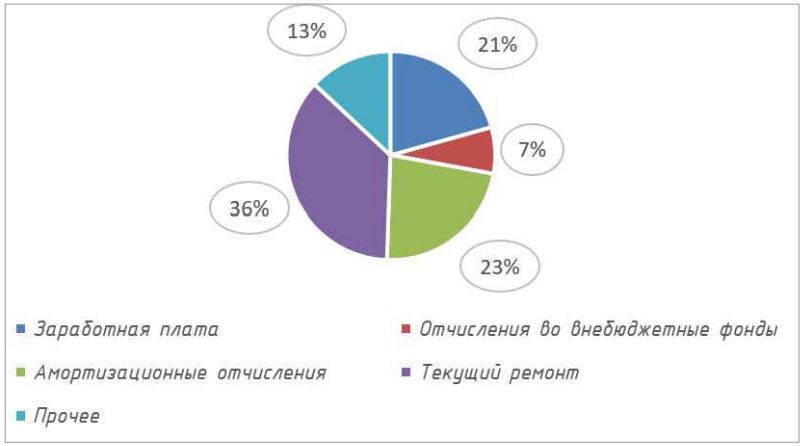
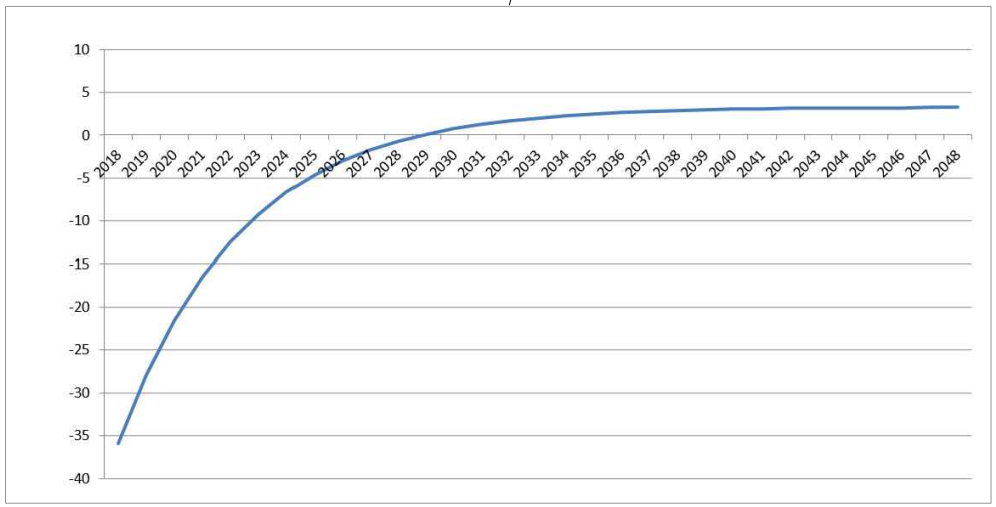


График окупаемости проекта



Сводная таблица экономических показателей проекта

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
1	Годовые эксплуатационные затраты	тыс. руб.	5 282,46
	В том числе:		
	Заработная плата	тыс. руб.	1 092,00
	Отчисления во внебюджетные фонды	тыс. руб.	381,11
	Амортизационные отчисления	тыс. руб.	1 196,03
	Текущий ремонт	тыс. руб.	1 924,30
	Прочее	тыс. руб.	689,02
2	Прибыль от реализации газа	тыс. руб.	12552
	Чистая прибыль	тыс. руб.	10042
3	Капиталовложения	тыс. руб.	35881
4	Срок окупаемости	лет	9,9
5	Внутренняя норма рентабельности	%	28

						Выпускная квалификационная работа		
						Разработка проекта газоснабжения ЖСК "Остров" на острове Русском, город Владивосток		
Изм.	Кол. уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			
Разработал		Павленко Д.А.				Проектирование газовой сети для СЖК	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Кобзарь А.В.					П	4	6
Н. контр		Кобзарь А.В.							
Рецензент		Бурнаевский А.Ф.				Технико-экономические показатели проекта	Кафедра инженерных систем зданий и сооружений		

Согласовано

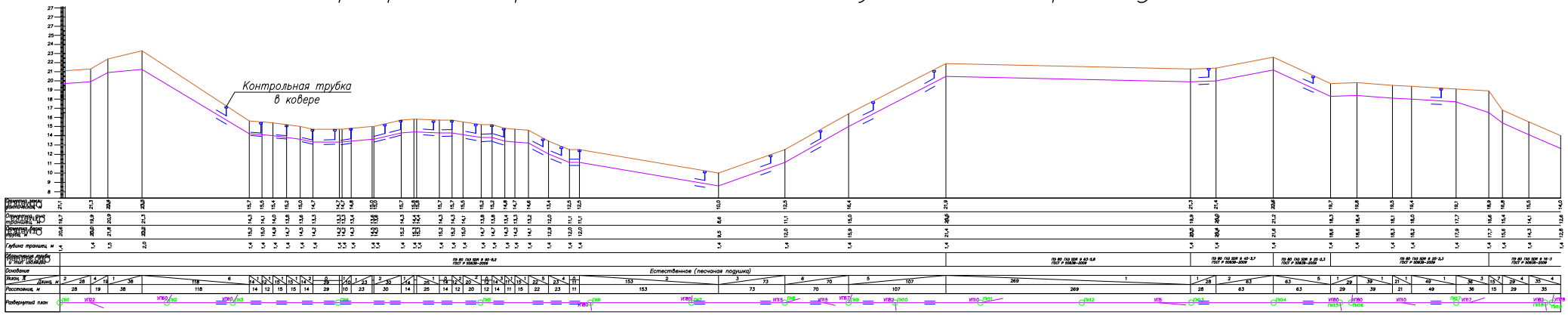
Взам. инв. №

Подпись и дата

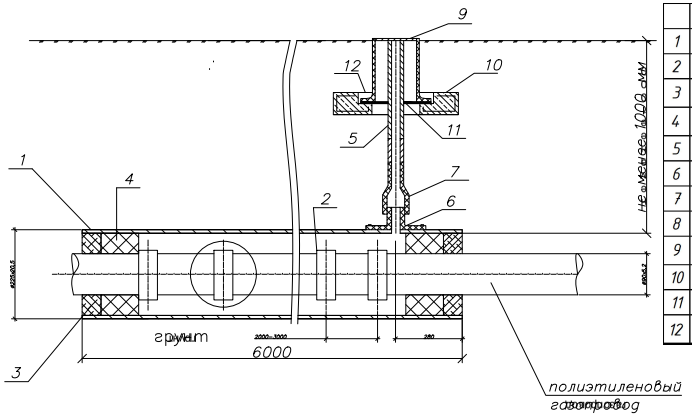
Инв. № подл.

Формат А2

Профиль трассы и основные узлы газопровода

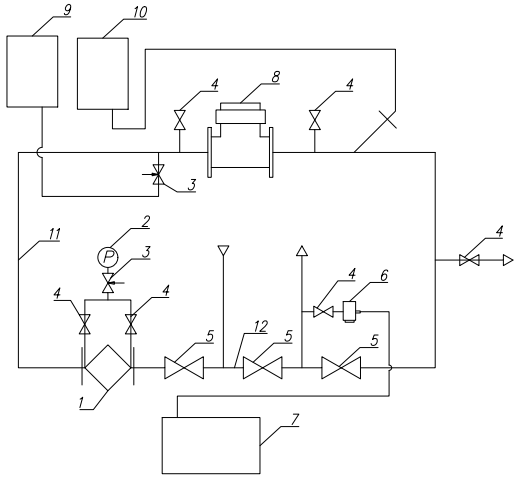


Прокладка полиэтиленового газопровода в полиэтиленовом футляре L=6,0 м под дорогой



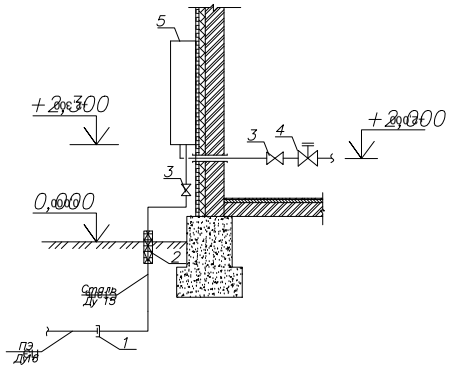
	Оборудование	Наименование	Количество	Примечание
1	ГОСТ Р 50838-95*	Футляр на газопровод	1	шт.
2	ГОСТ Р 50838-95*	Защитное кольцо	1	шт.
3	ГОСТ 10178-85*	Цемент 400	2	$дм^3$
4	ТУ 10269-88	Пакля смоляная ленточная	5	$дм^3$
5		Трубка контрольная	1	шт.
6		Патрубок-накладка	1	шт.
7	ТУ 2248-025-0020353	Неразъемное соединение ПЭ труб	1	шт.
8		Трубка контрольная	1	шт.
9	ТУ 400-28-91-84	Ковер	3	$кг/м^3$
10	т.с. 5 905-25.05	Подушка	3	
11		Диск	1	
12		Бетон тяжелый	0,001	$м^2$

Принципиальная схема оборудования ПУРГ



1	Фильтр газовый	1	шт.
2	Манометр	1	шт.
3	Трехходовой клапан	2	шт.
4, 5	Запорная арматура	9	шт.
6	Регулятор давления газа	1	шт.
7	Обогреватель	1	шт.
8	Счетчик газа	1	шт.
9, 10	Термометр и манометр самопишущие	1	шт.
11	Рабочая линия		
12	Байпас		

Вход газопровода в дом с переходом на стальную трубу



	Наименование	Количество	Примечание
1	Переходная муфта электросварная ПЭ/сталь с внутренней и наружной резьбой	1	шт.
2	Защитный кожух с изолирующим фланцем	1	шт.
3	Кран шаровый муфтовый Ду15	2	шт.
4	Запорная арматура с приводом	5	шт.
5	ПУРГ	1	шт.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Выпускная квалификационная работа
						Разработка проекта газоснабжения ЖСК "Остров" на острове Русском, город Владивосток
Разработал		Пайвина Д.А.				Проектирование газовой сети для СЖК — Стадия: П; Лист: 3; Листов: 6
Проверил		Кайгарь А.В.				
Н. контр.		Кайгарь А.В.				
Рецензия		Вдовиченский А.Ф.				Профиль газовой сети среднего давления, основные узлы газопровода — Кафедра инженерных систем зданий и сооружений

Согласовано

Взам. инв. №

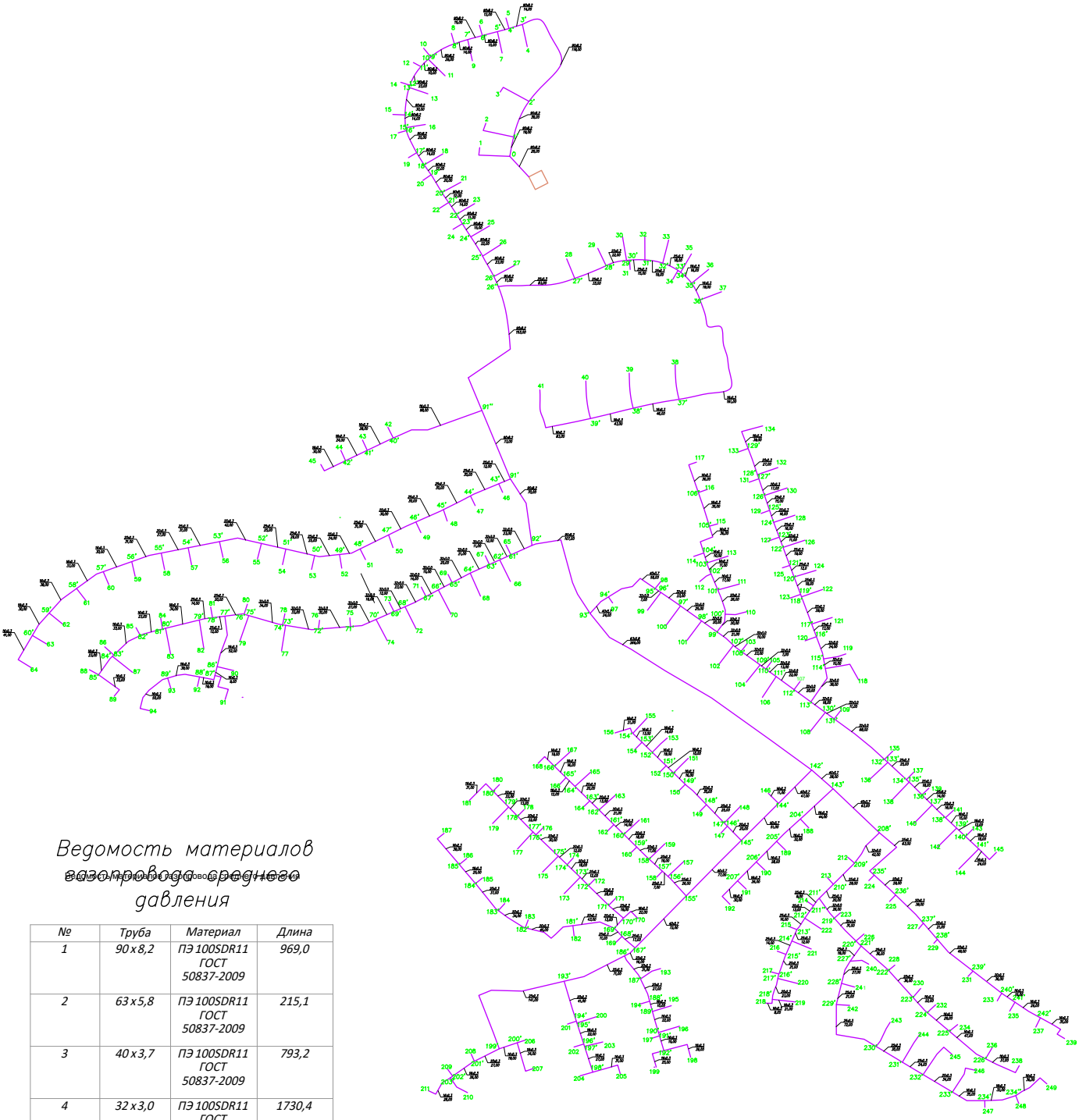
Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А1

Гидравлическая схема сети среднего давления М 1:2000

Гидравлическая схема сети среднего давления М 1:2000



Ведомость материалов газопровода среднего давления

Ведомость материалов газопровода среднего давления

№	Труба	Материал	Длина
1	90 x 8,2	ПЭ 100SDR11 ГОСТ 50837-2009	969,0
2	63 x 5,8	ПЭ 100SDR11 ГОСТ 50837-2009	215,1
3	40 x 3,7	ПЭ 100SDR11 ГОСТ 50837-2009	793,2
4	32 x 3,0	ПЭ 100SDR11 ГОСТ 50837-2009	1730,4
5	25 x 2,3	ПЭ 100SDR11 ГОСТ 50837-2009	921,3
6	20 x 2,3	ПЭ 100SDR11 ГОСТ 50837-2009	180,9
7	16 x 2,3	ПЭ 100SDR11 ГОСТ 50837-2009	270,8

Условные обозначения:

Условные обозначения: газопровод среднего давления; ; - газопровод среднего давления; ; - диаметр х толщина стенки трубопровода / длина участка трубы; диаметр х толщина стенки трубопровода / длина участка трубы; / длина участка трубы; диаметр х толщина стенки трубопровода / длина участка трубы; ГРПШ;

- газопровод среднего давления;
- диаметр х толщина стенки трубопровода / длина участка трубы;
- ГРПШ.

16x2,3 / 31,00

- газораспределительная сеть среднего давления выполнена с использованием полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 50837–2009 марки ПЭ100 SDR11;
- способ прокладки газопроводов - подземный;
- предусматривается максимально возможное использование соединительных изделий с закладными элементонагревателями;
- предусматривается максимально возможное использование полиэтиленовой арматуры класса герметичности А.

- газораспределительная сеть среднего давления выполнена с использованием полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 50837-2009 газораспределительная сеть среднего давления выполнена с использованием полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 50837-2009 марки ПЭ100 SDR11; SDR11; - способ прокладки газопроводов - подземный; способ прокладки газопроводов - подземный; ; - предусматривается максимально возможное использование соединительных изделий с закладными элементонагревателями; предусматривается максимально возможное использование соединительных изделий с закладными элементонагревателями; ; - предусматривается максимально возможное использование полиэтиленовой арматуры класса герметичности А. предусматривается максимально возможное использование полиэтиленовой арматуры класса герметичности А.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Выпускная квалификационная работа	
						Разработка проекта газоснабжения ЖСК "Остров" на острове Русском, город Владивосток	
Разработал		Павленко Д.А.				Проектирование газовой сети для СЖК	Стадия: П; Лист: 2; Листов: 6
Проверил		Кобзарь А.В.					
Н. контр.		Кобзарь А.В.				Гидравлическая схема сети среднего давления	Кафедра инженерных систем зданий и сооружений
Рецензент		Бурмаевский А.Ф.					

Согласовано

Взам. инв. №

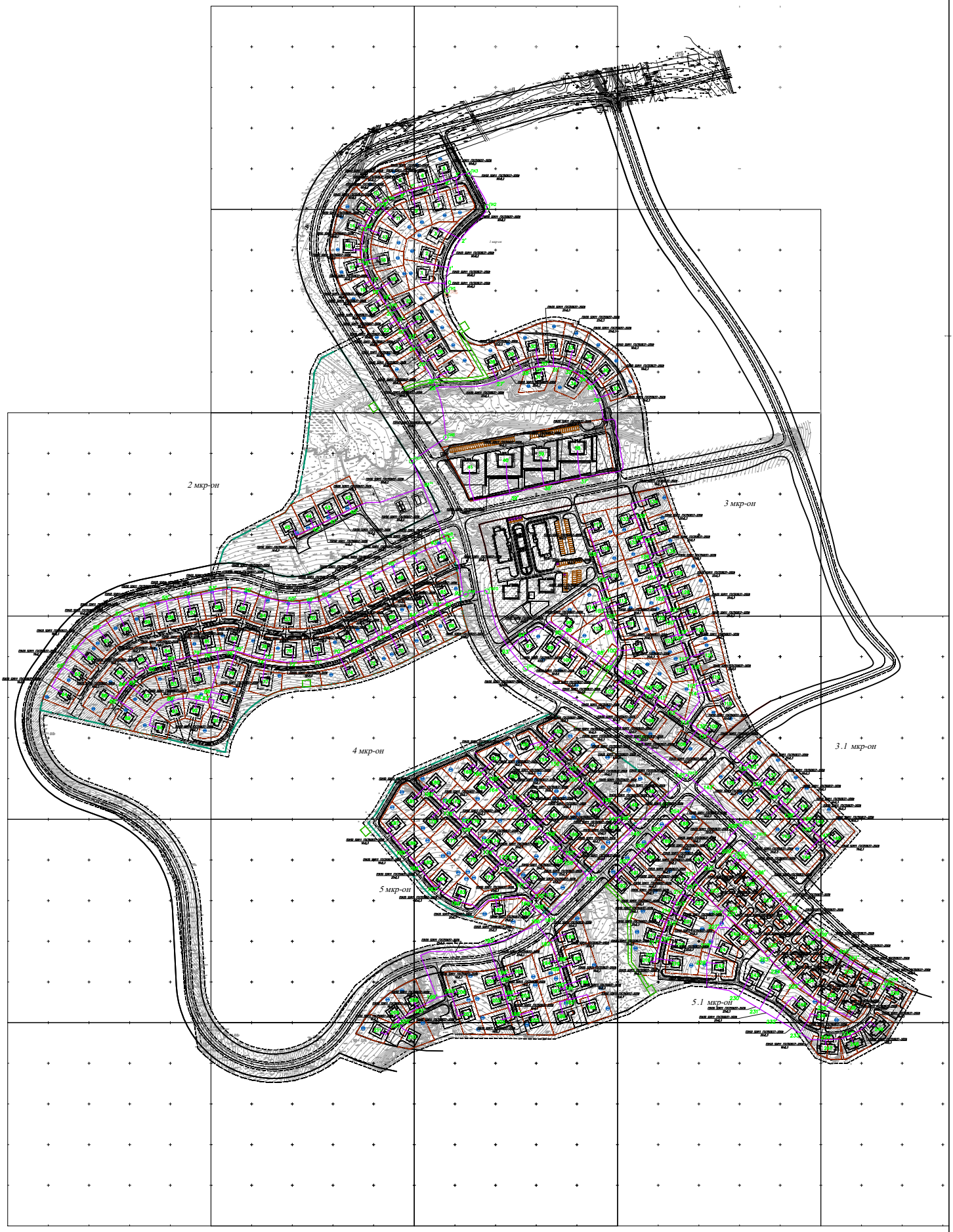
Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А1

Генеральный план М 1:2000

Генеральный план М 1:2000



Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Выпускная квалификационная работа
						Разработка проекта газоснабжения ЖСК "Остров" на острове Русском, город Владивосток
Разработал		Павленко Д.А.				Проектирование газовой сети для СЖК
Зав. кафедрой		Кобзарь А.В.				
Проверил		Кобзарь А.В.				
Н. контр.		Кобзарь А.В.				План прокладки газопровода среднего давления
Рецензент		Бурнаевский А.Ф.				

Стадия	Лист	Листов
П	1	6

Кафедра инженерных систем зданий и сооружений

Формат А1

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Дальневосточный федеральный университет»
(ДВФУ)

Инженерная школа

Кафедры инженерных систем зданий и сооружений

ОТЗЫВ РУКОВОДИТЕЛЯ ВКР

на выпускную квалификационную работу студента(ки)
Павленко Даниила Андреевича
(фамилия, имя, отчество)
направление 08.04.01 «Строительство», магистерская программа «Теплогазоснабжение населенных мест и предприятий» группа М 3219-б
Руководитель ВКР
к.т.н., доцент Кобзарь А.В.
(ученая степень, ученое звание, и. о. фамилия)
На тему: «Разработка проекта газоснабжения ЖСК «Остров» на о. Русском г. Владивосток

Дата защиты ВКР «04» июля 2018 г.

Павленко Даниилом Андреевичем разработан газоснабжения жилой застройки в ЖСК «Остров» газопроводом среднего давления.

Дипломантом определены тепловые нагрузки индивидуальных одноквартирных домов, на основании которых определены расходы газа каждым домом и определена нагрузка на весь поселок.

Павленко Д.А. запроектирована газовая сеть поселка, тупиковая, среднего давления с ПУРГ у каждого дома, подобрано оборудование ГПРШ.

В каждом доме запроектирована топочная с теплогенератором, разработана принципиальная тепловая схема для подключения нагрузки отопления и горячего водоснабжения, подобрано оборудование. Выполнен расчет емкостного бака (запаса горячей воды) системы горячего водоснабжения.

В качестве отопительного агрегата подобрана **когенерационная** установка, позволяющая вырабатывать помимо горячей воды на нужды отопления и ГВС – электроэнергию для собственных нужд дома, также подобран газовый теплогенератор, закрывающий нагрузку отопления в наиболее холодные месяцы года (декабрь – февраль).

Газопровод выполнен из полиэтиленовых труб, внутридомовые газопроводы из стальных водогазопроводных труб, вычерчен профиль газопровода

В процессе выполнения ВКР Павленко Д.А.. проявила самостоятельность и умение работать с научной и технической литературой, самостоятельно запроектировал систему газоснабжения поселка и индивидуальных жилых домов, проявив при этом высокий уровень знаний и умений. Чертежи и графические материалы выполнены в программе AUTOCAD, соответствуют нормам технического черчения.

ВКР студента, технически грамотна, аргументирована и подтверждена расчетами, выполнена в полном объеме.

Оригинальность текста ВКР составляет 73 %.

В целом **выпускная квалификационная работа** выполнена в соответствии с заданием, отвечает современному уровню техники и технологии в области систем газоснабжения, весьма актуальна с точки зрения энергоэффективности и энергосбережения, **заслуживает оценки – отлично,**

а **Павленко Даниил Андреевич** заслуживает присвоение квалификации

магистр по направлению 08.03.01 Строительство

Руководитель ВКР к.т.н., доцент Кобзарь А.В.

(уч. степень, уч. звание) (подпись) (ф. и. о. фамилия)

«29» июня 2018 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Дальневосточный федеральный университет»

ИНЖЕНЕРНАЯ ШКОЛА

Кафедра инженерных систем зданий и сооружений

Р Е Ц Е Н З И Я

на выпускную квалификационную работу студента **Павленко Даниила Андреевича**
(фамилия, имя, отчество)

специальность (направление) 08.04.01 «Строительство» «Теплогазоснабжение населенных мест и предприятий» группа М- 3219Б

на тему: **«Разработка проекта газоснабжения ЖСК «Остров» на острове Русском, город Владивосток»**

Руководитель ВКР **доцент А.В. Кобзарь**
(ученая степень, ученое звание, и.о.фамилия)

Дата защиты ВКР « 04 » июля 2018 г.

1 Актуальность ВКР, ее научное, практическое значение и соответствие заданию
Выпускная квалификационная работа выполнена в соответствии с заданием на дипломное проектирование от 13.06.2017 г. Тема дипломного проекта актуальна, как в теоретическом, так и в практическом плане. Речь идёт о газификации природным газом жилого проектируемого микрорайона, ЖСК «Остров» на острове Русском в г. Владивостоке, где в настоящее время ведётся интенсивное строительство систем газоснабжения жилых домов на базе природного газа.

2 Достоинства работы: умение работать с литературой, последовательно и грамотно излагать материал, оригинальность идей, раскрытие темы, достижение поставленных целей и задач
В проекте учтены климатические, географические условия строительства газопроводов в Приморском крае, использован опыт проектирования и строительства газопроводов природного газа, как в России, так и за рубежом. Газопровод проложен с учетом сохранения природы зоны острова Русский. При проектировании системы газоснабжения использовано новое газовое оборудование, применена современная автоматика газовой безопасности. Выбраны оптимальные, экономически обоснованные трассы наружных газопроводов. Произведены гидравлические расчеты наружных газопроводов. Газификация коттеджей выполнена с учетом современных тенденций использования бытового газового оборудования. Подробно и грамотно разработана

автоматизация работы газопроводов с целью обеспечения безопасности и бесперебойности газоснабжения населения коттеджного посёлка. Разработана глава «Технология и организация строительного производства». В главе «Технико-экономический расчет» рассчитана рентабельность выбора когенерационной установки для проекта газоснабжения. Также определены технико-экономические параметры проекта газовой сети среднего давления. Графическая часть проекта выполнена в соответствии с требованиями по дипломному проектированию, с требованиями ГОСТов, нормативных документов Росстроя и Ростехнадзора.

3 Недостатки и замечания (как по содержанию, так и по оформлению)

Учитывая современные требования к обеспечению безопасности газифицированного жилья, в качестве рекомендации, целесообразно на внутридомовом газопроводе установить общее отключающее устройство (электромагнитный клапан) на вводе в дом на случай срабатывания датчиков загазованности как на кухне, так и в помещении установки когенерации .

4 Целесообразность внедрения, использование в учебном процессе, публикации и т.п.

Проектные решения, принятые дипломником грамотны, обоснованы, имеют практическую значимость и могут быть внедрены при газификации жилья на острове Русский, а также в других районах Приморского края.

5 Общий вывод: (о присвоении дипломнику соответствующей квалификации и оценка: отлично, хорошо, удовлетворительно).

В целом дипломный проект заслуживает оценки « отлично », а студент Павленко Даниил Андреевич присвоения квалификации магистр по специальности «Строительство» «Теплогазоснабжение населенных мест и предприятий»

Оценка «**ОТЛИЧНО**»

Рецензент Гл. инженер ОАО «Приморский газ» А.Ф. Бурнаевский

(должность по основному месту работы, ученая степень, ученое звание) (подпись)

(и.о.ф.)

«25 » июня 2018 г.

М.П.

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ПРИМОРСКИЙ ГАЗ» г. ВЛАДИВОСТОК

АНТИПЛАГИАТ
ТВОРИТЕ СОБСТВЕННЫМ УМОМ

Отчет о проверке на заимствования №1

Автор: Pav D dan317317@gmail.com / ID: 3425940
Проверяющий: Pav D (dan317317@gmail.com / ID: 3425940)

Отчет предоставлен сервисом «Антиплагиат» - http://www.antiplagiat.ru

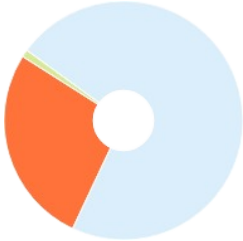
ИНФОРМАЦИЯ О ДОКУМЕНТЕ

№ документа: 7
Начало загрузки: 16.06.2018 14:05:50
Длительность загрузки: 00:00:04
Имя исходного файла: Диплом Павленко
Размер текста: 2450 кБ
Символов в тексте: 90430
Слов в тексте: 8685
Число предложений: 507

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОТЧЕТЕ

Последний готовый отчет (ред.)
Начало проверки: 16.06.2018 14:05:54
Длительность проверки: 00:00:02
Комментарии: не указано
Модули поиска: Модуль поиска Интернет, Цитирование

ЗАИМСТВОВАНИЯ	ЦИТИРОВАНИЯ	ОРИГИНАЛЬНОСТЬ
26,65%	0,3%	73,05%



Заимствования — доля всех найденных текстовых пересечений, за исключением тех, которые система отнесла к цитированиям, по отношению к общему объему документа.
Цитирования — доля текстовых пересечений, которые не являются авторскими, но система посчитала их использование корректным, по отношению к общему объему документа. Сюда относятся оформленные по ГОСТу цитаты; общеупотребительные выражения; фрагменты текста, найденные в источниках из коллекций нормативно-правовой документации.
Текстовое пересечение — фрагмент текста проверяемого документа, совпадающий или почти совпадающий с фрагментом текста источника.
Источник — документ, проиндексированный в системе и содержащийся в модуле поиска, по которому проводится проверка.
Оригинальность — доля фрагментов текста проверяемого документа, не обнаруженных ни в одном источнике, по которым шла проверка, по отношению к общему объему документа.
Заимствования, цитирования и оригинальность являются отдельными показателями и в сумме дают 100%, что соответствует всему тексту проверяемого документа.
Обращаем Ваше внимание, что система находит текстовые пересечения проверяемого документа с проиндексированными в системе текстовыми источниками. При этом система является вспомогательным инструментом, определение корректности и правомерности заимствований или цитирований, а также авторства текстовых фрагментов проверяемого документа остается в компетенции проверяющего.

№	Доля в отчете	Доля в тексте	Источник	Ссылка	Актуален на	Модуль поиска	Блоков в отчете	Блоков в тексте
[01]	4,27%	5,39%	гольянов а.и. газовые сети и газохран...	http://inethub.olvi.net.ua	26 Апр 2014	Модуль поиска Интернет	23	35
[02]	2,89%	4,95%	не указано	http://rulitru.ru	раньше 2011	Модуль поиска Интернет	20	47
[03]	1,41%	3,72%	987.Газоснабжение	http://docme.ru	29 Июн 2017	Модуль поиска Интернет	21	55
[04]	0,17%	2,84%	Библиотека НЕФТЬ-ГАЗ: Предложения...	http://dobi.oglib.ru	12 Мая 2016	Модуль поиска Интернет	2	20
[05]	2,56%	2,77%	СКЛАД ЗАКОНОВ СП 62.13330.2011 Газо.	http://6pl.ru	04 Дек 2017	Модуль поиска Интернет	20	23
[06]	2,07%	2,07%	ПРИКАЗ МИНИСТЕРСТВА ТОПЛИВА И Э.	http://law7.ru	раньше 2011	Модуль поиска Интернет	7	7
[07]	1,83%	2,07%	сеня 1	http://studfiles.ru	16 Июл 2016	Модуль поиска Интернет	20	25
[08]	0,9%	1,78%	Библиотека НЕФТЬ-ГАЗ: Предложения...	http://ekon.oglib.ru	раньше 2011	Модуль поиска Интернет	4	8
[09]	1,78%	1,78%	Работа по механизации	http://studfiles.ru	28 Июл 2016	Модуль поиска Интернет	4	4
[10]	1,35%	1,35%	Инженерное решение. Применение и...	https://studopedia.ru	27 Ноя 2017	Модуль поиска Интернет	4	4
[11]	1,33%	1,33%	РД 34.20.185-94 (с изм. 1999) - n1.doc	http://rulitru.ru	27 Ноя 2012	Модуль поиска Интернет	5	5
[12]	1,23%	1,23%	ПРОБЛЕМЫ ДИВЕРСИФИКАЦИИ ЭКОН..	http://edu.tltsu.ru	30 Ноя 2014	Модуль поиска Интернет	2	2
[13]	1,07%	1,23%	Газоснабжение промышленного пред..	http://diplomba.ru	17 Мая 2016	Модуль поиска Интернет	9	11
[14]	0,16%	1,06%	1. Газоснабжение городов и населенны.	http://referatdb.ru	06 Июл 2016	Модуль поиска Интернет	3	13
[15]	0,41%	0,96%	Классификация газовой арматуры по е.	http://mybiblioteka.su	18 Янв 2017	Модуль поиска Интернет	2	8
[16]	0,84%	0,84%	Программа расчета загрязнения атмо...	http://kurs.znate.ru	26 Июл 2016	Модуль поиска Интернет	1	1
[17]	0,81%	0,82%	ЖСК для ППС	https://dvfu.ru	08 Янв 2018	Модуль поиска Интернет	4	4
[18]	0,63%	0,63%	не указано	http://dshinin.ru	раньше 2011	Модуль поиска Интернет	10	10
[19]	0,45%	0,57%	Скачать Документ Word	http://referats.5-ka.ru	раньше 2011	Модуль поиска Интернет	4	7
[20]	0,49%	0,49%	Методика выбора установки	http://studopedia.net	15 Ноя 2015	Модуль поиска Интернет	3	3
[21]	0,3%	0%	не указано	не указано	раньше 2011	Цитирование	1	1

Текст документа

Оглавление

Введение 2

1. Общие сведения об объекте проектирования.....5

1.1 Технические решения по прокладке газопровода..... 5

1.2 Общая информация о городе Владивосток.....5

1.3 Общая информация об острове Русский..... 7

1.4 ЖСК Остров.....8

2 Основное оборудование газораспределительной сети.....10

2.1 Классификация и основные виды газовой арматуры..... 10

2.2 Пункт учета расхода газа..... 13

2.3 Когенерационные установки..... 15

3 Порядок приемки газопровода в эксплуатацию..... 18

3.1 Подготовительные работы к прокладке газопровода..... 18

3.2 Земляные работы..... 19

3.3 Укладка газопроводов..... 20

3.4 Монтаж сооружений на газовых сетях..... 20

3. Расчетная часть проектирования.....21

3.1 Определение тепловых нагрузок.....21

3.2 Определение электрической мощности когенерационной установки для абонента.....25

3.3 Определение расчетных расходов газа.....27

4.4 Проектирование газовой сети..... 34

4.5 Гидравлический расчет.....37

5. Автоматизация внутридомовой газовой сети.....46

6. Технико-экономический расчет.....51

6.1 Обоснование рентабельности выбора проекта с использованием когенерационных установок 51

6.2 Расчет сметной стоимости работ.....55

6.2.1 Стоимость проектно-изыскательских работ..... 55

6.2.2 Стоимость строительно-монтажных работ.....56

6.2.3 Расчет эксплуатационных затрат.....57

6.2.4 Затраты на оплату труда..... 58

6.2.5 Амортизационные отчисления..... 59

6.2.6 Текущий ремонт.....59

6.2.7 Прочие затраты..... 59

6.2.8 Расчет показателей экономической эффективности проекта..... 60

6.2.9 Прибыль..... 60

6.2.10 Чистая текущая стоимость проекта.....61

6.2.11 Окупаемость..... 63

6.2.12 Рентабельность.....63

7. Охрана воздушного бассейна.....65

Введение

В настоящее время в мировой энергетике прослеживается стойкая тенденция к увеличению производства и потребления энергии. Даже с учетом значительных структурных изменений в промышленности и перехода на энергосберегающие технологии, потребности в тепло- и электроэнергии в ближайшие десятилетия будут увеличиваться. Поэтому особо широкое применение когенераторов в мире говорит о новой тенденции к развитию локальной энергетики, как наиболее экономически эффективной и экологичной отрасли топливно-энергетического комплекса.

К 12 основным проблемам энергетического сектора в России можно отнести следующее:

- постоянный рост тарифов ЖКХ;

- неэффективность использования топлива;

- кризис централизованной энергетики;

- изношенность оборудования;

- высокая частота аварий и перегруженность сетей тепло- и электроснабжения;

- проблемы подключения к сетям;

- некачественное электроснабжение;

- проблема экологии.

В России необходимость в применении когенераторов для тепло- и энергоснабжения очевидна, поскольку качество центрального снабжения оставляет желать лучшего, да и монопольный характер российских энергоносителей вынуждает покупать электричество и тепло по дорогим тарифам. Таким образом, внедрение когенераторов позволяет существенно снизить затраты на потребляемую энергию, что дает существенный экономический эффект для конечного потребителя, а также решить проблему пиковых нагрузок, недостатков централизованных систем и тем самым обеспечить качественным, бесперебойным энергоснабжением. [12]

Когенерацией называют способ производства энергии, при котором из одного первичного источника (топлива) на выходе энергоустановки получают два или несколько видов полезной энергии (в большей части когенерационных систем, применяемых в настоящее время, осуществляется совместное производство тепла и электричества). [9]

Когенерация — относительно новая для России технология. Только в последнее десятилетие в нашей стране стал наблюдаться серьезный интерес к проектам мини-ТЭЦ, тогда как опыт использования этой технологии на Западе составляет порядка 25 лет.

« Для комбинированной выработки тепла и электроэнергии допускается применение когенерационных установок» [5] говорится в Изменении N 2 к СП 62.13330.2011 «СНиП 42-01-2002 Газораспределительные системы» от 4 июня 2017 года.

Основные преимущества использования когенерационных установок:

- Независимость владельца установки от тепловых сетей. Вне зависимости от экономического состояния дел в теплоэнергетических компаниях, на объекте, который обеспечивается теплом и электроэнергией за счет собственной установки, всегда будет свет и тепло. При этом наличие когенерационных агрегатов позволяет разгрузить электрические сети в крупных городах, а значит снизить риск серьезных перебоев электро- и теплоснабжения в целом

- Эффективность топливоиспользования. КПД электростанций составляет от 30 до 50 % (остальная часть энергии первичного топлива теряется в виде неиспользуемого тепла). КПД котельной в среднем составляет около 80 %. Таким образом, полный КПД системы с раздельным производством тепла и электричества находится в пределах 55–65 %. При этом для когенерационных установок (их также называют мини-ТЭЦ или когенераторами), где наряду с генерацией электрической энергии осуществляется утилизация тепла, полный КПД может достигать 90 %. [9]

- [9] Дешевизна топлива в сравнении с другими видами. Отличительная черта собственной мини-ТЭЦ - возможность использования как природного газа, так и других газообразных топлив, характеристики которых различаются в весьма широком диапазоне (пропан, бутан, ПНГ, газы химической промышленности, древесный газ, биогаз, пиролизный газ и т. д.). Современный уровень развития технологии позволяет выбрать подходящий тип когенерационной установки для работы на местном газообразном топливе.

- [9] Снятие многих экологических ограничений на строительство объекта.

По своим экологическим характеристикам когенерационные установки соответствуют требованиям сегодняшнего дня. Основным же их

преимуществом с точки зрения экологии является то, что повышенная эффективность использования первичного топлива в когенераторах позволяет снизить выбросы вредных веществ в атмосферу в 2–3 раза по сравнению с использованием традиционных энерготехнологий, основанных на раздельном производстве тепла и электричества. [9]

Энергоснабжение от собственных источников удовлетворяет требованиям РостТехНадзора: местная мини-ТЭЦ (когенерационная установка) не портит пейзаж; выхлоп мини-ТЭЦ (когенерационной установки) чище, чем от других видов энергоснабжения, а шум минимальный.

1. Общие сведения об объекте проектирования

1.1 Технические решения по прокладке газопровода

Остров Русский снабжается газом из города Владивостока по газопроводу. В свою очередь, во Владивосток газ поступает из магистрального газопровода через ГРС. Давление на выходе газа из ГРС равно р = 1,2 МПа. Общая длина газопровода равна примерно 34 км: по материковой части проходит 15 км газопровода (вместе с отводом до ТЭЦ-2), по островной — 12 км и под проливом Босфор-Восточный проложено более 6 км трубы в двуниточном исполнении.

Для газификации ЖСК «Остров» выбрано трехступенчатое исполнение: газопровод высокого, среднего и низкого давления. Между ступенями запроектированы ГРП, спланированные в зависимости от массовости строительства на данном участке и этажности сооружений. Максимальный перепад давлений в сети низкого давления принимается равным Dp = 1200 Па.

Прокладка газопровода вне зданий на застраиваемой территории запроектирована подземная. Трубы для прокладки выбраны полиэтиленовые по ГОСТ 18599-2001.

Глубина прокладки газопровода не может быть меньше 0,8 м до верхнего края трубы или футляра. На участках, которые будут свободны от транспорта, глубина прокладки должна быть не менее 0,6 м.

Газопровод защищается от коррозии двумя способами: пассивным и активным. Пассивный метод заключается в изоляции труб битумно-минеральной или битумно-резиновой мастикой. Для осуществления активного метода применяется электрический дренаж.

1.2 Общая информация о городе Владивосток

Площадь города – 331,16 км2 при населении 604602 человек.

Владивосток располагается на полуострове Муравьева-Амурского и островах

залива Петра Великого.

Владивосток — город-порт, является центром Приморского края и Владивостокского городского округа.

Столица Приморья – конечный пункт Транссибирской магистрали, база для Тихоокеанского флота, центр науки и образования Дальнего Востока, включая ДВФУ и ДВО РАН.

Владивосток располагается в Владивостокском часовом поясе и имеет смещение по отношению к UTC +10:00, а по отношению к столице-Москве - +7:00.

Минимальное расстояние от Москвы до Владивостока– 6430 км, по железнодорожным путям — 9288 километров.

Республика,

край, область,

пункт

Температура

воздуха

наиболее

холодных суток,

°С, обес- печен-

ностью

Температура

воздуха наиболее

холодной пяти-

дневки, °С, обес-

печен-

ностью

Продолжительность, сут, и

средняя температура

воздуха, °С, периода со

средней суточной

температурой воздуха

8 °С

0,98 0,92 0,98 0,92

про-

дол-

жи-

тель-

ность

сред-

няя тем-

пера-

тура

1 2 3 4 5 11 12

Владивосток

-27 -26 -25 -24 196 -3,9

Во Владивостоке преобладает муссонный климат. Зимой прохладно и сухо при ясной погоде. Оттепели могут происходить в любой месяц зимы.

Весна долгая с постоянными перепадами температур. Летом влажно и тепло с большим количеством осадков. Осень также теплая, но количество осадков к зиме начинает постепенно уменьшаться. Первые морозы наступают в начале ноября.

Средняя температура воздуха за год во Владивостоке +4,9 °С. Август является самым теплым месяцем в году со средней температурой около +20,8 °С. Самым холодным месяцем является январь − -11,3 °С. Вода к августу-началу сентября прогревается до температуры +21..+23 °С (максимум +26,5 °С).

Средний уровень осадков за год 818 мм. Среднее годовое давление ртутного столба составляет 763 мм.

1.3 Общая информация об острове Русский

Остров Русский расположен в заливе Петра Великого Японского моря, в нескольких километрах от города Владивосток. Территория острова входит в состав города краевого подчинения Владивосток и муниципального образования Владивостокский городской округ. От основной части города, расположенной на полуострове Муравьёва-Амурского, Русский отделён проливом Босфор-Восточный. С юга и востока остров омывается водами Уссурийского залива, а с запада — Амурского.

Климат острова подобен климату города Владивосток.

Средняя температура августа: 20,6 °С. Средняя температура января: −12,6 °С.

Среднегодовое давление 763 мм ртутного столба.

Зимой на острове Русский преобладает сухой и холодный

континентальный воздух, из-за чего погода ясная, но морозная. В среднем продолжительность зимнего периода на Русском - 132 дня, начиная с 13 ноября и заканчивая 23 марта, что подобно продолжительность зимнего периода в Москве (133 суток).

На протяжении бывает в среднем 18 пасмурных дней и 27 дней с осадками в виде снега. Метели проходят на протяжении 8—9 дней. Бывают случаи, когда скорость ветра при метелях возрастает до 15—20 м/с, в следствие чего наблюдаются снежные заносы. В таких ситуациях прекращается работа городского транспорта, и останавливаются все работы. Оттепели можно пронаблюдать в любой месяц зимы, но они длятся не более чем 2 дня.

Продолжительность лета на острове 88 дней, начиная от 26 июня и заканчивая 21 сентября, при усредненной температуре воздуха +15 градусов. В начале августа – примерно с 6 по 20 число – температура воздуха часто превышает 20°С.

1.4 ЖСК Остров

Жилой поселок "Остров" самый большой поселок во Владивостоке, район комплексного освоения территорий на Дальнем Востоке

Общая площадь участка составляет 400 508 кв.м. Планируется постройка 249 домов: 224 индивидуальных жилых дома, 20 дуплексов и 8 многоквартирных жилых домов. Общая площадь квартир 36 579 кв.м. Начало строительных работ было положено в 2016 г.

Жилищно-строительный кооператив «Остров» (ЖСК «Остров») создан 25 октября 2012 года. Целью строительства является обеспечение жильем научно-педагогического состава ДВФУ и Дальневосточного отделения РАН, а также граждан, имеющих трех и более детей. В соответствии с поручениями Первого заместителя Председателя Правительства Российской Федерации И.И. Шувалова кооперативу по договору безвозмездного срочного пользования были предоставлены земельные участки из земель, находящихся в собственности Российской Федерации, общей площадью 400 508 кв. метров. При поддержке АИЖК строительство поселка ЖСК «Остров» на острове Русский во Владивостоке находится в активной фазе, она началась во второй половине 2016 года.

На участках строительства уже выполнены геологоразведочные работы, произведена топографическая съемка, подеревная съемка. 17 Получены технические условия на подключение к сетям электроснабжения, 17 водоснабжения и канализации, газоснабжения. Выполнены работы по проектированию поселка, а также внешних сетей. Завершены работы по проектированию внутриквартальных сетей, проект прошел экспертизу. Утвержден эскиз застройки поселка ЖСК. 17 Обеспечен подъезд к территории строительства, обустроена площадка для размещения строительной техники, материалов. Подключены временные линии водо- и электроснабжения. 17 Заключен договор на выполнение привязки проектов жилых домов к местности с разработкой проектов фундаментов и проектов внутриплощадочных (внутри индивидуального участка). 17 Заключены договоры на строительство дорог и обеспечение инженерными коммуникациями.

2 Основное оборудование газораспределительной сети

2.1 Классификация и основные виды газовой арматуры 1

Газовой арматурой называют различные приспособления и устройства, монтируемые на газопроводах, аппаратах и приборах, с помощью которых 1 осуществляются включение, отключение, изменение количества, давления или направления газового потока, а также удаление 1 газа,

При выборе газовой арматуры необходимо учитывать следующие

свойства металлов и сплавов:

- природный газ не воздействует на черные металлы, поэтому газовая арматура может быть изготовлена из стали и чугуна;

- из-за более низких механических свойств чугунной арматуры она может применяться при давлениях не более 1,6 МПа;

- при выборе чугунной арматуры необходимо создать такие условия, чтобы ее фланцы не работали на изгиб;

- 8 при существующих допустимых нормах содержания сероводорода в газе (2 г на каждые 100 м3) последний практически не воздействует на медные сплавы, поэтому арматура для внутридомового газового оборудования может быть из медных сплавов. 1

По назначению существующие виды газовой арматуры подразделяются:

- 8 на запорную — для периодических герметичных отключений отдельных участков газопровода, аппаратуры и приборов;

- предохранительную — для предупреждения возможности повышения давления газа сверх установленных пределов;

- арматуру обратного действия - для предотвращения движения газа в обратном направлении;

- аварийную и отсечную - для автоматического прекращения движения газа к аварийному участку при нарушении заданного режима. 1

Большинство видов арматуры состоит из запорного или дроссельного 1 устройства. Эти устройства представляют собой закрытый крышкой корпус, внутри которого перемещается затвор. Перемещение затвора внутри корпуса относительно его седел изменяет площадь прохода газа, что сопровождается изменением гидравлического сопротивления.

К 1 запорной арматуре относятся различные устройства, предназначенные для герметичного отключения отдельных участков газопровода. 1 Они должны обеспечивать герметичность отключения, быстроту открытия и закрытия, удобство в обслуживании и малое гидравлическое сопротивление. 15

При проектировании стальных и полиэтиленовых газопроводов

важное значение имеет правильный выбор соответствующей арматуры. В 1 качестве запорной арматуры на газопроводах 1 применяются задвижки, краны, вентили, гидравлические затворы. 1

Наружные надземные и внутренние газопроводы природного газа и паровой фазы СУГ давлением до 0,005 МПа 3 рекомендуется оснащать кранами конусными натяжными. На наружных и внутренних газопроводах

природного газа давлением до 1,2 МПа, паровой и жидкой фазы СУГ давлением до 0,6 МПа 3 рекомендуется применять краны конусные сальниковые, 2 краны шаровые, задвижки и 2 вентили.

На подземных газопроводах низкого давления, кроме прокладываемых в районах с сейсмичностью 2 свыше 7 баллов, на подрабатываемых и карстовых территориях в качестве запорных устройств допускается применять гидрозатворы. 2

Наиболее распространенным видом запорной арматуры являются задвижки, в которых поток газа или полное его прекращение регулируют изменением положения затвора вдоль уплотняющих поверхностей. Это достигается вращением шпинделя. 15

На подземных газопроводах задвижки монтируют в специальных колодцах из сборного железобетона или красного кирпича.

Перекрытие колодца должно быть съемным для удобства его 1 разборки 14 при производстве ремонтных работ.

В 14 местах пересечения газопроводами стенок колодца устанавливают

футляры, которые для плотности заделывают битумом. Колодцы должны быть водонепроницаемыми. 1

Помимо кранов со смазкой применяют простые поворотные краны, которые 1 подразделяются на натяжные, сальниковые и самоуплотняющиеся. Эти краны устанавливают на надземных и 1 внутри объектовых газопроводах и вспомогательных линиях (импульсные и 4 продувочные газопроводы, головки конденсатосборников, вводы).

В натяжных кранах взаимное прижатие уплотнительных поверхностей пробки и корпуса достигается навинчиванием натяжной гайки на резьбовой конец пробки, снабженный шайбой.

Гидравлические затворы 1 являются простым и плотным запорным устройством для подземных газопроводов низкого давления. 1

На газопроводах часто применяют шаровые краны, которые имеют все преимущества кранов с коническими пробками. Их конструкция исключает возможность заедания шара-пробки в гнезде корпуса. 1

Опыт эксплуатации подземных газопроводов показывает, что в них часто 1 обнаруживаются вода и конденсат.

В составе конденсата преобладает вода, которая выделяется 8 из влажных газов при понижении их температуры. Помимо воды из газа конденсируются тяжелые углеводороды. Иногда в газопроводах 1 обнаруживается вода, оставшаяся в них при производстве строительных работ. Для сбора и удаления конденсата и воды в низких точках газопроводов 1 сооружаются конденсатосборники.

В 14 зависимости от влажности транспортируемого газа они могут быть большей емкости — для влажного газа и меньшей — для сухого газа. В зависимости от величины давления газа они разделяются на конденсатосборники низкого, среднего и высокого давления. 8

Конденсатосборник низкого давления представляет собой емкость, 14 снабженную дюймовой трубкой. Как и у гидрозатвора, эта трубка выведена под ковер и заканчивается муфтой и пробкой. Через трубку удаляют конденсат, продувают газопровод и замеряют давление газа. 1

Газопровод длиной в 1 км при нагревании на 1°С удлиняется в среднем на 12 мм. Под действием температурных 4 напряжений возникают усилия, которые могут привести к сжатию или растяжению газопроводов. Если газопровод не имеет возможности свободно изменять свою длину, то в стенках газопровода возникнут дополнительные напряжения. В процессе эксплуатации наземных газопроводов величина изменения температуры может достигать нескольких десятков градусов, что вызывает напряжения в несколько десятков МПа. Поэтому для предотвращения разрушения газопроводов от температурных усилий необходимо обеспечить его свободное перемещение. Устройствами, обеспечивающими свободное перемещение труб, являются компенсаторы — линзовые, лиро- и П-образные. На подземных газопроводах наибольшее распространение получили линзовые компенсаторы. 1

Компенсатор имеет волнистую поверхность, которая меняет свою длину в зависимости от температуры газопровода и предохраняет его от деформаций. 1

Для очистки газа от примесей и его учета на газораспределительной сети устанавливаются ПУРГи (пункты учета расхода газа). Пункт предназначен для эксплуатации в макроклиматических районах с умеренным климатом исполнения УХЛ и категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69, для работы при температуре окружающей среды от +40 до -60° С и относительной влажности воздуха 98%.

2.2 Пункт учета расхода газа

Пункт учета расхода газа в соответствии с рисунком состоит из

установки шкафной 1, технологического оборудования учета расхода газа 2, обогревателя 3 с дымоходом 4. Установка шкафная представляет собой металлический шкаф с теплоизоляцией. Для 13 удобства обслуживания 13 технологического оборудования предусмотрены двери 5,6. Для обеспечения естественной вентиляции 13 предусмотрены жалюзи 7...10. Обогреватель 3 предназначен для обогрева технологического оборудования и 13 установлен под днищем шкафной установки. Технологическое оборудование пункта 13 учета расхода газа в соответствии с рисунком состоит из двух линий: рабочей 1 и обводной 2. Газ через кран 3 поступает к фильтру 4, очищается от механических примесей и поступает к измерительному комплексу 5 для измерения расхода проходящего газа. После измерительного комплекса 5 газ через кран 6 поступает к потребителю. Для визуального наблюдения за давлением газа и измерения перепада давления на фильтре 4 предусмотрен манометр 7 с клапанами 8, 9. 13 Для подачи газа к обогревателю 12, предусмотрен вентиль 10 и регулятор давления газа 11. Обводная линия 2 предназначена для обеспечения бесперебойной подачи газа 13 потребителю при ремонте рабочей линии и снабжена краном 13. Для сброса газа 13 предусмотрен продувочный трубопровод 14 с краном 15. Для замера перепада давления на измерительном комплексе предусмотрены краны 16, 17.

2.3 Когенерационные установки

Главным фактором, заставляющим переходить на альтернативные

средства снабжения теплом и электроэнергией, является изношенность тепло- и электросетей, а также низкое качество электроэнергии. Этой альтернативой стали когенерационные установки малой мощности, так называемые мини-ТЭЦ, способные обеспечить тепловой и электрической энергией отдельные здания или предприятия.

Различают когенерационные системы на базе газотурбинных и газопоршневых установок, микротурбин. Реже используются двигатели, работающие на дизельном топливе. Еще одним критерием классификации может служить вид топлива. Дело в том, что происхождение газа бывает разным. Среди прочих особо перспективными считаются шахтный метан, биогаз и свалочный газ.

Когенерационные системы используются не только по прямому назначению. В тепличных предприятиях они выполняют роль установки по производству CO_2 для повышения урожайности.

1. Газотурбинные установки (ГТУ) способны обеспечить наиболее широкий диапазон электрической мощности — от десяти до нескольких десятков мегаватт.

В таких установках поток газа, образованный в результате сгорания топлива, воздействуя на лопатки турбины, создает крутящий момент и вращает ротор, который, в свою очередь, соединен с генератором. Электрический КПД (доля электроэнергии от общей энергии сгорания топлива) систем подобного типа может достигать 39%. ГТУ, как правило, вырабатывают в два раза больше тепловой энергии, чем электрической (при этом общий КПД не превышает 90%). Их несомненным преимуществом является возможность работы как на жидком (дизельное топливо, керосин), так и на газообразном топливе различного происхождения, в том числе низкокалорийном (с содержанием метана меньше 30%). Установки большой мощности можно использовать вместе с паровыми турбинами. В этом случае их электрический КПД достигает 59%. Газотурбинные установки можно использовать во многих отраслях народного хозяйства, но основные сегменты

потребления — это все же нефте- и газодобывающая сферы, металлургическая промышленность, а также энергетика.

2. Микротурбинные установки работают по тому же принципу, что и ГТУ, но имеют меньшие размеры и, соответственно, мощность. Также

отличительной чертой когенерационных установок на базе микротурбин является компактность конструкции, что дает несомненное преимущество при реализации проектов в ограниченном пространстве, например, в зданиях. Как можно видеть из рис. 4, вся когенерационная система компактно располагается внутри шумозащитного кожуха, наружу выведены только система выхлопа и тепловая магистраль. Электрический КПД, как правило, не превышает 35%, а тепловой равен примерно 50%. Максимальная мощность единичного блока составляет около 250 кВт.

3. Газопоршневые установки (ГПУ) не нуждаются в особом представлении. Это агрегаты, работающие от двигателей внутреннего сгорания, топливом для которых служит газ. Фактически это аналог дизель-генераторных электростанций, которые, кстати, также можно переделать под данный вид топлива.

Электрический КПД газопоршневых установок достигает 40%, что несколько выше, чем у ГТУ, а вот тепловой КПД ниже — 50%. Меньшим является также потолок мощности, который составляет около 9 МВт.

В данном проекте для частной застройки были подобраны когенерационные установки AKSA ABG8. Характеристики данной установки приведены в таблице.

3 Порядок приемки газопровода в эксплуатацию

3.1 Подготовительные работы к прокладке газопровода

При строительстве газовых сетей в городских условиях в состав подготовительных работ входит получение разрешения на рытье траншей и котлованов. 18

Трассовые подготовительные работы включают:

- разбивку и закрепление пикетажа, геодезическую разбивку горизонтальных и вертикальных углов поворота, разметку строительной полосы;

- расчистку строительной полосы от леса и кустарника, корчевку пней; снятие и складирование в специально отведенных местах плодородного слоя земли;

- планировку строительной полосы, уборку валунов, устройство полок на косогорах;

- 2 устройство защитных ограждений, обеспечивающих безопасность производства работ, монтаж средств наружного освещения;

- проведение противоэрозионных мероприятий. 2

Планировку монтажной полосы для прохода строительной техники рекомендуется осуществлять, как правило, за счет устройства грунтовых насыпей из привозного грунта. Планировка микрорельефа со срезкой неровностей допускается только на полосе будущей траншеи. 2

Разбивка трассы газопровода (перенесение в натуру трассы проектируемого 18 газопровод) производится от постоянных ориентиров, 18 которые указаны в плане трассы. В местах, 18 где находится новая застройка привязки газопровода наносятся от красных линий, а в 18 незастроенных местах перенос трассы 18 осуществляют от городской полигонометрии. 18

Требования по разбивке трассы:

- нивелирование постоянных реперов осуществляется с точностью не ниже 4 разряда;

- 18 обязательна установка вдоль трассы временных реперов, которые связаны с постоянными рельефами, углы поворотов и разбивочные оси трассы привязывают к постоянным объектам на местности;

- установка специальных знаков на поверхности в местах пересечения газопроводом существующих подземных.

Ось газопровода закрепляется металлическими штырями, которые

забиваются во всех углах горизонтальных изломов оси 18 газопровода и на прямых участках в пределах видимости штырей. При асфальтовом покрытии вместо штырей 18 применяют металлические кнопки.

Также на трассу доставляют изолированные трубы или секции. Они раскладываются на расстоянии 1,5 м вдоль трассы и свариваются в секцию равную длине участка. На концы труб надеваются заглушки. [8]

3.2 Земляные работы

Рытьё траншей и котлованов.

На глубину заложения газопроводов влияют влажность транспортируемого газа и наличие динамических нагрузок над прокладываемым газопроводом.

Грунт при рытье траншеи следует размещать на расстоянии не более 0,5 м от одного из краев. Размеры приямка в траншее необходимо принимать следующие: длина - 1м, ширина – диаметр плюс 1,2м, глубина - 0,7м.

Засыпку траншей после укладки газопровода нужно производить в две стадии. Сперва, сразу после испытания на прочность, газопровод следует присыпать на 0,2 м, разравнить грунт и уплотнить. Далее засыпать остальную часть.

Во время засыпки траншей нельзя забывать о мероприятиях по защите трубы от повреждений грунтом.

3.3 Укладка газопроводов

Непосредственно перед спуском газопровода в траншею, ее следует тщательно осмотреть. Дно траншеи следует очистить, проектные отметки проверить. Для проверки соответствия проекта с натурой составляется акт поверки при участии представителей технадзора и заказчика.

Также следует проверить и очистить от посторонних предметов, грязи, льда трубы и плети труб. Затем для защиты от последующих возможных загрязнении на концы труб надеваются заглушки.

Секции размером до 40 м необходимо укладывать в траншею с использованием двух трубоукладчиков, на отдельные трубы до 12 м допускается один трубоукладчик. Если использование крупного оборудования невозможно по каким-либо обстоятельствам, то допускается укладка небольших участков труб путем установки над выемкой и укладываемой секцией монтажных треног.

Для предотвращения аварий газопровод и оборудование следует опускать без рывков и касаний о стены и дно траншеи.

После укладки труб в траншею, следует убедиться, что газопровод опирается по всей длине. Также проверяется состояние изоляции, действительно получившиеся расстояния до действующих коммуникаций и соответствие укладки проектным данным.

3.4 Монтаж сооружений на газовых сетях

Собранный и испытанный в заводских условиях узел, состоящий из задвижки, компенсатора, патрубков, футляров 19 устанавливают в газовом колодце, а затем приваривают его к уложенному газопроводу.

Поверхности колодцев обрабатываются: наружные покрывают битумной краской, внутренние затирают цементным раствором. Горловина для люков устанавливается на щите перекрытий колодцев.

Колодцы засыпают со всех сторон с одинаковым уплотнением.

В местах установки защитных коверов, заделанных в бетонное основание, 19 траншеи засыпают песком или 19 лишним грунтом, поливают водой и послойно уплотняют.

Для ГРП оборудование монтируется из отдельных узлов, изготовленных и испытанных в заводских условиях. Для данных обязательно наличие акта заводского испытания.

Заделка сварных швов, фланцевых и резьбовых соединений в стены или фундаменты не допускается. При проходе газопровода через стену или фундамент расстояние от сварного шва до футляра должно быть не менее 100мм. [19 Ошибка! Источник ссылки не найден.]

3. Расчетная часть проектирования

3.1 Определение тепловых нагрузок

При вычислении оптимальной нагрузки когенерационной установки были учтены значения среднемесячных температур г.Владивостока. В связи с этим, по методическому расчету для нахождения максимального теплового потока, Вт на отопление жилого дома определяется по формуле (2):

(2)

где k1 – коэффициент, учитывающий дополнительный тепловой поток на потери через перекрытие над техподпольем; при отсутствии данных следует принимать равным 0,25;

q0 – укрупненный показатель максимального теплового потока на отопление жилых зданий на 1 м2 общей площади, принимаемый по таблице 5;

А – общая площадь жилых зданий, м2.

Таблица 5 – Удельные показатели максимальной тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию жилых домов, Вт/м2

Этажность

жилых зданий

Расчетная температура наружного воздуха для проектирования

отопления, tНв °С

-5 –10 –15 –20 –25 –30 –35 –40 –45 –50 –55

Для зданий строительства после 2015 г.

1–3 этажные

одноквартирные

отдельностоящи

е

60 61 62 64 67 72 77 81 84 85 86

2–3 этажные

одноквартирные

47 48 49 51 55 59 64 67 71 73 74

блокированные

4–6 этажные 37 38 40 42 45 49 55 59 64 66 69

7–10 этажные 34 35 36 37 40 42 48 52 56 59 62

11–14 этажные 31 32 33 35 37 41 45 49 52 55 57

Более 15 этажей 30 31 32 33 36 40 43 47 50 52 55

Расчет представлен помесячно и результаты представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчетные расходы энергии

Средняя месячная температура воздуха, °С

I II III IV V VI VII VIII IX X XI XII

-13,1 -9,8 -2,4 4,8 9,9 13,8 18,5 21,0 16,8 9,7 -0,3 -9,2

q0 61,62 60,96 59,48 58,04 - - - - - - 59,1 60,84

Q0max 15177 15014,4 14650 14295,3 - - - - - - 14546 14985

Значения q0 найдены интерполяцией.

Учитывая, что нагрузка отопления взята с учетом среднемесячных температур и укрупненных показателей, следует, что максимально возможная тепловая нагрузка выше, что необходимо знать при подборе когенерационной установки. Поэтому, произведен расчет максимальных значений необходимой теплоты по формуле (3).

(3)

где tвн – температура внутреннего воздуха помещения, С;

tн.ср – температура наружного воздуха средняя по месяцу, С;

tн – температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью

0,92, С;

Для двухэтажного коттеджа количество приборов следующее:

с подводкой только холодного водоснабжения – 6;

с подводкой горячей воды – 4.

Норма расхода воды для обеспечения коттеджа представлена в таблице

7. Значения в таблице взяты из приложения А таблицы А.1

Таблица 7 - Нормы расхода воды потребителями

Расход воды прибором

холодной или горячей

литров в секунду [л/с]= 0,2 qc

0, qh

0

литров в час [л/ч]= 200

qc

0,hr,

qh

0,hr

Расход воды прибором

общий (холодной и

литров в секунду [л/с]= 0,3 qtot

0

литров в час [л/ч]= 300 qtot

0,hr

горячей)

Норма

расходы

воды, л

в час

наибольшего

водопотребления

горячей = 10 qh

hr,u

общая (в.т.ч горячей)= 15,6 qtot

hr,u

в сутки

наибольшего

водопотребления

горячей = 120 qh

u

общая (в.т.ч горячей)= 300 qtot

u

в средние сутки

горячей = 105 qh

u,m

общая (в.т.ч горячей)= 250 qtot

u,m

Средний часовой расход берется исходя из того, что будет применен

расширительный бак для горячей воды. Расчет среднего часового расхода

воды м3/ч находится по формуле (4):

(4)

где U – количество потребителей;

- норма расхода воды в сутки наибольшего водопотребления, л;

T – расчетное время потребление воды, ч.

;

По имеющимся значениям находим среднюю часовую тепловую

нагрузку на ГВС Гкал/ч по формуле (5).

(5)

где 1,3 – коэффициент, который учитывает тепловые потери

полотенцесушителями с неизолированними стояками.

Получаем

В результате нагрузка составляет 0,0013 Гкал/ч, что по формуле (6)

перевода в кВт/ч будет равняться:

(6)

Следовательно, =1,512 кВт/ч.

Произведя расчет, получены следующие результаты, которые сведены в

таблицу 8.

Таблица 8 – Значения максимальной отопительной нагрузки

Максимальная нагрузка отопления в холодный период и нагрузка ГВС в летний период

месяцы I II III IV V VI VII VIII IX X XI XII

Qт.п.м,

кВт 17804,0 17672,0 17376,0 17088,0 1088,6 1088,6 1088,6 1088,6 1088,6 8446,0 17292,0 17648,0

Qт.п.с,

кВт 593,47 589,07 579,20 569,60 36,29 36,29 36,29 36,29 36,29 563,07 576,40 588,27

Qт.п.ч,

кВт 24,73 24,54 24,13 23,73 1,51 1,51 1,51 1,51 1,51 23,46 24,02 24,51

где Qт.п.м – отопительная нагрузка за месяц, кВт;

Qт.п.с – отопительная нагрузка за сутки, кВт;

Qт.п.ч – отопительная нагрузка в час, кВт.

По вычисленным данным, построены график потребления тепловой

энергии по значениям таблицы 7.

Рисунок 10 – График максимальных среднемесячных и среднесуточных

показателей отопления

По значениям таблицы 8 построен график потребления энергии в

зимний и летний период. График отражает часовую выработку энергии,

необходимую для потребителя. По данным расчетам необходимо подобрать

установку требуемой мощности для обеспечения покрытия необходимой

требуемой энергии.

Рисунок 11 – График потребления энергии в зимний и летний период

3.2 Определение электрической мощности когенерационной

установки для абонента

В расчете числа и единичной мощности установок следует учитывать

следующее:

единичная электрическая мощность агрегата должна в 2,0 – 2,5 раза

превышать минимальную потребность 20 абонента, общая мощность

агрегатов должна превышать максимальную потребность 20 абонента на

5% – 10%;

агрегаты по возможности должны быть одинаковой мощности.

Перечисленные моменты в большей мере относятся к автономному 20

режиму, но их желательно учитывать и при работе параллельно с сетью [15]. 20

No

No

Потребите

ли Количество квартир

п.п

.

электроэне

ргии

01.

мар 6 9 12 15 18 24 40 60 100 200 400 600 100

1

Квартиры с

плитами*:

- на

природном

газе 4,5 2,8 2,3 2 1,8 1,65 1,4 1,2 1,1 0,85 0,77 0,71 0,69 0,6

- на 11

сжиженно

м газе (в

том числе

при

групповых

установках

) и на

твердом

топливе 11 6 3,4 2,9 2,5 2,2 2 1,8 1,4 1,3 1,08 1 0,92 0,84 0,7

-

электричес

кими

мощность

ю до 8,5

кВт 10 5,9 4,9 4,3 3,9 3,7 3,1 2,6 2,1 1,5 1,36 1,27 1,23 1,1

2.

Квартиры

повышенн

ой

комфортно

сти с

электричес

кими

плитами

мощность

ю до 10,5

кВт ** 14 8,1 6,7 5,9 5,3 4,9 4,2 3,3 2,8 1,95 1,83 1,72 1,67 1,6

3

Домики на

участках

садоводчес

ких

товарищест

в 4 2,3 1,7 1,4 1,2 1,1 0,9

0,7

6 0,7 0,61 0,58 0,54 0,51 0,4

Таблица 9 - Удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников

квартир жилых зданий, кВт/квартира

* в 11 зданиях по типовым проектам

** рекомендуемые значения 11

По руководящему документу РД 34.20.185-94 табл. 2.1.1 указана

электрическая нагрузка электроприемников коттеджей в таблице 9, которая

представлена ниже [16].

Примечания:

1) Удельные расчетные нагрузки для промежуточного числа квартир

определяется интерполяцией;

2) Удельные расчетные нагрузки квартир включают в себя нагрузку

освещения общедомовых помещений (лестничных клеток, подполий, технических этажей, чердаков и т.д.);

3) Удельные расчетные нагрузки приведены для квартир средней общей площадью 70 м2 (квартиры от 35 м2 до 90 м2) в зданиях по типовым проектам и 150 м2 (квартиры от 100 м2 до 300 м2) в зданиях по индивидуальным проектам с квартирами повышенной комфортности;

4) Допускается определять расчетную электрическую нагрузку квартир повышенной комфортности по проекту внутреннего электрооборудования квартиры (здания) в зависимости от набора устанавливаемых приборов и режима их работы, характеризующегося средней вероятностью включения (коэффициентом спроса) и несовпадения хозяйственных работ в квартире;

3.3 11 Определение расчетных расходов газа

Для отдельных жилых домов и общественных зданий расчетный часовой расход газа, следует определять по сумме номинальных расходов газа газовыми приборами с учетом коэффициента одновременности их действия по формуле 123:

Где 2 Ksim – коэффициент одновременности, принимаемый для жилых домов по таблице 123;

Qnom - номинальный расход газа прибором или группой приборов, м3/ч, принимаемый по паспортным данным или техническим характеристикам приборов;

ni - число однотипных приборов или групп приборов;

m - число типов приборов или групп приборов. 2

Число 2 Коэффициент одновременности в зависимости от установки в жилых 3 квартир домах газового оборудования

Плита 4-конфорочная

Плита 2-конфорочная

Плита 4-конфорочная и газовый проточный водонагреватель

Плита 2-конфорочная и газовый проточный водонагреватель 2

1 1 1 0,700 0,750

2 0,650 0,840 0,560 0,640

3 0,450 0,730 0,480 0,520

4 0,350 0,590 0,430 0,390

5 0,290 0,480 0,400 0,375

6 0,280 0,410 0,392 0,360

7 0,280 0,360 0,370 0,345

8 0,265 0,320 0,360 0,335

9 0,258 0,289 0,345 0,320

10 0,254 0,263 0,340 0,315

15 0,240 0,242 0,300 0,275

20 0,235 0,230 0,280 0,260

30 0,231 0,218 0,250 0,235

40 0,227 0,213 0,230 0,205

50 0,223 0,210 0,215 0,193

60 0,220 0,207 0,203 0,186

70 0,217 0,205 0,195 0,180

80 0,214 0,204 0,192 0,175

90 0,212 0,203 0,187 0,171

100 0,210 0,202 0,185 0,163

400 0,180 0,170 0,150 0,135

В квартирах ЖСК «Остров» предусмотрены газовые плиты Gorenje мощностью 11,8 кВт. Средняя нагрузка на горячее водоснабжение и отопление по результатам расчетов получилась равной 21,12 кВт. По этим данным был произведен расчет нагрузок с учетом коэффициентов одновременности, приведенный в таблице 123.

Nодома Ко(г.п.) Vном(г.п.) Ко(г.г.) Vном(г.г.)

Нагрузка на дом,

м3/ч

1 1 1,172 0,85 2,10 2,954

2 0,650 1,172 0,85 2,10 2,544

3 0,450 1,172 0,85 2,10 2,310

4 0,350 1,172 0,85 2,10 2,193

5 0,290 1,172 0,85 2,10 2,122

6 0,280 1,172 0,85 2,10 2,111

7 0,280 1,172 0,85 2,10 2,111

8 0,265 1,172 0,85 2,10 2,093

9 0,258 1,172 0,85 2,10 2,085

10 0,254 1,172 0,85 2,10 2,080

11 0,254 1,172 0,85 2,10 2,080

12 0,254 1,172 0,85 2,10 2,080

13 0,254 1,172 0,85 2,10 2,080

14 0,254 1,172 0,85 2,10 2,080

15 0,24 1,172 0,85 2,10 2,064

16 0,24 1,172 0,85 2,10 2,064

17 0,24 1,172 0,85 2,10 2,064

18 0,24 1,172 0,85 2,10 2,064

19 0,24 1,172 0,85 2,10 2,064

20 0,235 1,172 0,85 2,10 2,058

21 0,235 1,172 0,85 2,10 2,058

22 0,235 1,172 0,85 2,10 2,058

23 0,235 1,172 0,85 2,10 2,058

24 0,235 1,172 0,85 2,10 2,058

25 0,235 1,172 0,85 2,10 2,058

26 0,235 1,172 0,85 2,10 2,058

27 0,235 1,172 0,85 2,10 2,058

28 0,235 1,172 0,85 2,10 2,058

29 0,235 1,172 0,85 2,10 2,058

30 0,231 1,172 0,85 2,10 2,053

31 0,231 1,172 0,85 2,10 2,053

32 0,231 1,172 0,85 2,10 2,053

33 0,231 1,172 0,85 2,10 2,053

34 0,231 1,172 0,85 2,10 2,053

35 0,231 1,172 0,85 2,10 2,053

36 0,231 1,172 0,85 2,10 2,053

37 0,231 1,172 0,85 2,10 2,053

38 0,231 1,172 0,85 2,10 2,053

39 0,231 1,172 0,85 2,10 2,053

40 0,227 1,172 0,85 2,10 2,049

41 0,227 1,172 0,85 2,10 2,049

42 0,227 1,172 0,85 2,10 2,049

43 0,227 1,172 0,85 2,10 2,049

44 0,227 1,172 0,85 2,10 2,049

45 0,227 1,172 0,85 2,10 2,049

46 0,227 1,172 0,85 2,10 2,049

47 0,227 1,172 0,85 2,10 2,049

48 0,227 1,172 0,85 2,10 2,049

49 0,227 1,172 0,85 2,10 2,049

50 0,223 1,172 0,85 2,10 2,044

51 0,223 1,172 0,85 2,10 2,044

52 0,223 1,172 0,85 2,10 2,044

53 0,223 1,172 0,85 2,10 2,044

54 0,223 1,172 0,85 2,10 2,044

55 0,223 1,172 0,85 2,10 2,044

56 0,223 1,172 0,85 2,10 2,044

57 0,223 1,172 0,85 2,10 2,044

58 0,223 1,172 0,85 2,10 2,044

59 0,223 1,172 0,85 2,10 2,044

60 0,22 1,172 0,85 2,10 2,040

61 0,22 1,172 0,85 2,10 2,040

62 0,22 1,172 0,85 2,10 2,040

63 0,22 1,172 0,85 2,10 2,040

64 0,22 1,172 0,85 2,10 2,040

65 0,22 1,172 0,85 2,10 2,040

66 0,22 1,172 0,85 2,10 2,040

67 0,22 1,172 0,85 2,10 2,040

68 0,22 1,172 0,85 2,10 2,040

69 0,22 1,172 0,85 2,10 2,040

70 0,217 1,172 0,85 2,10 2,037

71 0,217 1,172 0,85 2,10 2,037

72 0,217 1,172 0,85 2,10 2,037

73 0,217 1,172 0,85 2,10 2,037

74 0,217 1,172 0,85 2,10 2,037

75 0,217 1,172 0,85 2,10 2,037

76 0,217 1,172 0,85 2,10 2,037

77 0,217 1,172 0,85 2,10 2,037

78 0,217 1,172 0,85 2,10 2,037

79 0,217 1,172 0,85 2,10 2,037

80 0,214 1,172 0,85 2,10 2,033

81 0,214 1,172 0,85 2,10 2,033

82 0,214 1,172 0,85 2,10 2,033

83 0,214 1,172 0,85 2,10 2,033

84 0,214 1,172 0,85 2,10 2,033

85 0,214 1,172 0,85 2,10 2,033

86 0,214 1,172 0,85 2,10 2,033

87 0,214 1,172 0,85 2,10 2,033

88 0,214 1,172 0,85 2,10 2,033

89 0,214 1,172 0,85 2,10 2,033

90 0,212 1,172 0,85 2,10 2,031

91 0,212 1,172 0,85 2,10 2,031

92 0,212 1,172 0,85 2,10 2,031

93 0,212 1,172 0,85 2,10 2,031

94 0,212 1,172 0,85 2,10 2,031

95 0,212 1,172 0,85 2,10 2,031

96 0,212 1,172 0,85 2,10 2,031

97 0,212 1,172 0,85 2,10 2,031

98 0,212 1,172 0,85 2,10 2,031

99 0,212 1,172 0,85 2,10 2,031

100 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

101 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

102 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

103 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

104 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

105 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

106 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

107 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

108 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

109 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

110 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

111 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

112 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

113 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

114 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

115 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

116 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

117 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

118 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

119 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

120 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

121 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

122 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

123 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

124 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

125 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

126 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

127 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

128 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

129 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

130 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

131 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

132 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

133 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

134 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

135 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

136 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

137 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

138 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

139 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

140 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

141 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

142 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

143 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

144 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

145 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

146 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

147 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

148 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

149 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

150 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

151 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

152 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

153 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

154 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

155 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

156 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

157 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

158 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

159 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

160 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

161 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

162 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

163 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

164 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

165 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

166 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

167 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

168 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

169 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

170 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

171 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

172 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

173 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

174 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

175 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

176 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

177 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

178 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

179 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

180 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

181 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

182 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

183 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

184 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

185 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

186 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

187 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

188 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

189 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

190 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

191 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

192 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

193 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

194 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

195 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

196 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

197 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

198 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

199 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

200 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

201 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

202 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

203 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

204 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

205 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

206 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

207 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

208 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

209 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

210 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

211 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

212 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

213 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

214 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

215 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

216 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

217 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

218 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

219 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

220 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

221 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

222 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

223 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

224 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

225 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

226 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

227 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

228 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

229 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

230 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

231 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

232 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

233 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

234 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

235 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

236 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

237 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

238 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

239 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

240 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

241 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

242 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

243 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

244 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

245 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

246 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

247 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

248 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

249 0,21 1,172 0,85 2,10 2,029

Общая нагрузка на поселок получилась равной 509 м3/ч.

4.4 Проектирование газовой сети

Газопроводы системы среднего давления выполняются из полиэтилена по ГОСТ Р 50838-2009.

Газопроводы внутридомовой газовой сети выполняются из труб ВГП по ГОСТ 3262-75.

Для наружной газовой сети принята подземная прокладка. При подземной прокладке газопровода или в обваловании материал и габариты обвалования рекомендуется принимать исходя из теплотехнического расчета, а также обеспечения устойчивости и сохранности газопровода и обвалования. При прокладке газопроводов всех категорий на расстоянии до 15 м от зданий всех назначений предусмотрена герметизация подземных вводов и выпусков

сетей инженерно-технического обеспечения. 5
Соединения труб предусмотрены неразъемные. В местах установки технических устройств соединения - разъемные или неразъемные в зависимости от конструкции технических устройств и удобства обслуживания.
Газопроводы в местах входа и выхода из земли, а также вводы газопроводов в здания рекомендуется 5 заключаются в футляр. Концы футляра в местах входа и выхода газопровода из земли 5 заделываются эластичным материалом, а зазор между газопроводом и футляром на вводах газопровода в здания 5 заделываются на всю длину футляра. 5
Вводы газопроводов в здания 5 предусмотрены непосредственно в помещение, в котором установлено газоиспользующее оборудование, или в смежное с ним помещение, соединенное открытым проемом. 5
Запорная арматура на газопроводах предусмотрена на границе сети газораспределения и газопотребления; перед отдельно стоящими зданиями, 5 одноквартирными или блокированными жилыми домами; 5 перед наружным газоиспользующим оборудованием; перед и на выходе из ПУРГ; на ответвлениях от газопроводов к группам жилых домов, к отдельно стоящим домам; при пересечении водных преград двумя нитками газопровода и более, а также одной ниткой при ширине водной преграды при меженном горизонте 75 м и более. 5
Прокладка газопроводов осуществляется на глубине не менее 0,8 м до верха газопровода, футляра или балластирующего устройства. В 5 тех местах, где не предусматривается движение транспорта и сельскохозяйственных машин, глубина прокладки стальных газопроводов должна быть не менее 0,6 м. 5
Расстояние по вертикали (в свету) между газопроводом (футляром) и подземными сетями инженерно-технического обеспечения и сооружениями в местах их пересечений 5 принимается согласно приложению В*.
В местах пересечения газопроводов с подземными коммуникационными коллекторами и каналами различного назначения, теплотрассами бесканальной прокладки, а также в местах прохода газопроводов через стенки газовых колодцев газопровод 5 прокладываются в футляре. При пересечении с тепловыми сетями 5 предусматривается прокладка газопроводов в футлярах, стойких к температурным воздействиям среды, транспортируемой по трубопроводам тепловых сетей, и в соответствии с СП 124.13330.
Концы футляра 5 выводятся на расстояние не менее 2 м в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений и коммуникаций. 3 Концы футляра заделываются гидроизоляционным материалом.
На одном конце футляра в верхней точке уклона 3 предусмотрен монтаж контрольной трубки, выходящей под защитное устройство.
Прокладываемые трубы и соединительные детали предусмотрены в проекте с коэффициентом запаса прочности не менее 2,7.
Места переходов с полипропиленовой трубы на стальную трубу выполняются в защитном футляре. Футляр покрывается теплоизоляцией толщиной 13 мм.
Все элементы трубопроводов с температурой наружной поверхности стенки выше 45°С, расположенные в доступных для обслуживающего персонала местах, покрываются тепловой изоляцией. Изоляция весьма усиленная.
Конструкция ПУРГ предусмотрена с функцией аварийного оповещения с предохранительным клапаном. В случае непредвиденной аварийной ситуации в пункте она активируется, а клапан прекращает подачу газа на вход ПУРГ.

Для обеспечения сохранности, создания нормальных условий эксплуатации системы газоснабжения и предотвращения аварий и несчастных случаев устанавливаются охранная зона вдоль трассы наружного газопровода и сооружений систем газоснабжения в виде участка земной поверхности, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 3 м со стороны медного обозначающего провода, и 2 м – с другой стороны.

На территории проектируемого предприятия наружные газопроводы обозначаются опознавательными знаками (привязками), нанесёнными на постоянные ориентиры.

В охранной зоне системы газоснабжения без письменного уведомления администрации, запрещается:

а) производить строительство, капитальный ремонт, реконструкцию или снос любых зданий и сооружений;

б) складировать материалы, высаживать деревья всех видов;

в) осуществлять всякого рода горные, дноуглубительные, землечерпальные, взрывные, мелиоративные работы, устраивать причалы для стоянки судов, барж, бросать якоря, проходить с отданными якорями и тралами;

г) производить земляные и дорожные работы;

д) устраивать проезды под надземными газопроводами для машин и механизмов, имеющих общую высоту с грузом или без груза от поверхности дороги более 4,5 м.

В охранной зоне системы газоснабжения запрещается:

а) набрасывать, приставлять и привязывать к опорам и газопроводам, ограждениям и зданиям систем газоснабжения посторонние предметы, загромождать к ним проходы и влезать на них;

б) открывать помещения газорегуляторных пунктов, дверцы станций электрохимической защиты и редукционных головок групповых резервуарных установок, люки колодцев подземных газовых сооружений, открывать или закрывать отключающие устройства на газопроводах, отключать или включать электроснабжение средств связи, освещения, систем телемеханики;

в) складировать химические удобрения, грунт, строительные отходы, выливать растворы кислот, солей и щелочей;

г) перемещать и производить засыпку, нарушать сохранность опознавательных и предупредительных знаков;

д) разводить огонь или размещать какие-либо открытые или закрытые источники огня;

е) посторонним лицам находиться на территории и в помещениях систем газоснабжения.

Мероприятия по локализации и ликвидации аварийных ситуаций предусматривается в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности для объектов, использующих природный газ". План локализации аварийных ситуаций (ПЛАС) разрабатывается отдельно, по мере ввода объекта в эксплуатацию. ПЛАС подлежит предварительному согласованию с ОАО «Приморский газ».

4.5 Гидравлический расчет

Гидравлический расчет газопровода производится с целью подбора диаметров труб на участках и определения минимальных потерь давления на них. Параметрами выбора пропускной способности газопроводов являются: сочетание экономичности прокладки труб с максимально допустимыми потерями газа, устойчивость работы ПРГ. Расчетный внутренний диаметр трубы следует определять исходя из условий обеспечения стабильной подачи газа для всех потребителей в часы максимального потребления. Расчетные

потери давления в газопроводах высокого и среднего давления принимаются в пределах категории давления, принятой для газопровода. 2 Исходная информация для расчета – совокупность физических свойств газа, выбранного для транспортировки, схема сети потребления газа с описанием ее участков. Вычисляемые параметры –потоки газа по участкам системы газопроводов и давление газа в узлах распределительной системы газоснабжения.

Нормативные документы для производства гидравлического расчета газопровода:

- СП 62.13330.2011* «Газораспределительные системы»;
- СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб»;
- 3 СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб»;
- СП 42-103-2003 «Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов». 5

Принятые параметры расчетов, допущения и упрощения:

- плотность газа при нормальных условиях – 0,73 кг/м3;
- 2 кинематическая вязкость газа – 0,000014 м2/с;
- 2 способ прокладки на всём протяжении – подземный;
- поток газа считается изотермическим;
- учет влияния местных сопротивлений выполнен увеличением фактической длины расчетного участка на 10%;
- изменение физических свойств природного газа в пределах расчетного участка не учитывается.

В данной работе рассчитываются сети высокого и среднего давления.

Для данных сетей падение давления на участках рассчитывается по следующей формуле 2.7:

где Рн – абсолютное давление в начале газопровода, МПа;

Рк – абсолютное давление в конце газопровода, МПа;

Р0 – 0,101325 МПа;

λ – коэффициент гидравлического трения;

l – расчетная длина газопровода постоянного диаметра, м;

d – внутренний диаметр газопровода, см;

ρ0 – плотность газа при нормальных условиях, кг/м3;

– расход газа, м3/ 13 час, при нормальных условиях. 2

Коэффициент гидравлического трения определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса 3 по формуле 2.8:

где v – коэффициент кинематической вязкости газа, м2/с, при нормальных условиях;

d – 3 внутренний диаметр газопровода, см;

– 13 расход газа, м3/час, при нормальных условиях, и 3 гидравлической гладкости внутренней стенки газопровода, определяемой по условию 2.9:

где Re – число Рейнольдса;

n – эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, принимаемая равной для 2 полиэтиленовых независимо от времени эксплуатации – 0,0007 см;

d – 3 внутренний диаметр газопровода, 3 см.

В зависимости от значения Re коэффициент гидравлического трения λ определяется:

- для ламинарного режима движения газа Re ≤ 2000 3 по формуле 2.10: 3
- 3 для критического режима движения газа Re = 2000-4000 3 по формуле 2.11:

- для гидравлически-гладкой стенки:

- при 4000<Re<100 000 по формуле по формуле 2.12:

- при Re>100 000 по формуле 2.13:

- для шероховатых стенок при Re>4000 по формуле 2.14:

где n – эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, принимаемая равной для новых стальных – 0,01 см, для бывших в эксплуатации стальных 0,1 см, для полиэтиленовых независимо от времени эксплуатации – 0,0007 см;

d – внутренний диаметр газопровода.

Внешний диаметр полиэтиленового трубопровода и толщина стенки подбирается вручную по ГОСТ Р 50838-95. Диаметр подбирается таким образом, чтобы падение давления на участках не превышало максимального возможного значения.

No Труба Материал Длина, м

1 90х8,2

ПЭ9SDR11

ГОСТ 50837-2009

969,0

2 63х5,8

ПЭ63SDR11

ГОСТ 50837-2009

215,1

3 40х3,7

ПЭ40SDR11

ГОСТ 50837-2009

793,2

4 32х3,0

ПЭ32SDR11

ГОСТ 50837-2009

1730,4

5 25х2,3

ПЭ25SDR11

ГОСТ 50837-2009

921,3

6 20х2,3

ПЭ20SDR11

ГОСТ 50837-2009

180,9

7 16х2,3

ПЭ16SDR11

ГОСТ 50837-2009

2870,8

Гидравлический расчет представлен в Приложении АБВ.

Гидравлический расчет внутридомовой сети

Гидравлический расчет внутридомового газопровода начинается с самого удаленного от ввода потребителя газа, а затем рассчитывается ближайший к вводу потребитель. Невязка потерь давления по потребителям не должна превышать 10%. Расчетный перепад давления от врезки внутридомового газопровода (ввода) в наружную сеть до наиболее удаленного прибора составляет 600 Па с учетом потерь давления в газовом приборе. Для плиты эти потери составляют 40...60 Па, когенерационной установки – 80...100 Па.

Последовательность расчета:

Расчетные расходы газа для потребителей определяем по

номинальному потреблению газа данными приборами. Для газовой плиты, используемой в проекте номинальный расход газа примерно равен 1,17 м3/ч. Номинальный расход на когенерационную установку складывается из нагрузок на отопление и среднему показателю расхода на горячее водоснабжение – 2,1 м3/ч.

Определяем расчетные расходы газа Vр, м3/ч, для всех участков по формуле:

где К0 - коэффициент одновременности работы газовых приборов;

Vном - номинальный расход газа прибором или группой приборов, м3/ч;

ni - число однотипных приборов;

m - число типов приборов или групп приборов.

Задаемся диаметрами участков сети (для первого участка – по диаметру присоединительного штуцера прибора). Используются трубы стальные водогазопроводные по ГОСТ 3262-75*.

Определяем суммарные значения коэффициентов местных сопротивлений для каждого участка ξ по таблице.

По таблице и номограмме находим удельные потери на трение R, Па/м, и эквивалентные длины Lэ, м, для единичного местного сопротивления.

Вводим поправку на плотность в значения удельных потерь давления.

Определяем расчетные длины участков Lр, м,

где LД – фактическая длина участка, измеряемая по плану жилого дома и аксонометрической схеме внутридомовых газопроводов, м;

LЭКВ – эквивалентная длина участка, м;

Рассчитываем потери давления на участках δР, Па.

Определяем дополнительное избыточное давление РД, Па, на вертикальных и наклонных участках по формуле:

ρг - плотность газа, кг/м3;

h – разность абсолютных отметок начала и конца рассчитываемого участка, м.

Определяем потери давления на участках с учетом дополнительного сопротивления.

Находим суммарные потери давления в газопроводах с учетом потерь в трубах и арматуре прибора.

Полученные суммарные потери давления сравниваем с расчетным перепадом давления. Если невязка превышает допустимую (10%), изменяем диаметры некоторых участков и производим перерасчет, добиваясь требуемой невязки.

Результаты расчеты сведены в таблицу.

N уч-

ка

V

м3/ч

K Vp

L,

м

d,

м

ξ Lэ' Lэ Rуд δР Рд Руч Сумма

КУ-1 1,17

0,8

5

0,99 2,5 15 1,6 2,9 4,64 2,5

11

,6

0,4 12 12,0

Плита-

1

2,10

1,0

0

2,10

17,

6

20 1,9 18,08

34,3

5

2,1

72

,1

4

0

72,1

4

84,1

1-

ПУРГ

3,27 3,09 1,1 20 1,1 1,58

1,73

8

4,25

7,

39

0,1 7,49 91,6

Общие потери по трассе составили 91,6 Па. Диаметры трубопровода не превысили 20 мм.

5. Автоматизация внутридомовой газовой сети

Для контроля загазованности помещения в проекте предусмотрена установка сигнализаторов типа СЗ-1.

Сигнализаторы СЗ-1 предназначены для:

а) непрерывного контроля содержания метана (природного газа) в воздухе коммунально-бытовых, жилых помещений; котельных различной мощности, работающих на природном газе и других зданиях;

б) выдачи световой и звуковой сигнализации в случае возникновения в контролируемом помещении концентраций газа, соответствующих сигнальным уровням;

в) выдачи сигналов для управления клапаном запорным газовым с электромагнитным управлением типов КЗГЭМ-У, КЗЭУГ с целью перекрытия трубопровода подачи газа при аварийной ситуации или (и) при подаче на сигнализатор внешнего управляющего сигнала;

г) выдачи сигналов аварии на внешние устройства;

д) запоминания состояния аварии.

Сигнализаторы 10 СЗ-1 могут также использоваться:

а) для управления исполнительными устройствами, способными воспринимать сигналы, вырабатываемые сигнализаторами;

б) в качестве светового и звукового индикатора сигналов внешних датчиков пороговых состояний параметров, сигнала о нарушении соединений с клапаном, 10 подключённым к сигнализатору.

г) в тандеме с клапаном газовым с тех характеристиками отличными от КЗГЭМ-У, КЗЭУГ. 10

Основные технические данные сигнализаторов СЗ-1:

Наименование параметра

Значение

СЗ-1-1Г СЗ-1-2Г

1 Напряжение питания

переменного тока частотой (50 ± 1)Гц, В

220 +22/-33

2 Потребляемая мощность, ВА, не

более

6

3 Концентрация природного газа,

вызывающая срабатывание

сигнализатора, % НКПР:

а) "Порог"

б) "Порог 1"

в) "Порог 2"

10

-

-

4 Предел допускаемой основной

абсолютной погрешности, % НКПР

±5

-

10

20

5 Время установления рабочего

режима, мин

5

6 Время срабатывания

сигнализатора, с, не более

1 5

7 Амплитуда импульсов 37±5

управления клапаном, В

8 Время автоматической работы

сигнализатора без технического

обслуживания с применением внешних

средств и без вмешательства оператора,

ч, не менее

8760

9 Длина кабеля для подключения

внешнего устройства, м, не более

50

10 Длина кабеля для подключения

клапана, м, не более

20

11 Габаритные размеры, мм, не

более

1 25 x 80 x 35

12 Масса, кг, не более 0, 5

Сигнализатор на природный газ СЗ-1 устанавливается в верхней части помещения над местами возможной утечки природного газа (над горелкой, ГРУ и т.д.). 10

Сигнализатор загазованности на угарный газ СЗ-2

Предназначен для непрерывного автоматического контроля содержания оксида углерода (СО) в воздухе котельных, других коммунально-бытовых и

производственных помещений.

Сигнализатор оповещает световым и звуковым сигналами о появлении опасных концентраций газа в воздухе.

Сигнализатор может применяться как в составе систем автоматического контроля загазованности САКЗ-МК, так и самостоятельно.

Сигнализатор СЗ-2-2АГ способен управлять импульсным электромагнитным клапаном газоснабжения типа КЗЭУГ.

Тип сигнализатора: стационарный, непрерывного действия, одноканальный, с диффузионной подачей контролируемой среды, с двумя фиксированными порогами аварийной сигнализации.

Концентрация СО, вызывающая срабатывание сигнализатора, «Порог 1» - 20 мг/м3 «Порог 2» - 100 мг/м3

Время срабатывания сигнализации, с: не более 60 сек.

Напряжение питания: 50 Гц, 220 В

Потребляемая мощность: не более 1ВА

Для перекрытия подачи газа от сигнала датчика предусмотрена установка клапана запорного газового с электромагнитным приводом унифицированный КЗГЭМ-У.

Основные технические данные:

Амплитуда импульса управляющего сигнала для закрытия клапана: от 20 до 42 В

Диапазон условного давления, Мпа: (кгс/см2):

для клапанов НД: до 0,005 (0,05)

для клапанов СД: до 0,3 (3)

Время срабатывания клапана: не более 1с.

Условный проход, габаритные размеры, масса, способ присоединения к трубопроводу, вид корпуса клапана и строительные размеры приведены в таблице.

Для учета потребления природного газа потребителем в доме предусмотрен монтаж расходомеров газа типа BK-G4.

Принцип работы счетчика основан на перемещении подвижных перегородок (диафрагм), расположенных в камерах, при поступлении газа в счетчик. Впуск и выпуск газа, объемный расход которого необходимо измерить, вызывает попеременное движение диафрагм, которые связаны с системой рычагов и редуктором. Редуктор приводит в действие счетный механизм, показания которого отградуированы в м3.

Отличительные особенности:

Компактность конструкции и современный дизайн

Наличие конструктивного исполнения как с правым, так и левым направлениями потока газа

Возможность дополнительного монтажа НЧ генератора IN-Z61 для дистанционной передачи сигнала

Блокировка отсчетного устройства от обратного хода

Высокая чувствительность и точность измерения

Низкие энергетические потери и малая потеря давления

Нечувствительность к загрязнениям

Низкий уровень шума

Высокая коррозийная стойкость применяемых материалов

Длительный срок службы и высокая надежность

Основные характеристики:

Диапазон рабочих расходов от 0,016 м3/ч до 6 м3/ч

Погрешность измерения:

±3 % в диапазоне расходов от Qмин. до 0,1 Qном.

±1,5% в диапазоне расходов от 0,1 Qном. до Qмакс. включительно

Рабочее давление газа до 50 кПа

Диапазон температур окружающей среды:

Рабочей среды минус 30 °С плюс 50 °С

Окружающей среды минус 40 °С плюс 50 °С

Межповерочный интервал - 10 лет.

Срок службы не менее 24 лет.

6. Технико-экономический расчет

6.1 Обоснование рентабельности выбора проекта с использованием когенерационных установок

Правильно выбранная когенерационная установка малой мощности является финансово эффективной, потому что в данный момент произведенная на месте электроэнергия дешевле, чем закупаемая от распределительных сетей. Не исключена и ситуация, когда при расширении рынка электроэнергии и увеличении числа поставщиков электроэнергии произведенная на месте электроэнергия становится дороже закупаемой.

Для определения экономической выгоды использования когенерационных установок малой мощности следует определить часы полного использования мощности. Электроэнергия вырабатывает круглосуточно целый год. Поэтому она рассчитывается как количество часов в году.

Тепловая мощность вырабатывается в течении отопительного и переходного периодов. Количество дней в году с выработкой тепловой мощности n=198.

Далее следует посчитать капиталовложения в выбранную систему когенерации. Установка AKSA ABG 8 имеет рыночную стоимость 182 590 рублей. Подключение установки следует принимать как 5% от стоимости установки. Также следует принять во внимание стоимость вспомогательных устройств и системы регулирования, принимаемая как 7% от стоимости установки.

Итого капиталовложения высчитываются по формуле:

Для обоснования финансовой составляющей проекта рассчитаем годовую выплату по кредиту на систему когенерации.

Для покрытия кредита К=204 500,8 рублей за n=10 лет с процентной

ставкой е =14% годовой возврат будет равен Екред=41 655,92 руб./год.

Рассчитаем годовые расходы на топливо. Расход топлива установкой в час при 100%-ой нагрузке равен l=3,3 м3/ч. Коэффициент полезного действия производства электроэнергии 19%. Коэффициент полезного действия производства электроэнергии 75%. Цена топлива в районе строительства s=6717 рублей на 1000 м3.

Сумма эксплуатационных расходов в год считаются по формуле:

где рэл. – установленная мощность когенерационной установки по электроэнергии (1 кВт);

еэкспл – эксплуатационные расходы (2100 руб/МВтэл×ч).

Себестоимость электроэнергии высчитывается по формуле:

Где – произведенная в год электроэнергия

рэл. – установленная электрическая мощность установки;

Тэ.э. – тариф продажи/ замещения электроэнергии в данном регионе (3540 руб./МВт*ч).

Себестоимость тепловой энергии высчитывается по формуле:

Где – произведенная в год тепловая энергия

Рт.э. – установленная тепловая мощность установки;

Тт.э. – тариф продажи/ замещения тепловой энергии в данном регионе (2500 руб./МВт*ч).

Доходы от продажи/замещения электроэнергии:

Доходы от продажи/замещения тепловой энергии:

Чистый доход от производства энергии равен сумме доходов от продажи электрической и тепловой энергии когенерационной установки:

Экономическая выгода проекта рассчитывается как разность чистого дохода и суммы годовых эксплуатационных расходов:

Срок окупаемости проекта определяется как частное капиталовложений и экономический выгоды проекта:

устан. Мощ-ть эл. кВт 1

устан. Мощ-ть тепл. кВт 8

часы полного использования мощности (электроэн.) ч/год 8760

часы полного использования мощности (тепло) ч/год 4752

капиталовложения в установку рубли 182590

капиталовложения в здание рубли 0

подключения рубли 9129,5

вспомогательные устройства + система регулирования рубли 12781,3

капиталовложения, всего рубли 204500,8

собственный вклад рубли 0

инвестиции рубли 0

кредит рубли 217282,1

срок кредита лет 10

процентная ставка % 14,00%

годовой возврат руб/год 41 655,92

расход топлива м3/ч 3,3

КПД, пр-ва электроэн. % 15

КПД, пр-ва тепла % 81

расход топлива м3/год 28908

цена топлива руб/1000м3 6717

годовые расходы на топливо руб/год 118622

эксплуатационные расходы руб/МВтэл×ч 2100

сумма эксплуатационных расходов руб/год 178 673,92

произведенная электроэнергия в год Мвт×ч/год 8,76

тариф продажи/замещения электроэнергии руб/МВтэл×ч 3540

произведенная тепл.энергия в год Мвт×ч/год 38,016

тариф продажи/замещения тепловой энергии руб/МВттепл×ч 3689,00

себестоим.электроэнегрии руб/МВтэл×ч 23936,57

себестоим. Тепл.энергии руб/МВттепл×ч 8388,97

доходы от продажи/замещения эл.энергии руб/год 31010,40

доходы от продажи/замещения тепл.энергии руб/год 140241,02

чистый доход руб/год 194935,00

экономическая выгода в год рубли 16 261,08

простой срок окупаемости лет 12,58

По данным таблицы видно, что срок окупаемости установки за счет собственного производства тепловой и электрической энергии равен 12,5 лет.

6.2 Расчет сметной стоимости работ

Экономическая часть дипломного проекта разработана на основании технологической и расчетной частей.

6.2.1 Стоимость проектно-изыскательских работ

Стоимость всех проектно-изыскательских работ определяется на основе «Справочника базовых цен на проектные работы для строительства. Газооборудование и газоснабжение промышленных предприятий, зданий и сооружений. Наружное освещение» (СБЦ).

Основная стоимость разработки рабочей документации определяется по формуле 6.1:

, (6.1)

где: a, b - постоянные величины для определения интервала основного

показателя проектируемого объекта, тыс. руб.;

X - основной показатель проектируемого объекта;

Ki - повышающий коэффициент, отражающий инфляционные процессы на момент определения цены.

Ki =6,68 согласно Письму Минстроя России от 04.04.2018 No13606-ХМ/09 «Об индексах изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ на I квартал 2018 года».

В работе предусмотрено использование ПУРГ полной заводской готовности, поэтому их проектирование не требуется. Необходима только привязка данных ПУРГ к местности. Исходя из этого, стоимости данного вида работ определяется по таблице 1 п. 9 - а=7,132 тыс. руб.

Площадка обслуживания, ограждения и озеленение увеличивают стоимость проектирования ПУРГ на 18%, а ПРГШ – на 8%.

Проектирование газораспределительных сетей.

Протяженность сетей составляет 73,4 км. По таблице 6 гл.2 для газопроводов протяженностью от 2 до 4 км показатель а=125,306 тыс. руб.,

b=11,412 тыс. руб.

Расчеты стоимости проектно-изыскательских работ сведена в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 Проектно-изыскательские работы

No

п/п

Наименование

Стоимость,

тыс. руб.

1 2 3

1 Проектирование ПУРГ 12868,04

2 Проектирование

газораспределительных

сетей

6432,48

ИТОГО 19300,52

6.2.2 Стоимость строительно-монтажных работ

Согласно приказу Минрегионразвития РФ от 30.12.2011 г. No643 « Об утверждении укрупненных нормативов цены строительства различных видов объектов капитального строительства непроизводственного назначения и инженерной инфраструктуры и о внесении изменений в отдельные приказы Министерства регионального развития Российской Федерации» 21 Приложению 12 НЦС 81-02-15-2014 «Сети газоснабжения. Техническая часть» рассчитываем стоимость строительно-монтажных работ по сооружению газораспределительной сети города.

Допущения и ограничения:

- прокладка газопроводов производится на глубину 1,5 м;

- разработанный грунт погружается в автомобили и вывозится на площадки временного хранения грунта на расстояние, не далее 1 км;

- стесненность условий отсутствует.

Стоимость строительно-монтажных работ включает в себя цену строительных материалов, заработную плату персонала, накладные расходы и сметную прибыль, затраты на строительство временных титульных зданий и сооружений и дополнительные затраты на произведение работ в сложных условиях, траты на получение заказчиком и исполнителем исходных данных для строительства, проведение необходимых согласований по проекту,

стоимость проектно-изыскательных работ и проектную экспертизу, а также резерв средств на непредвиденные нужды.

Для полиэтиленовых труб используются таблицы:

- укладывание полиэтиленовых труб в траншею со стационарно установленного барабана было рассчитано по таблице 15-02-001;
- укладывание одиночных труб в траншею, разработка грунта с погрузкой в автотранспорт было рассчитано по таблице 15-02-003.

Расчет стоимости строительно-монтажных работ газораспределительной сети представлен в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Стоимость строительства газораспределительной сети

No

Диаметр,мм Материал Длина,м

Цена за 1 км,

тыс. руб.

Стоимость с

НДС, тыс. руб.

1 2 3 4 5 6,00

2 90 ПЭ 969,0 814,89 931,76

3 63 ПЭ 215,1 635,19 161,22

4 40 ПЭ 793,2 482,11 451,25

5 32 ПЭ 1730,4 428,87 875,69

6 25 ПЭ 921,3 382,28 415,59

7 20 ПЭ 180,9 349,00 74,50

8 16 ПЭ 270,8 322,38 103,01

ИТОГО 2 835,51

В дипломной работе используются ПУРГ двух типов: ГРПШ-03М-04-2У1 (249 штук) и ПГБ-03М-2У1 (1 штука), стоимость которых составляет 55 и 50 тыс. руб. соответственно. Стоимость капиталовложений в данное оборудование составляет 13745 тыс. руб.

6.2.3 Расчет эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты необходимы для того, чтобы поддерживать проложенный газопровод в исправном состоянии и полной работоспособности. Они определены законодательством Российской Федерации. Состав затрат устанавливается в главе «Налог на прибыль» Налогового кодекса РФ.

Эксплуатационные расходы состоят из:

1) затраты на оплату труда;

2) амортизационные отчисления;

3) затраты на электроэнергию;

4) текущий ремонт.

6.2.4 Затраты на оплату труда

Для определения суммы средств на заработную плату рабочему персоналу планируется фонд заработной платы предприятия. В него входят суммы заработных плат, не учитывая налоги и удержания, производящиеся в соответствии с законодательством.

В состав фонда заработной платы входит:

1) зарплата, начисленная за проработанное время по тарифным ставкам, окладам, основным расценкам;

2) денежные премии из фонда заработной платы.

Штатное расписание персонала эксплуатирующей организации:

1) ИТР – 8 человек;

2) рабочие – 24 человек.

Оборудование, использованное в проекте работает круглые сутки и требует круглосуточного обслуживания. В соответствии с ПБ 12-529-03 «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления» персонал для обслуживания газового оборудования должен состоять из 3-х человек (1 мастер и 2 слесаря).

Средняя заработная плата персонала ИТР составляет 45000 руб. в месяц, рабочих – 23000 руб. в месяц.

Заработная плата работников составит:

(8 45 000 + 24 23 000) 12 = 10944 тыс. руб. в год.

Отчисления на социальное страхование в размере 30,9 % от годового фонда заработной платы, составят:

10944 0,309 = 3819,5 тыс. руб. в год.

6.2.5 Амортизационные отчисления

Амортизационные отчисления начисляются линейным способом.

Норма амортизации рассчитывается в зависимости от срока полезной эксплуатации сооружения, который для газопровода составляет 30 лет и рассчитывается по формуле 6.2.

(6.2)

где Т - срок полезной эксплуатации объекта.

Амортизационные отчисления следует рассчитывать по формуле 6.3:

(6.3)

где К - капитальные затраты; КА - норма амортизации.

Амортизационные отчисления составляют:

А = 3360 0,0333 = 1196 тыс. руб. в год.

6.2.6 Текущий ремонт

Текущий ремонт оборудования необходим для восстановления работоспособности какого-либо объекта газопровода или для восстановления его остаточного ресурса. Текущий ремонт должен производиться не реже, чем 2 раз в год. Самые наиболее изнашивающиеся части системы – мембрана регулятора давления (0,7 стоимости ПРГ), сальниковые набивки (0,1 стоимости регулятора давления) и уплотнительные прокладки (0,1 стоимости регулятора давления).

Текущий ремонт газораспределительной сети будет рассчитываться по формуле 6.5.

(6.5)

6.2.7 Прочие затраты

Это затраты представляют собой накладные расходы и обычно их принимают в размере от 10 до 40% суммы затрат по пп. 6.2.1 - 6.2.4.

Величина прочих затрат для нужд дипломного проектирования принята в размере Кпр=15% и будет высчитываться по формуле 6.6.

(6.6)

8 881,36 тыс. руб.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 Эксплуатационные затраты

Элемент затрат	Величина затрат, тыс.руб.	Удельный вес
Заработная плата	10 944,00	53,21%
Отчисления во внебюджетные фонды	3 819,46	18,57%
Амортизационные отчисления	1 196,03	5,82%
Текущий ремонт	1 924,30	9,36%
Прочее	2 682,57	13,04%
ИТОГО	20 566,36	100,00%

6.2.8 Расчет показателей экономической эффективности проекта

Оценка экономической эффективности проводится по системе

показателей экономической эффективности:

1) Прибыль от реализации проекта;

2) чистая текущая стоимость проекта;

3) окупаемость;

4) рентабельность.

6.2.9 Прибыль

Прибыль предприятия рассчитывается по формуле (6.8):

, (6.8)

где В – выручка от реализации газа, руб. (формула 6.9),

Эз – эксплуатационные затраты, руб.

(6.9)

где Q – количество поставляемого газа, м3/год;

Т – разница между розничной и оптовой ценой природного газ, руб. за 1

м3 (формула 6.10).

, (6.10)

где Трозн - розничная стоимость газа (принята условно), руб./м3;

Тсо - оптовая цена газа, руб./м3.

Для получения чистой прибыли, вычтем из прибыли налог на прибыль

20%. Расчеты сведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 Прибыль от реализации газа

Наименование Показатель, руб.

1 2

Выручка за год 17 835 360

Экспл. Затраты за год 5 282 459

Прибыль 12 552 901

Чистая прибыль 10 042 321

6.2.10 Чистая текущая стоимость проекта

Экономическая оценка инвестиций проводится методом чистой

текущей стоимости (ЧТС) (формула 6.11):

(6.11

)

где ЧТСпр – чистая текущая стоимость проекта, руб.;

t – срок действия проекта, t = 30 лет;

ЧТСi – чистая текущая стоимость i - го года, руб (формула 6.12).

(6.12)

где Пi – прибыль i - го года, руб.;

Кi – инвестиции в i-м году, руб;

1/(1+En)tp – коэффициент дисконтирования (Кд);

En – норма дисконта, En = 25,64%;

tp – расчетный год.

Норма дисконта рассчитывается на основе премий за риск по формуле

6.13.

(6.13)

где rf - безрисковая процентная ставка, rf = 11,0%;

rp - премия за риск, rp = 6,0% (расширение рынков сбыта продукции);

I - процент инфляции, I = 8,64%.

Расчеты чистой текущей стоимости (ЧТС) проекта сведены

в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 Чистая текущая стоимость проекта

Год i

Пi,

тыс.руб.

Кi, тыс.

руб. Пi-Кi Кдi ЧТСi ЧТСпр

1 2 3 4 5 6 7 8

2018 0 0 35 881 037 -35 881 037 1,00 -35 881 037 -35 881 037

2019 1 10 042 321 0 10 042 321 0,80 7 992 297 -27 888 741

2020 2 10 042 321 0 10 042 321 0,63 6 360 761 -21 527 979

2021 3 10 042 321 0 10 042 321 0,50 5 062 285 -16 465 694

2022 4 10 042 321 0 10 042 321 0,40 4 028 878 -12 436 816

2023 5 10 042 321 0 10 042 321 0,32 3 206 429 -9 230 387

2024 6 10 042 321 0 10 042 321 0,25 2 551 873 -6 678 514

2025 7 10 042 321 0 10 042 321 0,20 2 030 938 -4 647 576

2026 8 10 042 321 0 10 042 321 0,16 1 616 345 -3 031 230

2027 9 10 042 321 0 10 042 321 0,13 1 286 387 -1 744 843

2028 10 10 042 321 0 10 042 321 0,10 1 023 786 -721 057

2029 11 10 042 321 0 10 042 321 0,08 814 792 93 735

2030 12 10 042 321 0 10 042 321 0,06 648 461 742 196

2031 13 10 042 321 0 10 042 321 0,05 516 086 1 258 282

2032 14 10 042 321 0 10 042 321 0,04 410 733 1 669 014

2033 15 10 042 321 0 10 042 321 0,03 326 886 1 995 900

2034 16 10 042 321 0 10 042 321 0,03 260 156 2 256 057

2035 17 10 042 321 0 10 042 321 0,02 207 048 2 463 105

2036 18 10 042 321 0 10 042 321 0,02 164 782 2 627 887

2037 19 10 042 321 0 10 042 321 0,01 131 143 2 759 030

2038 20 10 042 321 0 10 042 321 0,01 104 372 2 863 402

2039 21 10 042 321 0 10 042 321 0,01 83 066 2 946 468

2040 22 10 042 321 0 10 042 321 0,01 66 109 3 012 577

2041 23 10 042 321 0 10 042 321 0,01 52 613 3 065 190

2042 24 10 042 321 0 10 042 321 0,00 41 873 3 107 063

2043 25 10 042 321 0 10 042 321 0,00 33 325 3 140 388

2044 26 10 042 321 0 10 042 321 0,00 26 522 3 166 911

2045 27 10 042 321 0 10 042 321 0,00 21 108 3 188 019

2046 28 10 042 321 0 10 042 321 0,00 16 799 3 204 818

2047 29 10 042 321 0 10 042 321 0,00 13 370 3 218 187

2048 30 10 042 321 0 10 042 321 0,00 10 640 3 228 828

По данным таблицы составлен график (рисунок 6.1) чистой текущей стоимости проекта. Срок окупаемости проекта - период времени, необходимый для того, чтобы доходы, генерируемые инвестициями, покрыли

затраты на инвестиции, или когда ЧТСпр=0, т.е. срок окупаемости проекта равен ~9,9 лет.

Рисунок 6.1 – Чистая текущая стоимость проекта (млн.руб.).

6.2.11 Окупаемость

Срок окупаемости проекта рассчитывается по формуле 6.14:

(6.14)

где, ЧТСt – последняя отрицательная величина ЧТС, руб.;

ЧТСt+1 – первая положительная величина ЧТС, руб.;

Т – последний год, в который ЧТС отрицательный.

9,93.

6.2.12 Рентабельность

Рентабельность определяет доходность предприятия и рассчитывается по формуле 6.15:

(6.15)

где Фосн – капитальные вложения, руб.;

чистая прибыль, руб.

7. Охрана воздушного бассейна

Основная цель настоящего раздела - проведение оценки техногенного воздействия проектируемого объекта на компоненты природной среды и здоровье населения в его окрестностях. Содержание данного раздела

описывает основные факторы воздействия на природную среду и среду обитания человека, обусловленные деятельностью проектируемого объекта. Источниками выделения ЗВ в атмосферу будет являться когенерационная установка. При ее работе на природном газе в атмосферу выбрасывается азот диоксид, азот оксид, углерод оксид. Большую часть вредных выбросов составляет оксид азота.

Основным источником загрязнения воздушного бассейна является оксид азота. Расчет вредных выбросов был произведен в программе Эколог 3.0.

Унифицированная программа расчета загрязнения атмосферы (УПРЗА) «Эколог» (версия 3) реализует положения «Методики расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий (ОНД-86)» Госкомгидромета. В зависимости от модификации программы реализуются также Приложение II к указанной «Методике...» (учет застройки и расчет на различных высотах) и «Отраслевая методика расчета приземной концентрации загрязняющих веществ, содержащихся в выбросах компрессорных станций магистральных газопроводов». Программа позволяет по данным об источниках выброса веществ и условиях местности рассчитывать разовые (осредненные за 20 - 30 минутный интервал) концентрации веществ в приземном слое при неблагоприятных метеорологических условиях. [16]

Для высоты выбросного дымохода 8,5 м вредные выбросы составили величины представленные в таблице.

Координаты (м)|X

Координаты (м)|Y

Макс. конц. в долях ПДК

Макс.конц. в мг/м3

Опасное напр. ветра (град)

Опасная скорость ветра (м/с)

Номер и название площадки

Номер точки по длине

Ном точ по ши

0 0 8,783253 3,513301 45 0,5 1 1

2 0 8,180142 3,272057 39 0,5 1 2

4 0 7,574917 3,029967 31 0,5 1 3

6 0 7,049892 2,819957 22 0,5 1 4

8 0 6,691912 2,676765 11 0,5 1 5

10 0 6,566015 2,626406 0 0,5 1 6

12 0 6,691912 2,676765 349 0,5 1 7

14 0 7,049892 2,819957 338 0,5 1 8

16 0 7,574917 3,029967 329 0,5 1 9

18 0 8,180142 3,272057 321 0,5 1 10

20 0 8,783253 3,513301 315 0,5 1 11

0 2 8,180142 3,272057 51 0,5 1 1

2 2 7,375078 2,950031 45 0,5 1 2

4 2 6,565829 2,626332 37 0,5 1 3

6 2 5,863623 2,345449 27 0,5 1 4

8 2 5,385999 2,1544 14 0,5 1 5

10 2 5,215001 2,086 0 0,5 1 6

12 2 5,385999 2,1544 346 0,5 1 7

14 2 5,863623 2,345449 333 0,5 1 8

16 2 6,565829 2,626332 323 0,5 1 9

18 2 7,375078 2,950031 315 0,5 1 10

20 2 8,180142 3,272057 309 0,5 1 11

0 4 7,574917 3,029967 59 0,5 1 1

2 4 6,565829 2,626332 53 0,5 1 2

4 4 5,551261 2,220504 45 0,5 1 3

6 4 4,663705 1,865482 34 0,5 1 4

8 4 4,048719 1,619488 18 0,5 1 5

10 4 3,828842 1,531537 0 0,5 1 6

12 4 4,048719 1,619488 342 0,5 1 7

14 4 4,663705 1,865482 326 0,5 1 8

16 4 5,551261 2,220504 315 0,5 1 9

18 4 6,565829 2,626332 307 0,5 1 10

20 4 7,574917 3,029967 301 0,5 1 11

0 6 7,049892 2,819957 68 0,5 1 1

2 6 5,863623 2,345449 63 0,5 1 2

4 6 4,663705 1,865482 56 0,5 1 3

6 6 3,598494 1,439398 45 0,5 1 4

8 6 2,842991 1,137196 27 0,5 1 5

10 6 2,567235 1,026894 0 0,5 1 6

12 6 2,842991 1,137196 333 0,5 1 7

14 6 3,598494 1,439398 315 0,5 1 8

16 6 4,663705 1,865482 304 0,5 1 9

18 6 5,863623 2,345449 297 0,5 1 10

20 6 7,049892 2,819957 292 0,5 1 11

0 8 6,691912 2,676765 79 0,5 1 1

2 8 5,385999 2,1544 76 0,5 1 2

4 8 4,048719 1,619488 72 0,5 1 3

6 8 2,842991 1,137196 63 0,5 1 4

8 8 1,964427 0,785771 45 0,5 1 5

10 8 1,630118 0,652047 0 0,5 1 6

12 8 1,964427 0,785771 315 0,5 1 7

14 8 2,842991 1,137196 297 0,5 1 8

16 8 4,048719 1,619488 288 0,5 1 9

18 8 5,385999 2,1544 284 0,5 1 10

20 8 6,691912 2,676765 281 0,5 1 11

0 10 6,566015 2,626406 90 0,5 1 1

2 10 5,215001 2,086 90 0,5 1 2

4 10 3,828842 1,531537 90 0,5 1 3

6 10 2,567235 1,026894 90 0,5 1 4

8 10 1,630118 0,652047 90 0,5 1 5

10 10 1,257666 0,503066 90 0,5 1 6

12 10 1,630118 0,652047 270 0,5 1 7

14 10 2,567235 1,026894 270 0,5 1 8

16 10 3,828842 1,531537 270 0,5 1 9

18 10 5,215001 2,086 270 0,5 1 10

20 10 6,566015 2,626406 270 0,5 1 11

0 12 6,691912 2,676765 101 0,5 1 1

2 12 5,385999 2,1544 104 0,5 1 2

4 12 4,048719 1,619488 108 0,5 1 3

6 12 2,842991 1,137196 117 0,5 1 4

8 12 1,964427 0,785771 135 0,5 1 5

10 12 1,630118 0,652047 180 0,5 1 6

12 12 1,964427 0,785771 225 0,5 1 7

14 12 2,842991 1,137196 243 0,5 1 8

16 12 4,048719 1,619488 252 0,5 1 9

18 12 5,385999 2,1544 256 0,5 1 10

20 12 6,691912 2,676765 259 0,5 1 11

0 14 7,049892 2,819957 112 0,5 1 1

2 14 5,863623 2,345449 117 0,5 1 2

4 14 4,663705 1,865482 124 0,5 1 3

6 14 3,598494 1,439398 135 0,5 1 4

8 14 2,842991 1,137196 153 0,5 1 5

10 14 2,567235 1,026894 180 0,5 1 6

12 14 2,842991 1,137196 207 0,5 1 7

14 14 3,598494 1,439398 225 0,5 1 8

16 14 4,663705 1,865482 236 0,5 1 9

18 14 5,863623 2,345449 243 0,5 1 10

20 14 7,049892 2,819957 248 0,5 1 11

0 16 7,574917 3,029967 121 0,5 1 1

2 16 6,565829 2,626332 127 0,5 1 2

4 16 5,551261 2,220504 135 0,5 1 3

6 16 4,663705 1,865482 146 0,5 1 4

8 16 4,048719 1,619488 162 0,5 1 5

10 16 3,828842 1,531537 180 0,5 1 6

12 16 4,048719 1,619488 198 0,5 1 7

14 16 4,663705 1,865482 214 0,5 1 8

16 16 5,551261 2,220504 225 0,5 1 9

18 16 6,565829 2,626332 233 0,5 1 10

20 16 7,574917 3,029967 239 0,5 1 11

0 18 8,180142 3,272057 129 0,5 1 1

2 18 7,375078 2,950031 135 0,5 1 2

4 18 6,565829 2,626332 143 0,5 1 3

6 18 5,863623 2,345449 153 0,5 1 4

8 18 5,385999 2,1544 166 0,5 1 5

10 18 5,215001 2,086 180 0,5 1 6

12 18 5,385999 2,1544 194 0,5 1 7

14 18 5,863623 2,345449 207 0,5 1 8

16 18 6,565829 2,626332 217 0,5 1 9

18 18 7,375078 2,950031 225 0,5 1 10

20 18 8,180142 3,272057 231 0,5 1 11

0 20 8,783253 3,513301 135 0,5 1 1

2 20 8,180142 3,272057 141 0,5 1 2

4 20 7,574917 3,029967 149 0,5 1 3

6 20 7,049892 2,819957 158 0,5 1 4

8 20 6,691912 2,676765 169 0,5 1 5

10 20 6,566015 2,626406 180 0,5 1 6

12 20 6,691912 2,676765 191 0,5 1 7

14 20 7,049892 2,819957 202 0,5 1 8

16 20 7,574917 3,029967 211 0,5 1 9

18 20 8,180142 3,272057 219 0,5 1 10

20 20 8,783253 3,513301 225 0,5 1 11

По данным таблицы видно, что ПДК вредных выбросов не была превышена при данной высоте дымохода ни в одной из выбранных для расчета точек, из чего следует, что мероприятий по уменьшению выбросов вредных веществ осуществлять не требуется.

[redacted]

Студент _____
подпись
«[redacted]» [redacted] 20[redacted] г.

[redacted]

Руководитель ВКР [redacted]
[redacted], доцен
(должность, ученое звание)
[redacted]
_____ А.В. Кобзар[redacted]
(подпись) (ФИО)
[redacted]
«26» 06 20[redacted] г.

[redacted]

Назначен рецензент _____
(ученое звание)
[redacted]
[redacted] Б[redacted]ий А.Ф.
(фамилия, имя, отчество)
_____ [redacted]
(подпись) (ФИО)
«26» 06 20[redacted] г.

«Допустить к защите»

[redacted]

Руководитель ОПП [redacted] канд.техн.наук, доцент
(должность, ученое звание)
_____ И.А.Жубмилова
(подпись) (и. о.ф)
«[redacted]» [redacted] 20[redacted] г.

Зав. кафедрой [redacted] канд.техн.наук, доцент
(у[redacted])
_____ А.В. Кобзарь
(подпись) (и.о.ф)
«[redacted]» [redacted] 20[redacted] г.

Сведений, содержащих
гос. тайну нет
В.П. Черненков

Защищена в ГЭК с оценкой отлично

Секретарь ГЭК [redacted]
_____ Н.С. Ткач
подпись И.О.Фамилия
«4» июля 20 18 г.

УТВЕРЖДАЮ
Директор Инженерной школы
_____ / [redacted]
подпись Ф.И.О
«__» _____ 201 г.

В материалах данной выпускной [redacted] содержатся сведения, составляющие [redacted] работы [redacted] и сведения, подлежащие экспортному контролю.

Уполномоченный по экспортному контролю
_____ / [redacted] / «__» _____ 201 г.
Ф.И.О. Подпись