



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Дальневосточный федеральный университет»

Инженерная школа

Кафедра инженерных систем зданий и сооружений

Рудинков Александр Сергеевич

**РАЗРАБОТКА ПРОЕКТА ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ВОСТОЧНОГО
МИКРОРАЙОНА КОТТЕДЖНОЙ ЗАСТРОЙКИ ПРИГОРОДА
Г.ВЛАДИВОСТОКА**

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

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

г. Владивосток
2018



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

ИНЖЕНЕРНАЯ ШКОЛА

Кафедра инженерных систем зданий и сооружений

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу магистра
студенту (ке) Рудинкову Александру Сергеевичу М3219б группы
(фамилия, имя, отчество)

на тему: "Разработка проекта газоснабжения восточного микрорайона коттеджной застройки пригорода г.Владивостока"

Вопросы, подлежащие разработке (исследованию):

Основное оборудование газораспределительной сети

Определение исходных данных, климатологические данные района строительства, описание объекта застройки, определение тепловых нагрузок

Гидравлический расчет сети низкого давления

Охрана воздушного бассейна

Разработка стройгенплана

Технико-экономический расчет

Перечень графического материала:

Генеральный план строительного участка

Тепловая схема

АксонOMETрическая схема и план дома

Профиль газовой сети

Технология строительного производства

Технико-экономические показатели проекта

Гидравлическая расчетная схема газовой сети - 2 листа

Основные источники информации и прочее, используемые для разработки темы

ООО "Новая архитектура" проект Синяя сопка

Срок представления работы «__» _____ 20__ г.

Дата выдачи задания «__» _____ 20__ г.

Руководитель ВКР зав.кафедры доцент _____
(должность, уч.звание) (подпись)

Кобзарь А.В.
(ф.и.о.)

Задание получил _____
(подпись)

Рудинков А.С.
(ф.и.о.)



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)

Рудинкову Александру Сергеевичу
(фамилия, имя, отчество)

группы М32196

№ п/п	Выполняемые работы и мероприятия	Срок выполнения	Отметка о выполнении
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 низкого давления	26.09.2017- 29.11.2017	
4	Охрана воздушного бассейна	30.11.2017- 29.12.2017	
5	Разработка стройгенплана	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
(должность, уч.звание)

_____ (подпись)

Кобзарь А.В.
(ф.и.о.)

Задание получил

_____ (подпись)

Рудинков А.С.
(ф.и.о.)



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

Инженерная школа

Кафедры инженерных систем зданий и сооружений

ОТЗЫВ РУКОВОДИТЕЛЯ ВКР

на выпускную квалификационную работу студента(ки)

Рудинкова Александра Сергеевича

(фамилия, имя, отчество)

направление 08.04.01 «Строительство», магистерская программа «Теплогасоснабжение 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 восточного микрорайона коттеджной застройки пригорода г.Владивостока»

Дата защиты ВКР «06» июля 2018 г.

Рудинковым Александра Сергеевича разработаны сети газоснабжения жилой застройки восточного микрорайона в пригороде г. Владивостока.

Дипломантом проведен обоснование основного оборудования газораспределительной сети и когенерационных установок, сделано их сравнение.

Определены тепловые и электрические нагрузки коттеджей, на основании которых определены расходы газа и электричества каждым домом и определена нагрузка на весь поселок.

Рудинковым А.С. запроектирована газовая сеть поселка, тупиковая, низкого давления, определено количество ГРП, подобрано оборудование ГПРБ.

В каждом доме запроектирована топочная с теплогенератором, разработана принципиальная тепловая схема для подключения нагрузки отопления и горячего водоснабжения, подобрано оборудование. Выполнен расчет буферной емкости системы отопления и 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 оборудования топочной, также подобран газовый теплогенератор, закрывающий нагрузку отопления в наиболее холодные месяцы года (декабрь – февраль). Для накопления электрической энергии взят инвертор с аккумуляторной батареей 5кВт Xtender ХТН 5000-24 (Швейцария).

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

В процессе выполнения ВКР Рудинков А.С. проявил 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 74 %.

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 Рудинков Александр Сергеевич заслуживает присвоение квалификации магистр по направлению 08.03.01 Строительство

Руководитель ВКР

К.Т.Н., доцент
(уч. степень, уч. звание)


(подпись)

Кобзарь А.В.
(ф. и. о. фамилия)

«04» июля 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

РЕЦЕНЗИЯ

на выпускную квалификационную работу студента **Рудинкова Александра Сергеевича**

(фамилия, имя, отчество)

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

на тему: **«Разработка проекта газоснабжения восточного микрорайона коттеджной застройки города Владивосток»**

Руководитель ВКР **доцент А.В. Кобзарь**

(ученая степень, ученое звание, и.о.фамилия)

Дата защиты ВКР « 06 » 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, «Синяя сопка» в пригороде г. Владивостока, 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. 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 низкого 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)

На схеме ввода газопровода низкого давления в жилой дом не указано отключающее устройство (шаровый кран)

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 в коттеджном районе «Синяя сопка», 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 Рудинков Александр Сергеевич присвоения квалификации магистр по специальности «Строительство» «Теплогазоснабжение населенных мест и предприятий»

Оценка «ОТЛИЧНО»

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

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

(и.о.ф.)

(подпись)

«25» июня 2018 г.

М.П.



Аннотация

В данной работе представлены описание и расчеты, необходимые для производства работ связанные с газификацией жилого района. Описаны разновидности установок и их оборудования для подбора. Показаны варианты возможных установок к использованию в коттедже, просчитаны затраты на прокладку сети низкого давления, подобрано оборудование и приведены характеристики в таблицах.

Annotation

In this paper, the description and calculations necessary for the production of works related to the gasification of a residential area are presented. Varieties of plants and their equipment for selection are described. The variants of possible installations for use in the cottage are shown, the costs for laying a low pressure network are calculated, the equipment is selected and the characteristics in the tables are given.

Содержание

Введение	4
1 Основное оборудование газораспределительной сети.....	5
<u>1.1</u> Разновидности когенерационных установок	5
1.1.1 Газопоршневые когенерационные установки.....	8
1.1.2 Сравнение когенерационных установок	11
1.1.3 Преимущества когенерационных установок.....	14
1.2 Выбор системы проектирования газовой сети.....	16
1.3 Оборудование систем газоснабжения	17
2 Определение исходных данных, климатологические данные района строительства, описание объекта застройки, определение тепловых нагрузок 33	
2.1 Климатологические условия.....	33
2.2 Подбор буферного накопителя	33
2.3 Определение тепловых нагрузок	36
2.4 Определение электрической мощности когенерационной установки для абонента	41
2.5 Определение количества ГРП.....	42
2.6 Определение расчетных расходов газа	44
3 Гидравлический расчет сети низкого давления.....	47
3.1 Внутридомовой гидравлический расчет	50
3.2 Подбор газового оборудования для ГРПБ. Когенерационные установки для коттеджной застройки	52
3.2.1 Подбор пункта редуцирования газа.....	52
3.2.2 Подбор пункта редуцирования газа.....	52
3.2.3 Автоматизация помещения	55
4 Охрана воздушного бассейна.....	58
5 Разработка стройгенплана	59
5.1 Определение объемов земляных работ	59
5.2 Определение потребностей в материалах, деталях и оборудовании при строительстве газовых сетей	62
5.3 Подбор оборудования для производства строительного-монтажных работ <u>63</u>	
5.4 Основные решения по производству работ	67
5.4.1 Метод производства работ	67
5.4.2 Расчет площадей и выбор типовых временных зданий и сооружений.....	<u>70</u>
5.4.3 Расчет потребности во временном электроснабжении	71
5.4.4 Обратная засыпка траншеи	<u>73</u>
5.4.5 Определение трудоемкости строительного-монтажных операций <u>74</u>	
5.4.6 Расчет основных технико-экономических показателей	<u>74</u>

5.4.7 Составление и расчет сетевого графика	74
5.4.8 Стоимость строительства газовой сети	75
6 Технико-экономический расчет	77
6.1 Технико-экономические показатели когенерационной установки.....	77
6.2 Технико-экономические показатели варианта сравнения.....	82
6.2.1 Сравнение по переменным составляющим затрат.....	82
6.2.2 Единовременные затраты.....	82
6.2.3 Эксплуатационные затраты.....	82
6.2.4 Амортизационные отчисления.....	83
6.2.5 Простой срок окупаемости.....	84
Заключение	86
Список использованных источников	87
<u>Приложение А Общий расход газа на микрорайон</u>	<u>90</u>
<u>Приложение Б Гидравлический расчет сети низкого давления</u>	<u>96</u>
<u>Приложение В Концентрация выбросов от когенерационной установки</u>	<u>105</u>

Введение

Постоянный рост тарифов электроэнергии дает толчок к использованию энергии с помощью альтернативных источников, во многом превосходящем традиционное получение тепла и электрической энергии.

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. Постоянный рост тарифов дает толчок к использованию энергии с помощью альтернативных источников, во многом превосходящем традиционное получение тепла и электрической энергии. Поэтому особо широкое применение когенераторов в мире говорит о новой тенденции к развитию локальной энергетике, как наиболее экономически эффективной и экологичной отрасли топливно-энергетического комплекса.

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

Целью данной работы заключается проработка подключения когенерационной газопоршневой установки с инвертором и аккумуляторной батареей на 5 кВт для района с коттеджной застройкой в г. Владивостоке.

1 Общая часть

1.1 Разновидности когенерационных установок

В настоящее время существует несколько разновидностей получения электрической и тепловой энергии. Такие установки называются когенерационными. Их возможности наряду с обычными теплогенераторами позволяют, при относительно невысоком потреблении, по сравнению с обычными установками вырабатывать одновременно два вида энергии.

Существуют следующие разновидности данных установок:

- газопоршневые (дизель/от искры)
- газотурбинные
- микротурбинные

Составные части когенерационных установок

Когенерационная установка состоит из четырех основных частей:

- первичный двигатель;
- электрогенератор;
- система утилизации тепла;
- система контроля и управления;

В зависимости от существующих требований, роль первичного двигателя может выполнять:

- Поршневой двигатель;
- Паровая турбина;
- Газовая турбина.

Таблица 1- Анализ работы различных двигателей [1]

Двигатель	Используемое топливо	Диапазон мощностей (МВт)	Отношение тепло: электроэнергия	КПД эл.	КПД общий
Паровая турбина	Любое	1 — 1000	3:1 — 8:1	10% - 20%	до 80%
Поршневой двигатель с воспламенением от сжатия (дизель)	газ, биогаз, дизельное топливо, керосин,	0,2 — 20	0.5:1 — 3:1*	35-45%	65-90%
Поршневой двигатель с воспламенением от искры	газ, биогаз, керосин,	0,003 — 6	1:1 — 3:1*	35-43%	70-90%

Электрогенератор

Генераторы предназначены для преобразования механической энергии вращающегося вала двигателя в электроэнергию рисунок 1.

Генераторы могут быть синхронными или асинхронными. Синхронный генератор может работать в автономном режиме или параллельно с сетью. Асинхронный генератор может работать только параллельно с сетью. Если произошел обрыв или другие неполадки в сети, асинхронный генератор прекращает свою работу. Поэтому, для обеспечения гибкости применения распределенных когенерационных энергосистем чаще используются синхронные генераторы. [1]

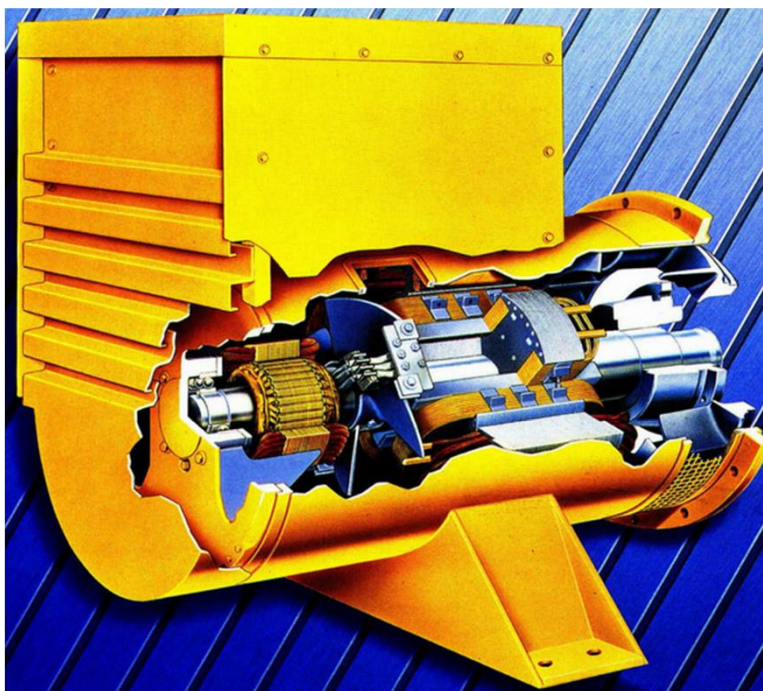


Рисунок 1 - Конструкция генератора

Система утилизации тепла

Теплоутилизатор рисунок 2 является основным компонентом любой когенерационной системы. Принцип его работы основан на использовании энергии отходящих горячих газов двигателя электрогенератора (турбины или поршневого двигателя).

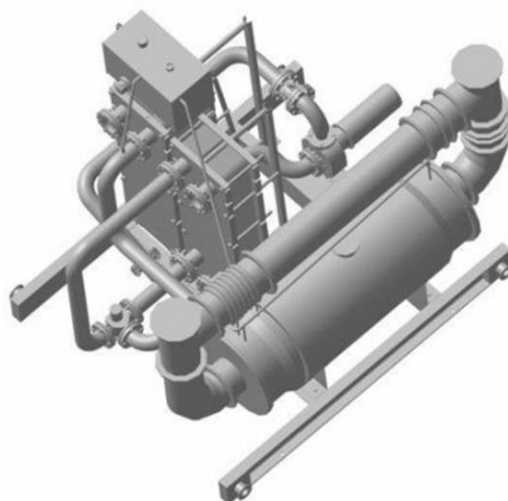


Рисунок 2 - Общий вид блока утилизации теплоты

Простейшая схема работы теплоутилизатора состоит в следующем: отходящие газы проходят через теплообменник, где производится перенос тепловой энергии жидкостному теплоносителю (вода, гликоль). После этого охлажденные отходящие газы выбрасываются в атмосферу, при этом их химический и количественный состав не меняется. Кроме того, в атмосферу уходит и существенная часть неиспользованной тепловой энергии. Тому существует несколько причин [1]:

- для эффективного теплообмена температура отходящих газов должна быть выше температуры теплоносителя (не менее чем на 30°C);
- отходящие газы не должны охлаждаться до температур, при которых начинается образование водяного конденсата в дымоходах, что препятствует нормальному выходу газов в атмосферу;
- отходящие газы не должны охлаждаться до температур, при которых начинается образование кислотного конденсата, что приводит к коррозии

материалов (особенно это справедливо для топлива с повышенным содержанием сероводорода);

- Извлечение дополнительной энергии (скрытой теплоты водяных паров, содержащихся в выхлопных газах) возможно только путем понижения температуры отходящих газов до уровня ниже 100°C , когда водяные пары переходят в жидкую форму.

- Из вышесказанного следует, что в качестве утилизатора тепла в когенерационной системе трудно использовать готовое типовое теплоэнергетическое оборудование. Теплоутилизатор, как правило, проектируется с учетом параметров и характеристик отходящего потока газов для каждой модели поршневого двигателя или турбогенератора и типа применяемого топлива.

1.1.1 Газопоршневые когенерационные установки

Поршневые двигатели, используемые в энергосистемах, обладают, с одной стороны, соизмеримой с турбинами эффективностью в части генерации электроэнергии. С другой стороны, создание когенерационных систем на базе поршневых двигателей осложнено рассеиванием тепловой энергии, часть которой отводится системой охлаждения двигателя. Количественное соотношение тепловой энергии и электрической у поршневых двигателей составляет от 0,5:1 до 1,5:1.

На практике применяют два типа поршневых двигателей:

- С воспламенением от сжатия (аналог автомобильного или судового дизеля), которые могут работать на дизельном топливе или природном газе (с добавлением 5% дизельного топлива для обеспечения воспламенения топливной смеси). На рынке доступны модели от 1 кВт до 15 МВт выходной электрической мощности.

С искровым зажиганием (аналог автомобильного бензинового двигателя). Электрическая выходная мощность двигателей этого типа, как правило, на 15 - 20% ниже, чем у дизелей (ограничивается специально для предотвращения детонации). Тепловая мощность у них также ниже, чем у дизелей. Двигатели с искровым зажиганием могут работать на чистом газе (природный газ, био и другие условно бесплатные газы).

Подготовка места установки поршневых двигателей должна обязательно включать решение вопросов, связанных с вибрацией. Наиболее эффективным методом является использование платформы с пневматической системой амортизации.

Шум от работы двигателя представляет меньшую проблему, чем для промышленных газовых турбин, но вместе с тем, низкочастотная составляющая шума может создавать достаточно сильное давление на ухо человека и может потребовать создания специальных защитных конструкций.

Поршневой двигатель конструктивно имеет больше движущихся частей по сравнению с турбогенератором. Следовательно, интервалы сервисного обслуживания, связанного с остановкой и ремонтом двигателя короче, чем у турбин. Тем не менее, работоспособность поршневых двигателей, как правило, не опускается ниже 90%. Существенное ограничение состоит в работе на неполной мощности — поршневой двигатель, как правило, не рекомендуется запускать с нагрузкой менее 50% на продолжительный период времени.[1]

Преимущества поршневого двигателя:

- Высокая производительность.
- Относительно низкий уровень начальных инвестиций.
- Широкий спектр моделей по выходной мощности.
- Возможность автономной работы.
- Быстрый запуск.
- Гибкость по отношению к выбору топлива.

Недостатки поршневого двигателя:

- Дорогое обслуживание (обслуживающий персонал, использование смазочных масел и охлаждающих жидкостей).
- Высокий уровень (низкочастотного) шума.
- Низкая тепловая эффективность.

Когенерационная установка с использованием газовых турбин

Благодаря повсеместному переходу в 90-е годы на использование природного газа в качестве основного топлива для электроэнергетики, газовые турбины заняли существенный сегмент рынка. Несмотря на то, что максимальная эффективность оборудования достигается на мощностях от 5 МВт до 250 МВт, некоторые производители выпускают модели в диапазоне 1 МВт - 5 МВт.

Принцип работы газовых турбин состоит в следующем: газ, нагнетаемый в камеру сгорания компрессором, смешивается с воздухом, формируя топливную смесь, и воспламеняется. Образующиеся продукты горения с высокой температурой, проходя через несколько рядов лопаток, установленных на валу турбины, приводят к вращению турбины. Механическая энергия вала передается через (понижающий) редуктор электрическому генератору. Тепловая энергия выходящих из турбины газов поступает в теплоутилизатор. Вместо производства электричества, механическая энергия турбины может использоваться для работы насосов, компрессоров и т.п. Наиболее традиционным видом топлива для газовых турбин является природный газ, хотя это не исключает возможности использования других видов газообразного топлива. При этом газовые турбины предъявляют повышенные требования к качеству его подготовки (механические включения, влажность).

Температура исходящих из турбины газов составляет 450°C — 550°C. Количественное соотношение тепловой энергии к электрической у газовых турбин составляет от 1,5:1 до 2,5:1, что позволяет строить когенерационные системы, различающиеся по типу теплоносителя:

- Непосредственное (прямое) использование отходящих горячих газов;

— Производство пара низкого или среднего давления (8 кг/см^2 — 18 кг/см^2) во внешнем котле;

— Производство горячей воды;

— Производство пара высокого давления

КПД газовой турбины составляет 25% - 35%, в зависимости от параметров работы конкретной модели турбины и характеристик топлива. В составе когенерационных систем эффективность возрастает до 90% в расчете на условную единицу израсходованного топлива (по теплотворной способности).

Работа турбины сопровождается высоким уровнем шума, поэтому для их установки используются индустриального типа здания (в том числе контейнерного типа), которые также обеспечивают влагозащищенность оборудования.[1]

Преимущества газовой турбины:

— Надежность;

— Отсутствие водяной системы охлаждения;

1.1.2 Сравнение когенерационных установок

Сравнение – газопоршневых, газотурбинных и дизельных установок

Газопоршневые установки более эффективны по сравнению с газотурбинными и дизельными установками. На это есть ряд причин:

— Во-первых, высокий электрический КПД

Наивысший электрический КПД - до 30% - у газовой турбины, и более 40% у газопоршневого двигателя достигается при работе под 100%-ной нагрузкой рисунок 3. При снижении нагрузки до 50%, электрический КПД газовой турбины снижается почти в 3 раза. Для газопоршневого двигателя такое же изменение режима нагрузки практически не влияет ни на общий, ни на электрический КПД.

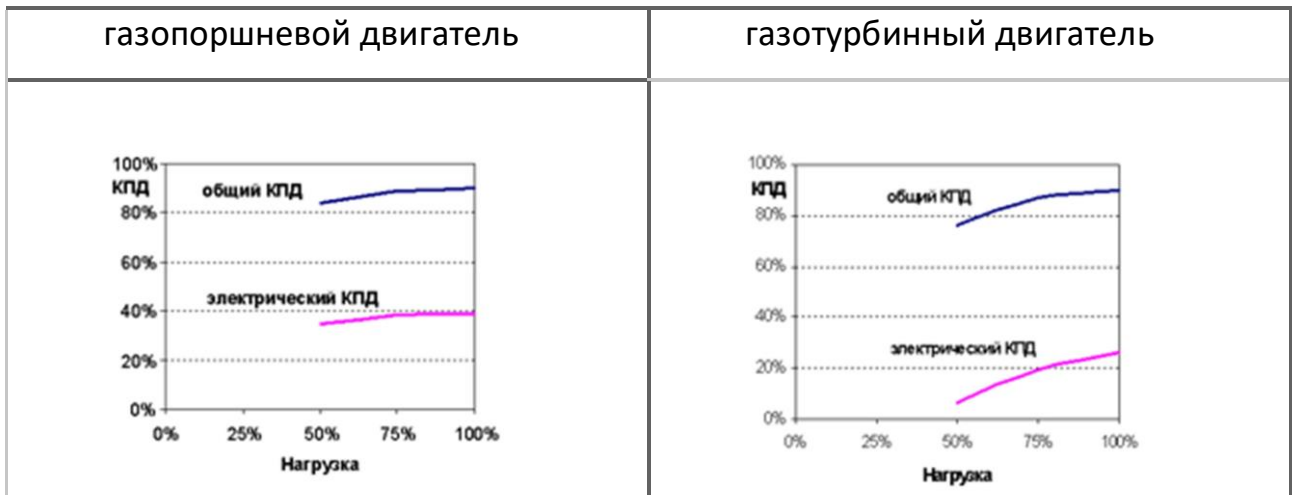


Рисунок 3 - Графики зависимости КПД от нагрузки

— Во-вторых, условия размещения

Номинальный выход мощности как газопоршневого двигателя, так и газовой турбины зависит от высоты площадки над уровнем моря и температуры окружающего воздуха.

На графике рисунке 4 видно, что при повышении температуры от минус 30°C до +30°C электрический КПД у газовой турбины падает на 15% - 20%. При температурах выше +30°C, КПД газовой турбины - еще ниже. В отличие от газовой турбины газопоршневой двигатель имеет более высокий и постоянный электрический КПД во всем интервале температур и постоянный КПД, вплоть до +25°C.

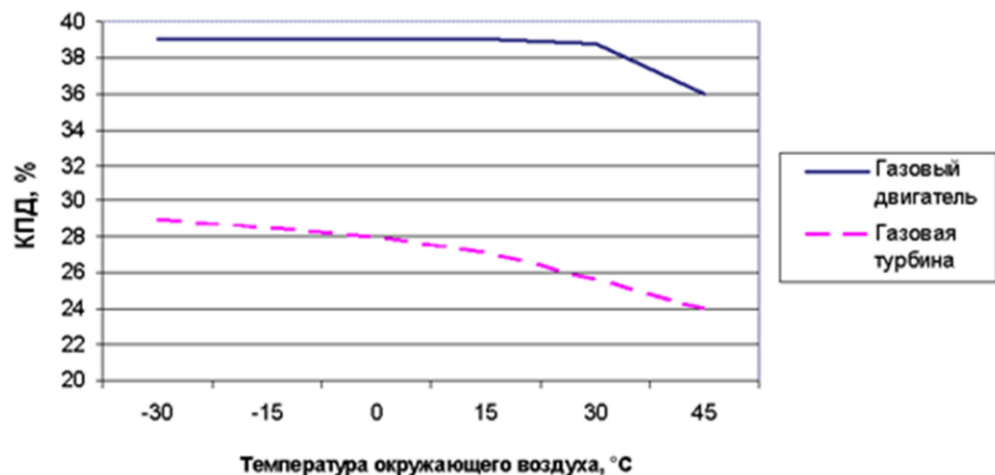


Рисунок 4 - График зависимости электрического КПД газовой турбины от температуры окружающего воздуха

— В-третьих, условия работы

Количество пусков: газопоршневой двигатель может запускаться и останавливаться неограниченное число раз, что не влияет на общий моторесурс двигателя. 100 пусков газовой турбины уменьшают её ресурс на 500 часов.

Время запуска: время до принятия нагрузки после старта составляет у газовой турбины 15-17 минут, у газопоршневого двигателя - 2-3 минуты.

— В-четвертых, проектный срок службы, интервалы техобслуживания

Ресурс до капитального ремонта составляет у газовой турбины от 20 000 до 30 000 рабочих часов, у газопоршневого двигателя этот показатель равен 60 000 рабочих часов таблице 2. Стоимость капитального ремонта газовой турбины с учётом затрат на запчасти и материалы значительно выше.

— В-пятых, относительно низкие капиталовложения

Как показывают расчёты, удельное капиталовложение в производство электрической и тепловой энергии газопоршневыми двигателями ниже. Это преимущество газопоршневых двигателей неоспоримо для мощностей до 30 МВт. ТЭЦ мощностью 10 МВт на основе газопоршневых двигателей требует вложений около 7,5 миллионов долларов, при использовании газовой турбины затраты возрастают до 9,5 миллионов долларов, рисунок 5.

Таблица 2 - Интервалы техобслуживания

Ремонтные работы, интервал (часы)	Газопоршневой двигатель	Турбины, авиационные и малые промышленные	Турбины промышленные
Ремонт камеры сгорания	-	5 000	10 000
Средний ремонт	Ремонт головок цилиндров	Ремонт турбины и камера сгорания	
	30 000	10 000	15 000
Полный капитальный ремонт	60 000	20 000	30 000

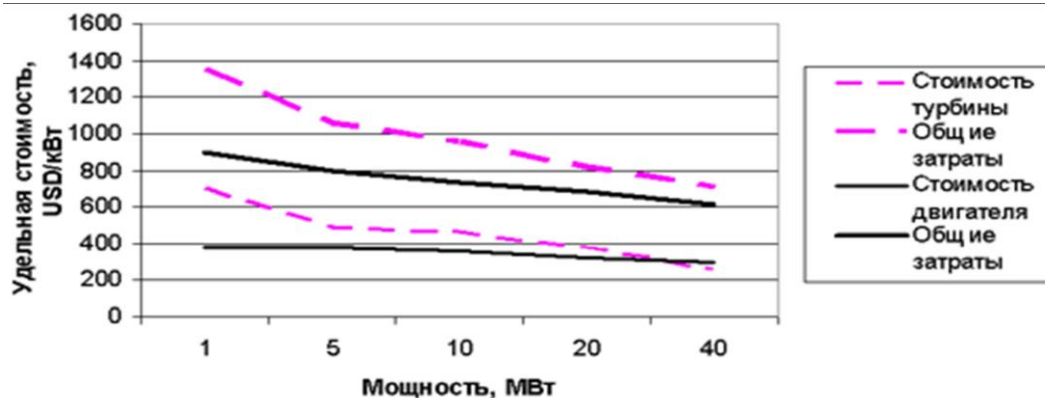


Рисунок 5 - Объемы капитальных вложений в ТЭЦ с разными силовыми агрегатами

1.1.3 Преимущества когенерационных установок

Основное преимущество газопоршневых двигателей перед дизельными - более дешёвое топливо. Значительная разница в цене отражена в диаграммах на рисунке 6. Даже при использовании в качестве резервного топлива газовой смеси пропан-бутан, стоимость единицы электрической энергии, произведённой на газопоршневой установке, в 1,3 раза меньше, чем на дизельной.

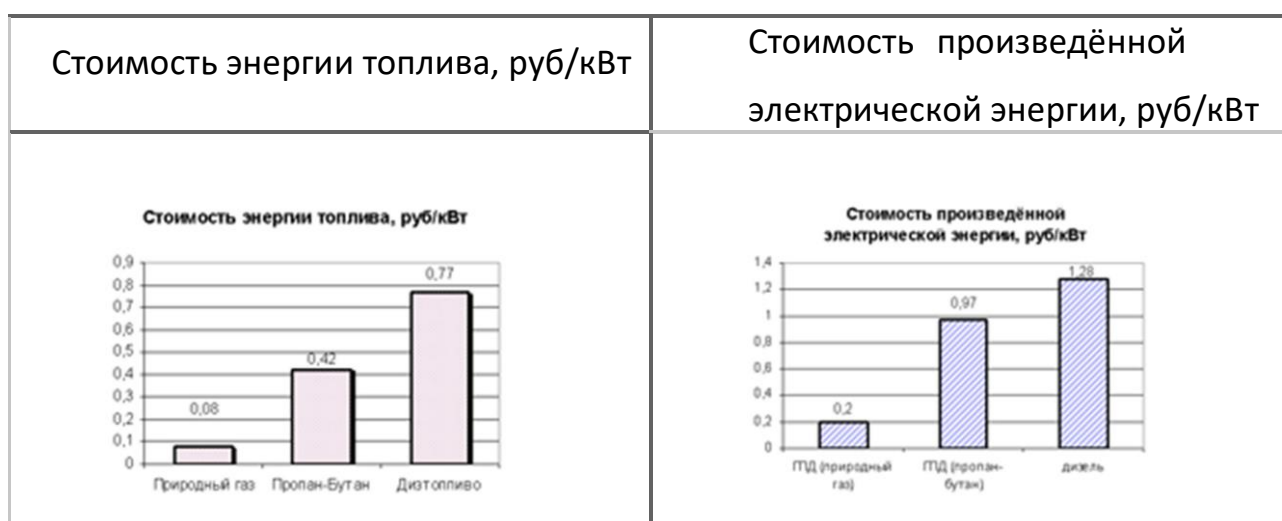


Рисунок 6 - Сравнение затрат на топливо

Другое важное преимущество перед дизельными установками - экологическая безопасность, например, уровень выбросов NOx в 3 раза меньше и показан на рисунке 7.[2]

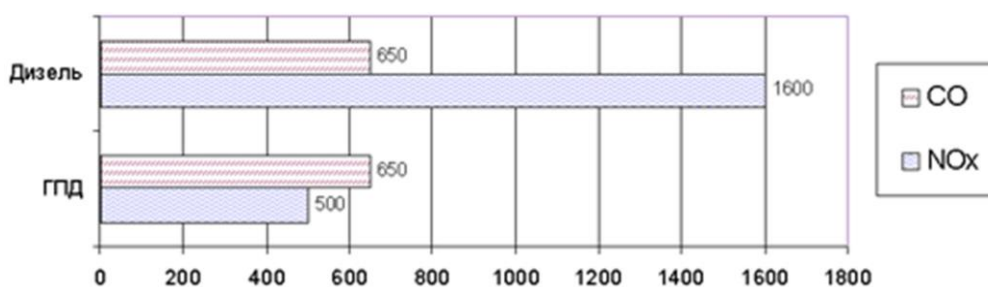


Рисунок 7 - Уровень вредных выбросов

Когенерация, по оценкам специалистов, предлагает превосходный механизм экономического стимулирования [1]:

- 1 Высокие затраты на энергию могут быть уменьшены в несколько раз,
- 2 Уменьшение доли энергии в себестоимости продукции позволяет существенно увеличить конкурентоспособность продукта. В России доля энергии в себестоимости продукта колеблется от 10% до 70%, что в 5-10 раз выше мирового уровня,

- 3 Некачественное электроснабжение - главный фактор замедления экономического роста. Когенерация является практически самым оптимальным вариантом обеспечения надежности снабжения электрической энергией. Рынок в своей оценке перспектив бизнеса обращает пристальное внимание на энергозависимость,

- 4 Энергозависимая экономика требует все больше и больше энергии для работы и развития. При традиционном энергообеспечении возникает множество организационных, финансовых и технических трудностей при росте мощностей предприятия, поскольку часто необходимы прокладка новых линий электропередач, строительство новых трансформаторных подстанций, перекладка теплотрасс и т.д.,

- 5 Стоимость прокладки энергокоммуникаций и подключение к сетям могут вылиться в сумму, сравнимую или превосходящую стоимость проекта когенерации. Большая часть территории России (по различным оценкам от 50

до 70%) располагается вне зоны действия централизованных электрических сетей. Природоохранные ограничения, стоимость земли и воды, государственное регулирование,

6 Топливом является газ, его преимуществом является относительная дешевизна, мобильность и доступность,

7 Когенерация позволяет воздержаться от бесполезных и экономически неэффективных затрат на средства передачи энергии, к тому же исключаются потери при транспортировке энергии, так как энергогенерирующее оборудование установлено в непосредственной близости от потребителя. Нормативные потери в теплосетях - 5%, а реальные, в среднем, 12% - 16% от передаваемой тепловой энергии.

Основой для более тщательного подбора установки повлияли исследования в области энергетики, характеристики и результаты работы каждой из установок.

1.2 Выбор системы проектирования газовой сети

Особенностью выбора системы газоснабжения является протяженность газопровода и малый пропускаемый по трубе объем газа. Проектируемый газопровод расположен в частной жилой застройке, где нет предприятий, требующих определенных магистралей с высоким или средним давлением. Использование кольцевых ветвей газоснабжения не целесообразно, характер местности не позволяет произвести данную сеть. Дороги общего пользования представляют III категорию данного района с пропускной способностью от 200 автомобилей до 2000 автомобилей [3]. В связи с этим будет запроектирована тупиковую система газоснабжения с низким давлением.

1.3 Оборудование систем газоснабжения

Регуляторы давления газа.

Регулятор давления газа (далее РД) — это устройство для редуцирования (понижения) давления газа и поддержания выходного давления в заданных пределах вне зависимости от изменения входного давления и расхода газа, что достигается автоматическим изменением степени открытия регулирующего органа регулятора, вследствие чего также автоматически изменяется гидравлическое сопротивление проходящему потоку газа. РД представляет собой совокупность следующих компонентов:

Д - датчик, который осуществляет непрерывный мониторинг текущего значения регулируемой величины и подает сигнал к регулирующему устройству;

З - задатчик, который вырабатывает сигнал заданного значения регулируемой величины (требуемого выходного давления) и также передает его на регулирующее устройство;

Р - регулирующее устройство, которое осуществляет алгебраическое суммирование текущего и заданного значений регулируемой величины, и подает командный сигнал к исполнительному механизму.

ИМ - исполнительный механизм, который преобразует командный сигнал в регулирующее воздействие, и в соответствующее перемещение регулирующего органа за счет энергии рабочей среды.

На практике в РД в качестве датчика выступает контролируемое давление так называемый "импульс", задатчиком является пружина, или пневмозадатчик (пилот), а регулирующим устройством выступает мембрана или эластичный затвор. Исполнительный механизм представляет собой части корпуса регулятора с мембраной (эластичным затвором) в качестве разделителя сред и регулирующей орган. Составные элементы регуляторов с пружинным и пневматическим задатчиком показаны на рисунке 8. [4]

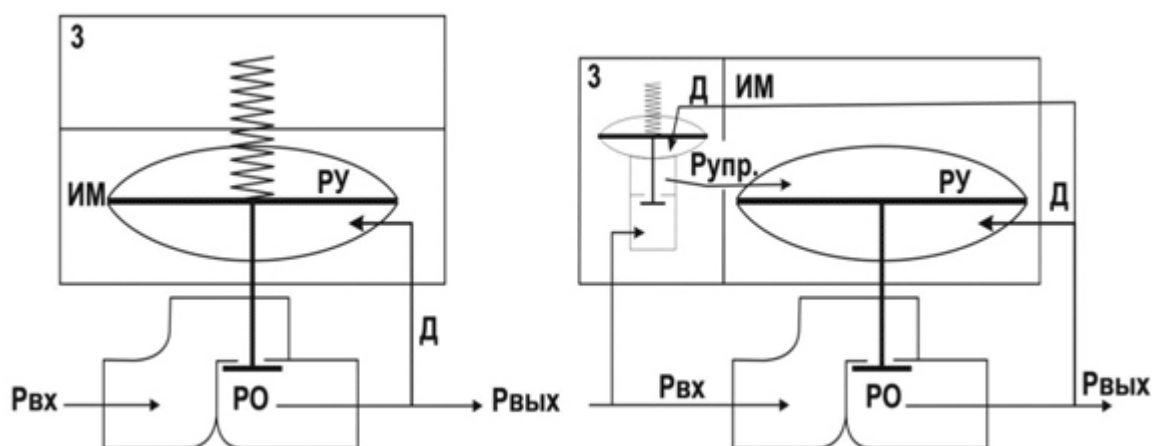


Рисунок 8 – Схема регулятора давления

где $P_{вх}$ - входное давление;

$P_{вых}$ - выходное давление;

Д - датчик;

З - задатчик;

РУ - регулирующее устройство;

ИМ - исполнительный механизм;

РО - регулирующий орган;

$P_{упр}$ - управляющее давление.

В связи с тем, что регулятор давления газа предназначен для поддержания постоянного давления в заданной точке газовой сети, то всегда необходимо рассматривать систему автоматического регулирования в целом — "регулятор и объект регулирования (газовая сеть)".

Правильный подбор регулятора давления должен обеспечить устойчивость системы "регулятор — газовая сеть", т. е. способность ее возвращаться к первоначальному состоянию после прекращения возмущения.

В зависимости от поддерживаемого давления (расположения контролируемой точки в газопроводе) РД разделяют на регуляторы "до себя" и "после себя". В ГРП (ГРУ) применяют только регуляторы "после себя".

Исходя из положенного в основу работы закона регулирования, регуляторы давления бывают астатические (отрабатывающие интегральный закон регулирования), статические (отрабатывающие пропорциональный закон

регулируемая) и изодромные (обрабатывающие пропорциональноинтегральный закон регулирования).

В статических РД величина изменения регулирующего отверстия прямо пропорциональна изменению расхода газа в сети и обратно пропорциональна изменению выходного давления. Примером статических РД являются регуляторы с пружинным задатчиком выходного давления.

РД с интегральным законом регулирования в случае изменения расхода газа создает колебательный режим, обусловленный самим процессом регулирования. При изменении расхода газа разность между первоначальным и заданным значениями выходного давления увеличивается до тех пор, пока количество газа, проходящее через регулятор, меньше нового расхода и достигает своего максимума, когда эти значения сравниваются. В этот момент скорость открытия регулирующего отверстия максимальна. Но на этом регулирующий орган не останавливается, а продолжает открывать отверстие, пропуская газа больше, чем требуется, и выходное давление, соответственно, тоже повышается. В результате этого получается ряд колебаний около некоего среднего значения, при котором постоянный режим (как в случае статического регулятора) никогда не будет достигнут.

Представителями астатических регуляторов являются РД с пневматическим задатчиком выходного давления, а характерным примером такого процесса можно считать незатухающие автоколебания (т. н. "качку") некоторых типов пилотных РД в определенных переходных режимах работы.

Изодромный регулятор (с упругой обратной связью) при отклонении регулируемого давления сначала переместит регулирующий орган на величину, пропорциональную величине отклонения, но если при этом давление не придет к заданному значению, то регулирующий орган будет перемещаться до тех пор, пока давление не достигнет заданного значения. Подобный регулятор сочетает в себе точность интегрального и быстродействие пропорционального

регулирования. Представителями изодромных РД являются т. н. "прямоточные" регуляторы.

Предохранительные сбросные клапаны.

Для сброса газа за регулятором в случае кратковременного повышения давления газа сверх установленного должны применяться предохранительные сбросные клапаны (ПСК). ПСК — это закрытая в эксплуатационном состоянии арматура; она открывается на короткий период времени, а после достижения давления в контролируемой точке номинального значения автоматически закрывается.

ПСК могут быть пружинные и мембранные. Пружинные ПСК должны быть снабжены устройством для их принудительного открытия и контрольной продувки с целью предотвращения прикипания, примерзания и прилипания золотника к седлу, а также для удаления твердых частиц, попавших между уплотнительными поверхностями.

ПСК подразделяются на полноподъемные и малоподъемные. У малоподъемных клапанов (типа ПСК) открытие затвора происходит постепенно, пропорционально увеличению давления в контролируемой точке газопровода. Полноподъемные клапаны открываются полностью и резко, рывком, и так же резко, с ударом золотника о седло, закрываются при понижении давления. То есть, полноподъемный клапан имеет двухпозиционное положение: "закрыто" и "открыто".

При достижении максимально допустимого давления настройки затвор ПСК должен безотказно открываться до полного подъема, устойчиво работать в открытом положении. Затвор должен закрываться при понижении давления до номинального или ниже его на 5 % и обеспечивать герметичность. В случае запаздывания закрытия затвора давление газа в сети может значительно понизиться, что может привести к нарушению режима работы системы, а также выбросу в атмосферу относительно большого количества газа.

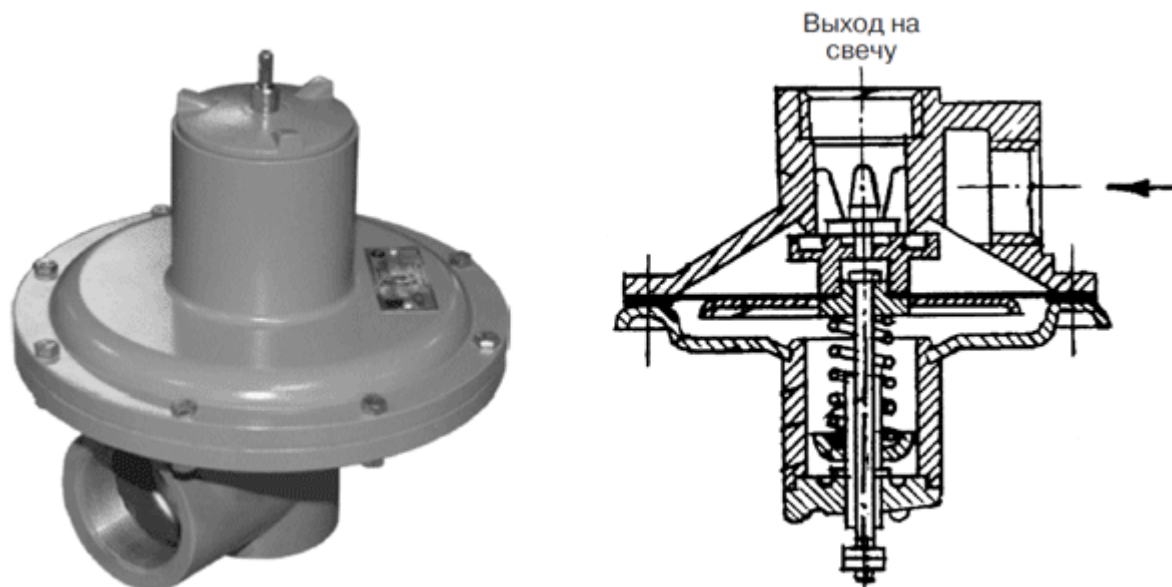


Рисунок 9 – Вид предохранительно-сбросного клапана

У малоподъемных ПСК при закрытии затвора после сброса необходимого количества газа трудно достигнуть герметичности затвора, так как для этого бывает необходимо приложить усилие большее, чем в режиме "закрыто".

Такие ПСК прекращают сброс газа только после уменьшения давления до 0,8 % – 0,85 % рабочего давления, что приводит к постоянному или длительному сбросу газа в атмосферу. Главным преимуществом мембранных ПСК является наличие в их конструкции эластичной мембраны, выполняющей роль чувствительного элемента. Если в пружинных клапанах золотник выполняет функции и чувствительного элемента, и запорного органа, то в мембранных клапанах золотник выполняет только запорные функции. Мембрана позволяет увеличить чувствительность ПСК в целом и расширить область их использования, включая низкое давление газа. ПСК должны обеспечивать открытие при превышении установленного рабочего давления не более, чем на 15 %.

Краны.

Кран — промышленная трубопроводная арматура, в которой запорный или регулирующий орган имеет форму тела вращения или его части, который поворачивается вокруг собственной оси, произвольно расположенной к

направлению потока рабочей среды. Краны по форме затвора делятся на конусные, шаровые, цилиндрические.

Конусные краны могут быть сальниковыми или натяжными в зависимости от того, как регулируется посадка пробки в корпусе: сальником (в верхней части крана) или гайкой (в нижней части крана).

Краны могут быть проходными и пробоспускными. Проходные краны устанавливаются на участке трубопровода и имеют два присоединительных патрубка, пробоспускные краны устанавливаются на агрегатах, котлах, емкостях, резервуарах и имеют один присоединительный патрубок и прямой или изогнутый спуск. Краны могут быть двух- или трехходовыми в зависимости от числа рабочих положений пробки. Краны со смазкой имеют устройство для периодической (ручной или автоматической) подачи густой смазки по каналам на пробке и корпусе для смазывания подвижного соединения. Краны для бесколодезной установки имеют конструкцию с органами управления, поднятыми над корпусом.

По эффективному рабочему диаметру прохода краны делятся на полнопроходные и неполнопроходные (стандартно-проходные). У полнопроходных кранов отклонение эффективного диаметра от номинального обычно составляет до 2 % - 3 %, у неполнопроходных (стандартно-проходных) эффективный диаметр меньше номинального на 15 % – 25 %. По ГОСТ 21345-2005 эффективный диаметр полнопроходного крана должен быть не менее 95 % входного отверстия патрубка корпуса для диаметров до d_n350 , и не менее 92% — для d_n400 и выше.

Полнопроходные краны отличаются очень маленьким гидравлическим сопротивлением, увеличенными габаритами и стоят дороже, чем стандартнопроходные.

По типу крепления шара на валу краны подразделяются на краны с плавающим и с фиксированным шаром. У кранов с плавающим шаром шаровый затвор не связан со шпинделем и может незначительно перемещаться

в корпусе крана под действием давления рабочей среды, обеспечивая дополнительное уплотнение. На трубопроводах большого диаметра и с высоким давлением рабочей среды для открытия крана с плавающим шаром может потребоваться значительное усилие, поэтому краны такой конструкции, как правило, изготавливаются с диаметром не более $d_n 200$. У кранов с фиксированным шаром шаровый затвор жестко закреплен на оси вала и не может линейно перемещаться в корпусе. Для закрытия крана требуется меньшее усилие, но изготовление такой конструкции сложнее, поэтому цена шарового крана с фиксированным шаром больше, чем у аналогов с плавающим шаром. Для облегчения закрытия фиксирующая цапфа может иметь самосмазывающиеся подшипники скольжения.

Недостаток кранов — значительный крутящий момент для управления. Достоинствами являются многоцелевое назначение, а также возможность обеспечения полнопроходности, малые строительные длина и высота. Краны относятся к классу ремонтируемых, восстанавливаемых изделий с нерегламентируемым порядком ремонта.

Основные параметры кранов необходимо смотреть по [5].

Строительные длины шаровых кранов — по [6].

Строительные длины конусных кранов — по [7].

ГОСТ 21345-2005 предусматривает следующие конструктивные требования:

— запорные краны (этот ГОСТ дополнительно классифицирует краны на запорные и распределительные) должны закрываться поворотом шпинделя в направлении по часовой стрелке;

— в конструкции крана в крайних положениях должны быть предусмотрены ограничители поворота;

— расположение рукоятки проходного крана должно соответствовать направлению проходного канала пробки;

— в кране должно быть предусмотрено устройство, обеспечивающее непрерывную электропроводимость для кранов номинальных диаметров до d_n50 включительно — между штоком и корпусом, для кранов номинальных диаметров более d_n50 — между шаром и корпусом.

Счетчики.

Федеральный закон № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» предусматривает повсеместное измерение потребляемого газа и коммунальных ресурсов у потребителя. Тотальная установка приборов учета повышает прозрачность расчетов за потребленные энергоресурсы и обеспечивает возможности для их реальной экономии, прежде всего — за счет количественной оценки эффекта от проводимых мероприятий по энергосбережению, позволяет определить потери энергоресурсов на пути от источника до потребителя.

Основными целями учета расхода газа являются:

- получение оснований для расчетов между поставщиком, газотранспортной организацией (ГТО), газораспределительной организацией (ГРО) и покупателем (потребителем) газа, в соответствии с договорами поставки и оказания услуг по транспортировке газа;
- контроль за расходными и гидравлическими режимами систем газоснабжения;
- анализ и оптимальное управление режимами поставки и транспортировки газа;
- составление баланса газа в газотранспортной и газораспределительной системах;
- контроль за рациональным и эффективным использованием газа.

Поскольку проходящие объемы газов измеряются при различных температурах, давлении, плотности, то измеренные объемы газа необходимо привести к единым стандартным условиям [8].

Для наиболее распространенных в настоящее время методов измерений разработаны нормативные документы в виде государственных стандартов и Методик измерения.

Различают следующие виды контроля и учета:

1 Коммерческий контроль и учет, являющийся наиболее ответственным видом учета. Производится по правилам и документам, имеющим статус юридических норм, регулирующих взаимоотношения между поставщиком и покупателем,

2 Хозрасчетный (технологический) контроль и учет, осуществляемые в рамках одного предприятия. Эти виды контроля и учета используются для разнесения затрат между подразделениями предприятия при определении себестоимости продукции,

3 Оперативный контроль, связанный с получением информации о величине расхода и количества, который используется в системах регулирования и управления технологическими процессами.

Опыт, накопленный за последние годы, в течение которых в эксплуатацию были введены многие тысячи современных РСГ (расходомеры-счетчики газа), электронных корректоров и измерительных комплексов, позволил сформулировать основные требования к узлам учета в целом, а также к измерительным комплексам, расходомерам и электронным корректорам, входящим в их состав.

К основным требованиям, которые предъявляются к приборам коммерческого учета, относятся: высокая точность измерения в широком диапазоне изменения физических величин; надежность работы в характерном для климатических условий России температурном диапазоне; стабильность показаний в течение всего межповерочного интервала; автономность работы; архивирование и передача информации; простота обслуживания, включая работы, связанные с поверкой приборов.

Количество природного газа при взаимных расчетах с потребителями выражают в единицах объема, приведенного к стандартным условиям [8].

Измерение выполняют на основе методов измерения, аттестованных или стандартизованных в соответствии с требованиями [9].

Выбор метода измерения, подходящего для индивидуальных условий измерений и предполагаемых объемов газа является самой ответственной задачей в организации учета. Применение того или иного метода измерения обусловлено необходимостью наличия полной информации как об измеряемой среде, так и о предполагаемой точности измерения расхода газа.

При выборе метода измерений и средств измерения со вспомогательным техническим оборудованием, учитывают вышеперечисленные факторы, влияющие на метрологическую надежность узла учета в процессе его эксплуатации. Наряду с режимами течения газа, параметрами его состояния и физико-химическими показателями, а также конструктивными особенностями узла учета, необходимо также нормировать погрешности (неопределенности) измерений.

Существующие устройства учета расхода газа (УУГ) по пропускной способности можно классифицировать на следующие группы:

- бытовые — с пропускной способностью до 10 м³/ч;
- коммунально-бытовые — с пропускной способностью от 10 м³/ч до 40 м³/ч;
- промышленные — с пропускной способностью свыше 40 м³/ч.

По методу измерения можно классифицировать на следующие группы:

- основанные на гидродинамических методах:
 - переменного перепада давления (расходомеры переменного перепада давления с сужающими устройствами);
 - обтекания (ротаметры, поплавковые, поршневые, поплавково-пружинные и с поворотной осью);
 - вихревые (струйные, вихревые);
- с непрерывно движущимся телом:

- тахометрические (турбинные, камерные, барабанные, ротационные, мембранные, объемные счетчики и др.);
- силовые (кориолисовые — массомеры газа, в работе которых используется эффект Кориолиса);
 - основанные на различных физических явлениях:
 - тепловые (калориметрические, с внешним нагревом, термоанемометрические);
 - акустические (ультразвуковые);
 - электромагнитные;
 - оптические (лазерно-доплеровские анемометры);
 - основанные на особых методах:
 - меточные;
 - концентрационные.

Клапаны.

Клапан (вентиль) — промышленная трубопроводная арматура, в которой тарельчатый (золотниковый) или конический (игольчатый) запирающий элемент (затвор) возвратно-поступательным движением перемещается параллельно оси потока рабочей среды.

Клапаны (вентили) применяются для полного перекрытия потока в трубопроводах относительно небольших диаметров (до 300 мм). По конструкции корпуса и расположению на трубопроводе запорные клапаны различаются на проходные (направление потока среды на входе и выходе одинаковое, но поток среды в корпусе делает как минимум два поворота на 90°), угловые (поток делает один поворот на 90° , ставятся на поворотных участках трубопроводов) и прямоточные (направление потока сохраняется, но ось шпинделя расположена не перпендикулярно, а наклонно к оси прохода). По способу герметизации подвижного соединения шпиндель (шток) — крышка, клапаны делятся на сальниковые, сильфонные и мембранные (диафрагмовые).

Конструкция клапанов во многом схожа с конструкцией задвижек, но принципиальное ее отличие в том, что перемещение затвора совпадает с осью перемещения потока среды, а не перпендикулярно ему, что дает клапанам ряд преимуществ перед задвижками. К достоинствам клапанов можно отнести следующие: простая конструкция (обеспечивает хорошую герметизацию в запорном органе и облегчает техническое обслуживание и ремонт); малый ход затвора для полного открытия/закрытия (соответственно, малая строительная высота и масса, невысокая цена); при закрытии и открытии клапана практически исключается трение уплотнения затвора о седло, что существенно уменьшает износ уплотнительных поверхностей. К недостаткам клапанов (вентилей) можно отнести высокое (по сравнению с шаровыми кранами и задвижками) гидравлическое сопротивление, ограничение пределов применения по диаметру, наличие в большинстве конструкций застойных зон, в которых скапливаются механические примеси из рабочей среды, что приводит к интенсификации процессов коррозии в корпусе арматуры. Основные параметры клапанов указаны в [10].

Фильтры газовые.

Фильтры газовые предназначены для очистки газа от пыли, ржавчины, смолистых веществ и других твердых частиц. Качественная очистка газа позволяет повысить герметичность запорных устройств, а также увеличить межремонтное время эксплуатации этих устройств за счет уменьшения износа уплотняющих поверхностей. При этом уменьшается износ и повышается точность работы расходомеров (счетчиков и измерительных диафрагм), особенно чувствительных к эрозии. Правильный выбор фильтров и их квалифицированная эксплуатация являются одним из важнейших мероприятий по обеспечению надежного и безопасного функционирования системы газоснабжения. По направлению движения газа через фильтрующий элемент все фильтры можно разделить на прямоточные и поворотные, по конструктивному исполнению — на линейные и угловые, по материалу корпуса

и методу его изготовления — на чугунные (или алюминиевые) литые и стальные сварные. При разработке и выборе фильтров особенно важен фильтрующий материал, который должен быть химически инертен к газу, обеспечивать требуемую степень очистки и не разрушаться под воздействием рабочей среды и в процессе периодической очистки фильтра. По фильтрующему материалу серийно выпускаемые фильтры подразделяются на сетчатые и волосяные. В сетчатых используют плетеную металлическую сетку, а в волосяных — кассеты, набитые капроновой нитью (или прессованным конским волосом) и пропитанные висциновым маслом. Сетчатые фильтры, особенно двухслойные, отличаются повышенной тонкостью и интенсивностью очистки. В процессе эксплуатации по мере засорения сетки повышается тонкость фильтрования при одновременном уменьшении пропускной способности фильтра. У волосяных фильтров, наоборот, в процессе эксплуатации фильтрующая способность снижается за счет уноса частиц фильтрующего материала потоком газа и при периодической очистке встряхиванием. Для обеспечения достаточной степени очистки газа без уноса твердых частиц фильтрующего материала скорость газового потока лимитируется и характеризуется максимально допустимым перепадом давления на сетке или кассете фильтра. Для сетчатых фильтров максимально допустимый перепад давления не должен превышать 5000 Па, для волосяных — 10 000 Па. В фильтре до начала эксплуатации или после очистки и промывки этот перепад должен составлять для сетчатых фильтров 2000 Па – 2500 Па, а для волосяных — 4000 Па – 5000 Па. В конструкции фильтров предусмотрены штуцеры для присоединения приборов, с помощью которых определяется величина падения давления на фильтрующем элементе.

Газоанализаторы.

Газоанализаторы предназначены для контроля содержания горючих и других газов в атмосфере газоиспользующих и иных объектов. Их можно классифицировать следующим образом: по назначению:

— сигнализаторы загазованности, предназначенные для контроля состояния атмосферы в помещениях и на объектах, где возможно образование взрывоопасных газоздушных смесей либо превышение предельно допустимых концентраций оксида углерода. Приборы этой группы выдают световую/звуковую сигнализацию о превышении контролируемого параметра;

— системы аварийного отключения газа, предназначенные для непрерывного контроля состояния атмосферы на газоиспользующих объектах. Кроме выдачи светового и звукового сигнала в случае превышения концентрацией порога 1 («Тревога»), приборы этой группы в случае превышения порога 2 («Авария») автоматически приводят в действие исполнительные механизмы и устройства, прекращающие подачу газа к потребителям. Важной особенностью данных систем является свойство прекращать подачу газа в случае отключения питания или выхода сигнализатора из строя. Большинство приборов также осуществляет постоянный контроль состояния линий связи между рабочими блоками. Системы контроля загазованности должны присутствовать во всех помещениях, где размещено газоиспользующее оборудование [11];

— измерители концентраций, предназначенные для контроля состояния атмосферы на объектах и оценки возможности проведения работ. Измерители концентраций показывают содержание в атмосфере контролируемых газов. Большинство приборов из этой группы в стационарном исполнении может выполнять функции сигнализаторов загазованности, многие имеют встроенные узлы для обмена данными с системами телеметрии;

— течеискатели, предназначенные для определения мест утечек газа из газопроводов;

— одориметры, предназначенные для определения интенсивности запаха и измерения концентрации меркаптанов в природном газе;

по исполнению: стационарные; переносные, с питанием от встроенных батарей аккумуляторов;

по методу забора пробы: диффузионные; с принудительным забором пробы при помощи ручного или встроенного микронасоса;

по количеству определяемых газов: одно или многокомпонентные; по режиму работы: с постоянным или периодическим;

по типу используемых датчиков: термохимические; электрохимические; оптические.

Бытовые системы контроля загазованности комплектуются датчиком на природный (сжиженный газ), иногда к ним дополнительно добавляется датчик на оксид углерода. Используемые в бытовых системах клапаны - отсекатели рассчитаны на низкое давление газа и исходное состояние "нормально открытое".

Промышленные системы контроля загазованности комплектуются как датчиками на природный (или сжиженный) газ, так и на оксид углерода. При этом количество используемых датчиков может быть достаточно велико и в отдельных случаях достигать десятков (а иногда и сотен) штук в одной системе. К системам могут быть подключены различные электромагнитные клапаны. Обычно промышленные системы контроля загазованности совмещаются с системами диспетчеризации и могут контролировать некоторые дополнительные параметры: наличие пламени, температуру и т. д., а также управлять дополнительными устройствами (вентиляторами и пр.). Как правило, клапаны в промышленных системах загазованности имеют исходное состояние "нормально закрытое".

По классу взрывозащиты большинство систем имеют невзрывозащищенное исполнение. Исключение составляют системы для контроля в технологических помещениях, где установлено оборудование для снижения давления, и отсутствует газоиспользующее оборудование (например, технологические помещения ГРП). В таких помещениях размещаются датчики во взрывозащищенном исполнении, а центральный пульт выносится за его пределы.

2 Определение исходных данных, климатологические данные района строительства, описание объекта застройки, определение тепловых нагрузок

2.1 Климатологические условия

Температура наружного воздуха за отопительный период принята в соответствии с [12]:

- Расчетная для отопления t_{HO} минус 23°C;
- Средняя за отопительный период t_0 минус 4,3°C;
- Минимальная температура наружного воздуха t_{min} минус 31°C;
- Средняя годовая температура наружного воздуха t_{om} плюс 4,6°C;
- Внутренняя температура t_v плюс 18°C.
- Продолжительность отопительного периода n_0 198 сут.

Таблица 3 - Средняя температура по месяцам

I	I	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
-12,6	-9,1	-2,1	4,8	9,7	13,2	17,5	19,6	15,7	8,7	-1	-9,3

Исходные данные

- Наименование объекта – коттедж на одну семью из 4-х человек;
- Район застройки – г. Владивосток;
- Количество этажей – 2;
- Высота помещений – 3 м;
- Общая площадь – 197 м²

2.2 Подбор буферного накопителя

Для ориентировочных расчетов расчетная емкость бака - аккумулятора определяется в зависимости от следующих условий [13]:

- 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 превышает теплопроизводительность системы отопления.

Емкость бака-аккумулятора определяется по формуле (1):

$$m_v = \frac{N \cdot t \cdot 3600}{c \cdot (T_1 - T_2)}, \text{ м}^3 \quad (1)$$

где m_v - необходимый объем для бака-аккумулятора, м³;

N – тепловая мощность установки, кВт;

c - теплоемкость воды, Дж/кг·°С;

T_1 - температура воды в баке исходная, °С;

T_2 - температура воды в баке конечная, °С.

В результате получается:

$$m_v = \frac{6 \cdot 8 \cdot 3600}{4200 \cdot (80 - 60)} = 2,05$$

В итоге, получается, что для этого потребуется накопитель с змеевиком на 2000 литров "EV 2000 105 F44 TP2". Змеевик позволяет избежать резких перепадов температуры в системе греющей среды при нагреве бака, и прогревать воду равномерно по всей высоте бака. Также система будет полностью работать по закрытому типу, а значит будет удален воздух из котловой воды, что не даст системе корродировать.

При прокладке труб между БКГУ и буферным накопителем необходимо обратить внимание, что номинальная длина подключений к блоку отопительной системы и подключения буферного накопителя должна быть той же, что и номинальная длина обратной линии отопительной системы. Тем самым минимизируются потери давления насоса отопительного контура.

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

Для создания давления в контуре системы отопления необходим дополнительный насос с максимальным давлением 6 кг/см², что требует по паспортным данным накопителя "EV 2000 105 F44 TP2" производитель.

К установке применен циркуляционный насос Wilo TOP-S 25/5 EM с мокрым ротором. Насос предназначен для перекачки жидкости в системах отопления и водоснабжения. Имеет возможность переключения ступеней частоты вращения и защиты электродвигателя со встроенной электронной системой отключения. Характеристики представлены в таблице 4. Для системы отопления подобран расширительный бак в 5% от объема системы отопления, Valtec VT.RV.R.060050 на 50 литров. Бак предназначен для компенсации изменений расширения - уменьшения объема жидкости при нагреве или охлаждении.

Таблица 4 – Производительность насоса

Производительность, м ³ /ч	1	2	3	4	5	6
Напор, м	5	4,5	4	3	2	0,5

2.3 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 (2):

$$Q_{o\max} = q_0 \cdot A \cdot (1 + k_1), \text{ Гкал / час} \quad (2)$$

где k_1 – коэффициент, учитывающий дополнительный тепловой поток на потери через перекрытие над техподпольем; при отсутствии данных следует принимать равным 0,25;

q_0 – укрупненный показатель максимального теплового потока на отопление жилых зданий на 1 м² общей площади, принимаемый по таблице 5;

A – 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, $t_{нв}$ °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 помесечно 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
q_0	61,62	60,96	59,48	58,04	-	-	-	-	-	-	59,1	60,84
$Q_{0\max}$	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 (3).

$$Q = \frac{t_{вн} - t_{н.ср}}{t_{вн} - t_{н}} , Вт \quad (3)$$

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;

Вычисление нагрузки ГВС произведено по [14]

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 [14]

Таблица 7 - 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 м³/ч находится по формуле (4):

$$q_T^h = (U \cdot q_u^h) / (1000 \cdot T) , \text{ м}^3 / \text{ч} \quad (4)$$

где U – количество потребителей;

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

T – расчетное время потребление воды, ч.

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

По имеющимся значениям находим среднюю часовую тепловую нагрузку на ГВС Гкал/ч по формуле (5).

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

где 1,3 – коэффициент, который учитывает тепловые потери полотенцесушителями с неизолированными 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 (6) перевода в кВт/ч будет равняться:

$$Q_T^h = \frac{0,0013}{0,86} \cdot 1000 , \text{ кВт} / \text{ч} \quad (6)$$

Следовательно, $Q_T^h = 1,512$ 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
Q _{т.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
Q _{т.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
Q _{т.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, построены график потребления тепловой энергии по значениям таблицы 7.

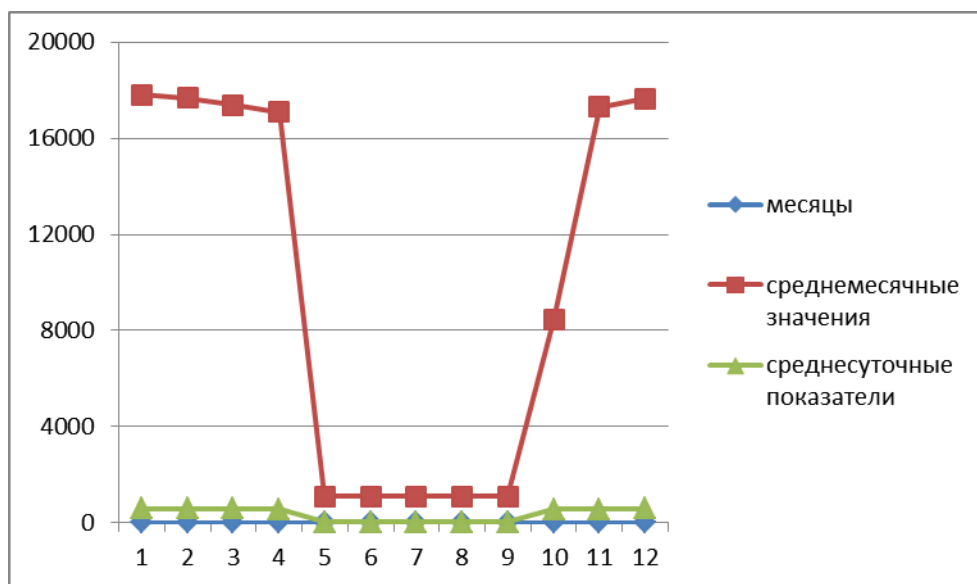


Рисунок 10 – График максимальных среднемесячных и среднесуточных показателей отопления

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

Система взята по средним значениям нагрузки для ГВС. В результате этого необходимо применить расширительный бак. К установке принят бак на 150 литров "EV 9S 160 60 F40 TP" с змеевиком. В данном случае змеевик необходим для разделения потока котловой и холодной воды, проходящей по змеевику и нагреваемой от запаса горячей воды в баке.

Давление в системе ГВС будет являться давлением водопровода, идущего от городской сети холодного водоснабжения. Для снижения давления во внутридомовой разводке был принят к установке редуктор давления мембранного типа "VT.085.N.0507". Редуктор позволяет поддерживать заданное давление в системе водоснабжения. Стабильность регулируемого параметра обеспечивается независимо от скачков сетевого давления. Наличие демпфирующей камеры позволило минимизировать допустимые колебания выходной величины: $\pm 5\%$. Благодаря отсутствию трущихся частей мембранные редукторы менее зависят от загрязненности воды, чем поршневые, а значит более надежны.

Ввод ХВС в коттедж обеспечивается давлением 6 кг/см^2 . Для внутридомовой системы задано значение по ограничению давления в 3 кг/см^2 .

В случае, когда редуктор не обеспечит снижение давления, после редуктора стоит предохранительно-сбросной клапан. Эти клапаны предназначены для установки на трубопроводах с высоким давлением. Дополнительно клапаны установлены на каждом мембранном баке в системе.

2.4 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 [15].

По руководящему документу РД 34.20.185-94 табл. 2.1.1 указана электрическая нагрузка электроприемников коттеджей в таблице 9, которая представлена ниже [16].

Таблица 9 - Удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников
квартир жилых зданий, кВт/квартира

№ № п.п.	Потребители электроэнергии	Количество квартир													
		1-3	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)	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
	и на твердом топливе - 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

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;

2.5 Определение количества ГРП

Для снижения и регулирования давления газа в газораспределительной сети предусматривают следующие пункты редуцирования газа (ПРГ):

- газорегуляторные пункты (ГРП),
- газорегуляторные пункты блочные (ГРПБ) заводского изготовления в зданиях контейнерного типа,
- газорегуляторные пункты шкафные (ГРПШ)
- газорегуляторные установки (ГРУ).

ГРП размещают:

- отдельно стоящими;

- пристроенными к газифицируемым производственным зданиям, котельным и общественным зданиям с помещениями производственного назначения;
- встроенными в одноэтажные газифицируемые производственные здания и котельные (кроме помещений, расположенных в подвальных и цокольных этажах);
- на покрытиях газифицируемых производственных зданий степеней огнестойкости I и II класса С0 с негорючим утеплителем.

В ГРП следует предусматривать наличие помещений для размещения линий редуцирования, а также вспомогательных помещений для размещения отопительного оборудования, КИП, автоматики и телемеханики. Для отдельно стоящих ГРП и ГРПБ рекомендуется предусматривать их оборудование проветриваемым ограждением высотой 1,6 м, выполненным из негорючих материалов [17].

Основное назначение газорегуляторных пунктов – снижение давления газа и поддержание его постоянным независимо от изменения входного давления и расхода газа потребителями.

Количество ГРП n , шт., питающих сеть низкого давления, можно определить по формуле (7):

$$n = \frac{F}{2 \cdot R_{\text{опт}}^2}, \quad (7)$$

где F – газифицируемая площадь, включая площадь проездов, м²;

$R_{\text{опт}}$ – оптимальный радиус действия ГРП, м.

Под радиусом действия ГРП понимают среднее расстояние по прямой от ГРП до точек встречи потоков газа на границе раздела. Наиболее экономичным считается $R_{\text{опт}} = 600 \text{ м} \dots 800 \text{ м}$.

Газифицируемая площадь равняется общей площади города, определяемой по генплану, за вычетом территорий парков, скверов, площадей и кварталов, где размещаются больница, хлебозавод, промышленное предприятие и районные котельные.

$$n = \frac{548574}{2 \cdot 800^2} = 0,428$$

Принимается к установке один ГРП.

Полученное по формуле (7) количество ГРП и их местоположение уточняются по местным условиям, исходя из планировки города и расположения отдельных районов [18].

2.6 Определение расчетных расходов газа

Система газоснабжения городов и других населенных пунктов должна рассчитываться на максимальный часовой расход газа [19].

В расчете к установке принимается газовая 4-х конфорочная плита Gorenje G51103 мощностью 11300 Вт. А также когенерационная установка VITOTWIN 300-W Mikro-KWK с двигателем Стирлинга: 1 кВт электрической энергии, 6 кВт тепловой энергии. В качестве резерва принимается одноконтурный газовый котел VaXi FOURTECH 1.24F 24кВт.

Расход прибора $V_{НОМ}$, $\text{м}^3/\text{ч}$, определяется по формуле (8) [18]:

$$V_{НОМ} = 3,6 \cdot \frac{N}{Q_n^p}, \quad (8)$$

где N - тепловая нагрузка прибора, кВт/ч;

Q_n^p – низшая теплотворная способность газа, кДж/м³;

Расход для газовой плиты равняется:

$$V_{НОМ Г.П} = 3,6 \cdot \frac{11300}{36260} = 1,122 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Учитывая методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий [15] необходимо общую мощность агрегатов повысить на 5% – 10%. Расход для обеспечения отопления равен:

$$V_{НОМ Г.У} = 3,6 \cdot \frac{21130}{36260} = 2,1 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Для отдельных жилых домов и общественных зданий расчетный часовой расход газа Q_d^h м³/ч, следует определять по сумме номинальных расходов газа газовыми приборами с учетом коэффициента одновременности их действия по формуле (9) [19]:

$$Q_d^h = \sum_{i=1}^m K_{sim} \cdot q_{nom} \cdot n_i, \quad (9)$$

где $Q_d^h = \sum_{i=1}^m$ - сумма произведений величин K_{sim} , q_{nom} и n_i от i до m ;

K_{sim} - коэффициент одновременности, принимаемый для жилых домов по таблице 10;

q_{nom} - номинальный расход газа прибором или группой приборов, м³/ч, принимаемый по паспортным данным или техническим характеристикам приборов. Здесь, номинальным расходом газа на приборы является сумма нагрузок $V_{НОМ Г.П}$ и $V_{НОМ Г.У}$.

n_i - число однотипных приборов или групп приборов;

m - число типов приборов или групп приборов.

Таблица 10 – Значения коэффициентов одновременности

Число квартир	Коэффициент одновременности K_{sim} в зависимости от установки в жилых домах газового оборудования			
	Плита 4-х конфорочная	Плита 2-х конфорочная	Плита 4-х конфорочная и газовый проточный водонагреватель	Плита 2-х 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

Окончание таблицы 10

Число квартир	Коэффициент одновременности K_{sim} в зависимости от установки в жилых домах газового оборудования			
	Плита 4-х конфорочная	Плита 2-х конфорочная	Плита 4-х конфорочная и газовый проточный водонагреватель	Плита 2-х конфорочная и газовый проточный водонагреватель
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

Общая сумма нагрузок представлена в Приложении А. Общий расход газа на микрорайон из 236 домов составил 480 м³/ч.

3 Гидравлический расчет сети низкого давления

Пропускная способность газопроводов может приниматься из условий создания при максимально допустимых потерях давления газа наиболее экономичной и надежной в эксплуатации системы, обеспечивающей устойчивость работы ГРП и газорегуляторных установок (ГРУ), а также работы горелок потребителей в допустимых диапазонах давления газа.

Расчетные внутренние диаметры газопроводов определяются исходя из условия обеспечения бесперебойного газоснабжения всех потребителей в часы максимального потребления газа.

Расчетные потери давления в газопроводах высокого и среднего давления принимаются в пределах категории давления, принятой для газопровода.

Расчетные суммарные потери давления газа в газопроводах низкого давления (от источника газоснабжения до наиболее удаленного прибора) принимаются не более 1800 Па, в том числе в распределительных газопроводах 1200 Па, в газопроводах-вводах и внутренних газопроводах - 600 Па.

Значения расчетной потери давления газа при проектировании газопроводов всех давлений для промышленных, сельскохозяйственных и бытовых предприятий и организаций коммунально-бытового обслуживания принимаются в зависимости от давления газа в месте подключения с учетом технических характеристик принимаемого к установке газового оборудования, устройств автоматики безопасности и автоматики регулирования технологического режима тепловых агрегатов.

Падение давления на участке газовой сети можно определять:

- для сетей низкого давления по формуле (10)

$$P_n - P_k = \frac{10^6}{162\pi^2} \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 l = 626.1\lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 l, \quad (10)$$

где P_n – давление в начале газопровода, Па;

P_k – давление в конце газопровода, Па;

$P_0 - 0,101325$ 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/м³;

Q_0 – расход газа, м³/час, при нормальных условиях.

Коэффициент гидравлического трения определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса по формуле (11):

$$Re = \frac{Q_0}{9\pi d v} = 0,0354 \frac{Q_0}{d v}, \quad (11)$$

где v – коэффициент кинематической вязкости газа, м²/с, при нормальных условиях;

d – внутренний диаметр газопровода, см;

Q_0 – расход газа, м³/час, при нормальных условиях, и гидравлической гладкости внутренней стенки газопровода, определяемой по формуле (12):

$$Re \cdot \left(\frac{n}{d} \right) < 23, \quad (12)$$

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 $Re \leq 2000$ по формуле (13):

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (13)$$

)

- для критического режима движения газа $Re = 2000-4000$ по формуле (14):

$$\lambda = 0,0025 Re^{0,333}, \quad (14)$$

)

- для гидравлически-гладкой стенки:

- при $4000 < Re < 100000$ по формуле по формуле (15):

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \quad (15)$$

- при $Re > 100\ 000$ по формуле (16):

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \lg Re - 1,64)^2}, \quad (16)$$

- для шероховатых стенок при $Re > 4000$ по формуле (17):

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{n}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (17)$$

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 [19].

Внешний диаметр полиэтиленового трубопровода и толщина стенки подбирается вручную по [20]. Диаметр подбирается таким образом, чтобы падение давления на участках не превышало максимального возможного значения.

Результат гидравлического расчета для сети низкого давления представлен Приложении Б.

В результате расчета получается: максимальный диаметр трубопровода из полиэтилена ПЭ 80 составляет 225 мм – наружный диаметр с номинальной толщиной стенки 20,5 мм, минимальный наружный диаметр - 32 мм с номинальной толщиной стенки 3 мм.

Трубы изготавливают в прямых отрезках, бухтах и на катушках, а трубы диаметром 200 мм и 225 мм выпускают только в прямых отрезках. Длина труб в прямых отрезках должна быть от 5 м до 24 м с кратностью 0,5 м, предельное отклонение длины от номинальной - не более 1% [21].

"ПЭ" обозначает гомогенную гранулированную смесь базового полимера, включающая в себя добавки (антиоксиданты, пигменты, светостабилизаторы и др.), вводимые на стадии производства композиции, в концентрациях, необходимых для обеспечения изготовления и использования труб, соответствующих требованиям.

Цифра "80" обозначает десятикратное значение MRS, обозначения внутренней среды (ГАЗ), стандартного размерного отношения SDR.

MRS - минимальная длительная прочность, МПа: Значение нижнего доверительного предела прогнозируемой гидростатической прочности σ_{LPL} при температуре 20 °С и времени 50 лет.

SDR - стандартное размерное отношение. Отношение номинального наружного диаметра трубы к ее номинальной толщине стенки [20].

3.1 Внутридомовой гидравлический расчет

Гидравлический расчет начинается с самого удаленного от ввода газового прибора. Расчетный перепад давления от врезки внутридомового газопровода (ввода) в сеть до наиболее удаленного прибора составляет 600 Па с учетом потерь давления в газовом приборе. Для плиты эти потери составляют 40–60 Па, для водонагревателя – 80 Па – 100 Па [18].

Режим внутренних газопроводов выполняется следующим образом:

Определяют расчетные расходы V_p , $\text{м}^3/\text{ч}$, для всех участков по формуле (18):

$$V_p = \sum_i^m (K_0 \cdot V_{ном} \cdot n_i), \quad (18)$$

)

где K_0 - коэффициент одновременности [18];

$V_{ном}$ – номинальный расход газа прибором или группой приборов, м³/ч;

n_i – число однотипных приборов или групп приборов;

m – число типов приборов или групп приборов.

Расход прибора $V_{ном}$, м³/ч, определяется по формуле (8)

Задают диаметры участков. При этом для первого участка (самый удаленный прибор) диаметр трубопровода принимается равным диаметру присоединительного штуцера.

Определяют сумму коэффициентов местных сопротивлений. Для каждого местного сопротивления выбирают значение коэффициента ξ [18].

Находим удельные потери на трение R_{y0} и эквивалентные длины $L_{э}$

Определяют расчетные длины участков и потери давления на них.

Расчетная длина участка L_p , м, находится по формуле (19):

$$L_p = L_d + \sum \xi \cdot L_{эKB}, \quad (19)$$

где L_d – действительная длина участка, м;

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

$\sum \xi$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений на участке.

Потери давления на участке ΔP , Па, вычисляются по формуле (19):

$$\Delta P = L_p \cdot R_{y0}, \quad (19)$$

Внутридомовой расчет приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Гидравлический расчет внутридомовой сети

N уч-ка	V м ³ /ч	Коэф. одновр.	L, м	ΔP	Lp, м	dy, мм	потери P, Па	
							на 1 м	на уч-ке
ГП-1	1,12	1,00	1,65	120%	3,63	20	2,1	7,62
ГК-1	1,79	0,85	0,9	120%	1,98	20	14	27,72
1-ИС	2,91	0,85	5	125%	11,25	25	6	167,50
								202,84

3.2 Подбор газового оборудования для ГРПБ. Когенерационные установки для коттеджной застройки

3.2.1 Подбор пункта редуцирования газа

Подбор пункта снижения и поддержания давления на необходимом, расчетном уровне позволит обеспечить заданным количеством объема газа для потребителей. К установке принят газорегуляторный пункт шкафной с одной линией редуцирования и байпасом ГРПШ – 400 - 01. Технические данные представлены в таблице 13.

Таблица 13 - Технические характеристики ГРПШ – 400 - 01

Регулятор давления газа	РДНК-400М
Регулируемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87
Давление газа на входе, $P_{вх}$, МПа	0,6
Диапазон настройки выходного давления, $P_{вых}$, кПа	2 – 5
Пропускная способность (для газа плотностью $\rho=0,73$ кг/м ³), м ³ /ч	500
Наличие отопления	–
Масса, кг	90

3.2.2 Автоматизация ГРПШ и, помещения для установки когенератора

Каждые ГРП, ГРПБ, ГРПШ и ГРУ должны быть оснащены фильтром, устройствами безопасности — предохранительным запорным клапаном (ПЗК) и (или) контрольным регулятором-монитором, регулятором давления газа, запорной арматурой, контрольными измерительными приборами (КИП) и, при

необходимости, узлом учета расхода газа и предохранительным сбросным клапаном (ПСК).

Число линий редуцирования в пунктах редуцирования газа определяют исходя из требуемой пропускной способности, количества и давления газа выходных газопроводов, назначения пункта редуцирования газа в сети газораспределения. В ГРПШ число рабочих линий редуцирования — не более двух.

Для обеспечения непрерывности подачи газа потребителям в ГРП, ГРПБ, ГРПШ и ГРУ, пропускная способность которых обеспечивается одной линией редуцирования, может предусматриваться резервная линия редуцирования. Состав оборудования резервной линии редуцирования должен соответствовать рабочей линии.

Должна быть предусмотрена возможность одновременной работы основной и резервной линий редуцирования. Резервная линия редуцирования может включаться в работу автоматически при неисправности основной линии.

Допускается не предусматривать резервную линию редуцирования при подаче газа на объекты, в работе которых допускается прекращение подачи газа на период выполнения регламентных работ или подача газа потребителям осуществляется по закольцованной схеме газопроводов.

Оснащение пунктов редуцирования газа обводным газопроводом (байпасом) допускается только при наличии у потребителя редуциционной и защитной арматуры. В ГРПШ допускается применение съемного байпаса с редуциционной и защитной арматурой.

Обеспечение защиты сети газораспределения (газопотребления) и технических устройств от повышения давления газа свыше допустимых значений может достигаться применением в составе узла редуцирования следующих вариантов сочетания видов технических устройств:

- регулирующей, защитной, предохранительной, запорной арматуры;

- регулирующей арматуры, контрольного регулятора-монитора, защитной, предохранительной, запорной арматуры;
- регулирующей, защитной, запорной арматуры;
- регулирующей арматуры, регулятора-монитора, запорной арматуры.

Параметры настройки редуционной, предохранительной и защитной арматуры должны обеспечивать диапазон рабочего давления перед газоиспользующим оборудованием в соответствии с проектом.

Конструкция линии редуцирования (при наличии резервной линии или байпаса) должна обеспечивать возможность настройки параметров редуционной, предохранительной и защитной арматуры, а также проверки герметичности закрытия их затворов без отключения или изменения значения давления газа у потребителя.

Система редуцирования и защитная арматура должны иметь собственные импульсные линии. Место отбора импульса должно размещаться в зоне установившегося потока газа вне пределов турбулентных воздействий.

При размещении части технических устройств за пределами здания ГРП, ГРПБ должны быть обеспечены условия их эксплуатации, соответствующие указанным в паспортах предприятий-изготовителей. Технические устройства должны быть ограждены.

Фильтры, устанавливаемые в ГРП, ГРПБ, ГРПШ и ГРУ, должны иметь устройства определения перепада давления в них, характеризующие степень засоренности при максимальном расходе газа.

Устройства безопасности должны обеспечивать автоматическое ограничение повышения давления газа в газопроводе либо прекращение его подачи соответственно при изменениях, недопустимых для безопасной работы газоиспользующего оборудования и технических устройств. Сброс газа в атмосферу допускается в исключительных случаях.

В ГРП, ГРПБ, ГРПШ и ГРУ должна быть предусмотрена система трубопроводов для продувки газопроводов и сброса газа от ПСК, который

выводится наружу в места, где должны быть обеспечены безопасные условия для его рассеивания.

В ГРП, ГРПБ, ГРПШ и ГРУ должны быть установлены или включены в состав АСУ ТП РГ показывающие и регистрирующие приборы для измерения входного и выходного давления газа, а также его температуры.

В ГРПШ могут применяться переносные приборы [17].

3.2.3 Автоматизация помещения

В помещении, где устанавливается когенерационная установка и на кухне, где газовая плита, необходимо обязательное применение сигнализаторов загазованности.

К установке применены стационарные сигнализаторы СГГ-6М, которые используются для непрерывного контроля концентрации горючих газов в воздухе коммунально-бытовых и промышленных помещений. Параметры сигнализатора приведены в таблице 14. Совместно с сигнализаторами устанавливается электромагнитный клапан КЭГ-9720, характеристики представлены в таблице 15.

Таблица 14 – Технические параметры сигнализатора СГГ-6М

Параметр	Значение
Принцип измерений	Термохимический
Способ забора пробы	Диффузионный
Режим работы	Непрерывный
Рабочее положение	Вертикальное, угол наклона в любом направлении не более 20°
Время прогрева сигнализатора, мин, не более	5
Время срабатывания сигнализации, с не более	15
Расстояние между блоками СГГ-6М и БСП-6М, м, не более	200

Окончание таблицы 14

Параметр	Значение
Электрическое питание, В	от 8 до 14
Мощность, потребляемая сигнализатором, Вт, не более	5
Габаритные размеры, мм	70x50x110
Значение порога сигнализации "АВАРИЙНАЯ"	20 % НКПР
Диапазон регулировки порога сигнализации	10 или 20 % НКПР *
Устойчивость к воздействию температуры и влажности по ГОСТ Р 52931-2008	В3
Время автоматической работы сигнализатора без технического обслуживания, мес	12

Клапаны КЭГ-9720 (нормально закрытые) используются в автоматизированных системах управления газогорелочными устройствами, теплоагрегатами, бытовыми отопительными установками и трубопроводных системах для управления газовыми потоками.

Таблица 15 - Технические характеристики КЭГ-9720 (НЗ)

Характеристика	Значение	Примечание
Диаметр условного прохода Ду, мм	20;25;32; 40;50;65;80	
Время срабатывания, секунд	1	
Рабочие давления, МПа	0 – 0,4 0 – 0,1	Dу=20;25;65;80 мм Dу=32;40;50;65;80 мм
Частота срабатывания, 1/час	1000 300	Dу= 20;25;32;40;50 мм Dу= 65;80 мм
Ресурс срабатываний	1x10 ⁶ 5x10 ⁶	Dу= 20;25;32;40;50 мм Dу= 65;80 мм
Расход (объемный) , м ³ /ч (по воздуху) Для диаметра прохода Ду = 20 мм Для диаметра прохода Ду = 25 мм Для диаметра прохода Ду = 32 мм	3,6 4,9 160	при Pвх= 0,4 МПа при перепаде DP=0,01МПа при перепаде DP=0,01МПа

Сигнализаторы работают совместно с блоком сигнализации и питания БСП-6М, предназначенным для питания сигнализаторов от сети переменного тока, выдачи световой и звуковой сигнализации и формирования управляющего воздействия для включения (отключения) исполнительных устройств.

При монтаже сигнализатора необходимо учитывать следующее:

- сигнализатор должен быть размещен в вертикальном положении вне зоны действия прямых воздушных потоков от приточно-вытяжной вентиляции;
- сигнализатор должен устанавливаться не ближе 0,5 м от источников тепла, нагревательных приборов;
- при контроле содержания природного газа (метана) сигнализатор должен размещаться как можно выше над полом (не ниже 30 см от потолка) и на расстоянии от 1 м до 5 м от источников газа;
- в случае использования сигнализатора совместно с БСП-6М и электромагнитным клапаном типа КЭГ-9720, установку последнего необходимо производить как можно ближе к вводу газа в помещение или здание [22].

4 Охрана воздушного бассейна

В соответствии с требованиями закона РФ "Об охране окружающей среды" являющимся обязательной частью проекта, предусматривается строительство когенерационной установки, предназначенной для покрытия тепловых нагрузок отопления, горячего водоснабжения и электроснабжения.

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.

Для определения выбросов от когенерационной установки был произведен расчет рассеивания оксида азота в программе "Эколог 3.0". По результатам расчета были получены: карта рассеивания от источника выбросов - рисунок 12 и таблица с количественным содержанием концентрации – Приложение В.

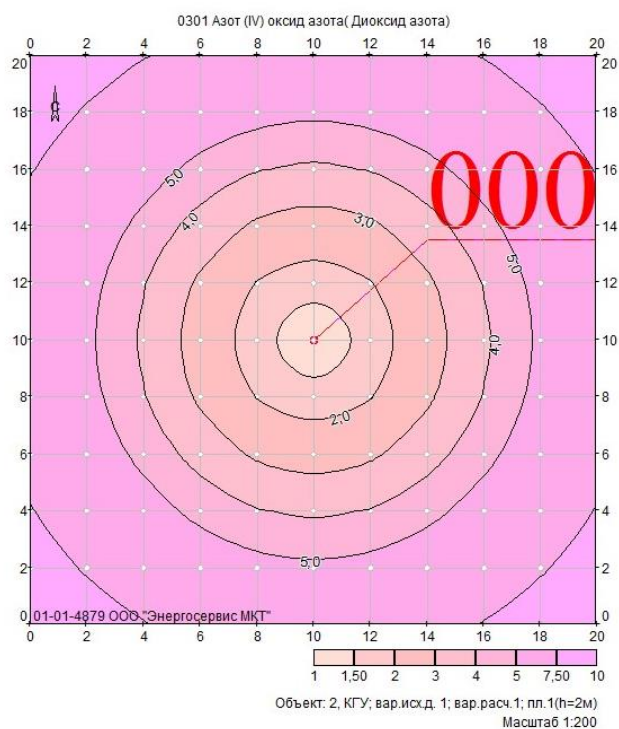


Рисунок 12 – Карта рассеивания оксида азота от когенерационной установки

5 Стройгенплан

5.1 Определение объемов земляных работ

Определение объемов земляных работ начинается с определения размеров сечения траншей по формулам (20, 21, 22, 23):

Глубина траншеи h_T :

$$h_T = d + 1 + h_{п.з.}, \text{ м} \quad (20)$$

Высота песчаной засыпки $h_{п.з.}$:

$$h_{п.з.} = h_{п.} + 0,2, \text{ м} \quad (21)$$

Ширина траншеи по низу для газопроводов диаметром до 0,7 м - $B + 0,3$ м, но не менее 0,7 м.

$$b = d + 0,3, \text{ м} \quad (22)$$

Ширина траншеи по верху определяется с учетом крутизны откосов траншеи.

$$B = b + 2 \cdot m \cdot h_T \quad (23)$$

где d – диаметр газопровода, м;

$h_{п.}$ – толщина песчаной подушки под газопровод, не менее 0,1 м.

m – коэффициент крутизны откоса (принимается в зависимости от вида грунта)

Ширина траншеи по низу не может быть меньше ширины режущей части ковша принятого к производству работ экскаватора плюс 0,2 м .

Ширины режущей части ковша определяется по формуле (24):

$$b_k = 1,2 \cdot (q)^{1/3} \quad (24)$$

Средняя площадь поперечного сечения траншеи F_{cp} определяется по формуле (25):

$$F_{cp} = 0,5 \cdot (b + B) h_T, \text{ м}^2 \quad (25)$$

Общий объем земляных работ (V) определяется по формуле (26):

$$V = F_{cp} \cdot L, \text{ м}^3 \quad (26)$$

где L – общая длина сети, м

При подсчете объема отвала выброшенного грунта необходимо учитывать, что при разработке грунт разрыхляется и поэтому его объем увеличивается, что характеризуется коэффициентом первоначального разрыхления.

С течением времени грунт постепенно уплотняется и разрыхленность его становится меньше первоначальной, что характеризуется коэффициентом остаточного разрыхления – $K_{o.p.}$

Объем грунта, необходимого для засыпки траншеи определяется по формуле (27):

$$V_{o.z.} = \frac{V_p - V_c}{(1 + K_{o.p.})} \quad (27)$$

где $V_{o.z.}$ – объем грунта обратной засыпки, m^3 ;

V_p – объем траншеи по геометрическим обмерам (расчетный);

V_t – объём грунта, вытесняемый трубопроводом и вывозимый за пределы площадки, m^3 , рассчитывается по формуле (28)

$$V_o = \frac{\pi \cdot D_i^2}{4} \cdot L \quad (28)$$

$K_{o.p.}$ – коэффициент остаточного разрыхления, определяется по ЕНиР Сб.Е2, Приложение 2

Объем грунта, подлежащего выгрузке на транспорт (29):

$$V_{m.p.} = V_p - V_{o.z.} \quad (29)$$

где $V_{тp.}$ – объем отвозимого грунта, m^3

Объем работ по подчистке дна траншеи до проектной отметки определяются по формуле (30):

$$V_{p.d.} = [(b + m \cdot h_{p.d.}) \cdot h_{p.d.}] \cdot L \quad (30)$$

где $V_{p.d.}$ – объем ручной доработки;

b – ширина траншеи по дну;

m – крутизна откоса выемки;

$h_{p.d.}$ – глубина доработки (принята 0,1 м);

L – длина траншеи, м.

Подсчет объемов земляных работ приводится в таблицу 16.

Определение объемов строительно–монтажных работ производится по рабочим чертежам и сводится в таблицу 17.

Таблица 16 - Подсчет объемов земляных работ

Захваток	Длина захваток	Сечение траншеи	Размеры траншеи , м		
			понизу	поверху	глубина
1	60	1,534	0,8	1,47	1,35
2	509,2	1,534	0,8	1,47	1,35
3	277,7	1,534	0,8	1,47	1,35
Объем грунта					
V	V _м	V _р	V _{оз}	V _{тр}	V _{рд}
93,5	0,003	93,5	45,59	47,88	5,0
781,9	0,002	781,9	381,43	400,51	42,0
419,1	0,001	419,1	204,44	214,66	22,9

Таблица 17 – Объем строительно-монтажных работ

п/п	Номер ЕНиРа	Наименование работ	Состав звена	Единиц. размер	Норма времени	Кол-во
	Е9-2-33	Устройство ограждений рабочей зоны	3 разр. – 1	1м. ограждений	0,06	1694
	Е9-2-34	Устройство временных мостов	3 разр. – 1 2 разр. – 1	1м ²	0,4	8
	Е2-1-5	Срезка растительного слоя бульдозерами	Машинист 6 разр.	На м ² 1000	0,69	1,25
	Е2-1-13	Разработка грунта в траншеях одноковшовыми экскаваторами с гидравлич. приводом и с погрузкой в транспортные средства	Машинист 6 разр. - 1	100 м ³ грунта	2,75	12,95
	Е1-17	Погрузка или выгрузка материалов	Машинист 5 разр -1 Такелажники на монтаже 3 разр -2	100г	19,6	0,037
	Е2-1-47	Разработка не мерзлого грунта в котлованах и траншеях вручную	Землекоп 2 разр.	1 м ³ грунта	2,09	69,9
	Е9-2-1	Сборка труб в звенья на бровке траншеи	5 разр. – 1 3 разр. – 1	1 м труб	0,02	847

Окончание таблицы 17

п/п	Номер ЕНиРа	Наименование работ	Состав звена	Единиц. размер	Норма времени	Кол-во
	Е9-2-1	Укладка звеньев труб в траншею	5 разр. – 1 4 разр. – 2 3 разр. – 2	1 м труб	0,08	847
	Е9-2-14	Установка фасонных частей отводы тройники	4 разр. – 1 3 разр. – 2	1 фасонная часть	0,42	30
0	Е22-2-1	Стыковое соединение	Электросварщики ручной сварки 3, 4, 5 и 6 разр.	Вертикальное поворотное 1 стык	0,12 0,06	94 47
1	Е9-2-9	Пневматическое испытание трубопроводов	6 разр. – 1 4 разр. – 1 3 разр. – 2	1 м труб	0,18	847
3	Е2-1-34	Засыпка траншей и котлованов бульдозерами	Машинист 5 разр.	100 м ³ грунта	0,25	12,95
4	Е2-1-35	Предварительная планировка площадей бульдозерами	Машинист 5 разр.	1000 м ²	0,29	1,25
5	Е2-1-36	Окончательная планировка площадей бульдозерами	Машинист 5 разр.	1000 м ²	0,38	1,25
6	Е9-2-34	Разборка временных мостов	2 разр. – 2	1м ²	0,2	8

5.2 Определение потребностей в материалах, деталях и оборудовании при строительстве газовых сетей

Подсчет потребностей в материалах, заготовках, оборудовании производится по рабочим чертежам и сводится таблицу 18.

Таблица 18 – Потребность в материалах

№ захватки	Длина захватки, м	Плеть			Состав плети					
		Кол-во	D, мм	L, м	Стандартная труба			Неполномерная труба		
					Кол-во	L, м	Pст, тн	L, м	Кол-во	Pт, тн
1	60	2	65	30	10	6		-	-	-
2	509	9	50	56,5	84	6	5523	5	1	
3	278	4	32	69,5	46	6	69,12	2	1	

Состав плети										
Фасонные части		Компенсаторы			Подвижные опоры			Неподвижные опоры		
Кол-во	Рф, тн	Наим	Кол-во	Рк, тн	тип	Кол-во	Рп, тн	тип	Кол-во	Рн, тн
1	29,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	7,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	0,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-

5.3 Подбор оборудования для производства строительного-монтажных работ

В комплект машин для производства земляных работ входят экскаваторы, автосамосвалы и бульдозеры. Этим комплектом машин выполняются работы по отрывке траншеи, отвозе избыточного грунта, засыпке после завершения в ней монтажных работ.

Для разработки траншеи и котлованов наиболее часто используются одноковшовые экскаваторы ёмкостью 0,15 – 1,0 м³, оборудованные обратной лопатой или драглайном.

При определении требуемых параметров экскаваторов необходимо построить поперечное сечение траншеи в наиболее заглубленном месте рисунок 13.

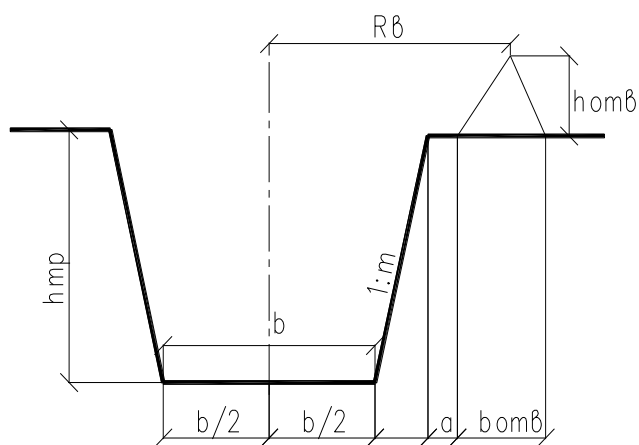


Рисунок 13 - Схема определения размеров отвала грунта и радиуса выгрузки экскаватора.

Требуемый радиус выгрузки экскаватора обуславливается необходимостью устройства отвала грунта определенных размеров. Наиболее предпочтительной схемой движения экскаватора является перемещение экскаватора по оси траншеи.

Поперечное сечение отвала определяется по формуле (31):

$$F_{омв.} = (F_{мп} - F_{к}) \cdot (1 + K_{пр}), м^2 \quad (31)$$

где $F_{мп}$ – поперечного сечения траншеи, $м^2$;

$F_{к}$ – площадь поперечного сечения укладываемых коммуникаций, $м^2$;

$K_{пр.}$ – коэффициент первоначального разрыхления грунта в долях единицы.

$$F_{омв.} = (0,926 - 0,0033) \cdot (1 + 0,03) = 1,53, м^2$$

Размеры отвала грунта находятся по формулам (32, 33):

$$b_{отв} = 2 \cdot \sqrt{\frac{F_{отв}}{tg\alpha}} \quad (32)$$

$$h_{отв.} = \frac{b_{отв}}{2} \cdot tg\alpha \quad (33)$$

где $b_{отв.}$ – ширина отвала по дну, м;

$h_{отв.}$ – высота отвала, м;

α - угол откоса свежевысыпанного грунта в градусах (45°).

$$b_{отв} = 2 \cdot \sqrt{\frac{1,53}{tg45}} = 2,47 м,$$

$$h_{отв.} = \frac{2,47}{2} \cdot tg45 = 1,24 м$$

Требуемый радиус выгрузки определяется (34):

$$R_{г} = \frac{b}{2} + m \cdot h_{мп} + a + \frac{b_{отв}}{2} \quad (34)$$

где a – берма траншеи (не менее 0,5м)

$$R_{г} = \frac{0,8}{2} + 0,25 \cdot 1,35 + 0,5 + \frac{2,47}{2} = 2,47, м$$

Подбор экскаватора приводится в таблице 19

Таблица 19 – Подбор экскаватора

№ п.п.	Модель экскаватора	Емкость ковша м ³	Наибольшая глубина копания	Высота мм	Ширина мм	Макс. Радиус копания м
	Daewoo-Doosan Solar 55-V	0,2	3,8	2556	1180	5850

Определяем сметную производительность, принимаемых к рассмотрению землеройных механизмов $\Pi_{\text{эк}}$ по формуле (35):

$$\Pi_{\text{эк}} = \frac{t_{\text{см}}}{H_{\text{ВРотв}}} * 100 * \frac{\sqrt{03}}{V} + \frac{t_{\text{см}}}{H_{\text{ВРпог}}} * 100 * \frac{V_{\text{к}}}{V} \quad (35)$$

где $t_{\text{см}}$ – продолжительность рабочей смены в часах;

$H_{\text{ВРотв}}$; $H_{\text{ВРпог}}$ – норматив времени на разработку 100 м³ грунта в отвал и погрузкой в транспорт.

$$\Pi_{\text{эк}} = \frac{8}{4,9} \cdot 100 \cdot \frac{632}{1294} + \frac{8}{4,9} \cdot 100 \cdot \frac{663}{1294} = 163$$

Продолжительность работы экскаваторов на объекте $T_{\text{см}}$ определяется по формуле (36):

$$T_{\text{см}} = \frac{V_{\text{м}}}{\Pi_{\text{эк}}} \quad (36)$$

$$T_{\text{см}} = \frac{1295}{163} = 7,95 \text{ч}$$

Объем грунта $V_{\text{кс}}$, перевозимого самосвалом за 1 рейс определяется по формуле (37)

$$V_{\text{кс}} = \frac{Q_c}{\rho} \quad (37)$$

где Q_c - грузоподъемность самосвала,

ρ – объемный вес грунта, т/м³.

$$V_{\text{кс}} = \frac{36000}{1700} = 21,17 \text{ м}^3$$

Количество ковшей N , загружаемых в кузов машины (38)

$$N = \frac{V_{кв}}{q \cdot K_n}, \text{ ковшей} \quad (38)$$

где q – вместимость ковша;

K_n - коэффициент, учитывающий наполнение ковша, принимают равным 0,8.

$$N = \frac{21.17}{0,2 \cdot 0,8} = 132$$

Подбор самосвала приводится в таблице 20

Таблица 20 – Технические характеристики самосвала

№ п.п.	Модель самосвала	Допустимая групповая емкость, кг	Допустимая полная масса автопоезда, кг	Объем платформы	Максимальная скорость км/ч
	МАЗ 551605-275	36000	33000	11	92

Для монтажа деталей и конструкций систем газоснабжения используют стреловые самоходные краны на автомобильном, пневмоколесном и гусеничном ходу.

На выбор типа крана оказывают влияния грунтовые условия, размеры поперечного сечения траншеи и масса монтируемых элементов. При этом необходимый вылет крюка крана при монтаже сборных элементов газовых сетей определяется по формуле (39):

$$l_{кр} = \frac{b}{2} + m \cdot h_{гр} + a + d_H + Z + \frac{c}{2} \quad (39)$$

где d_H – наружный диаметр труб (включая все виды изоляции), м;

Z - расстояние между трубопроводом и наиболее выступающей частью крана, принимается равной 0,8 м – 1 м

$$l_{кр} = \frac{0,8}{2} + 0,25 \cdot 1,35 + 0,5 + 0,05 + 1 + \frac{3}{2} = 3,79 \text{ м}$$

По полученным данным выбран кран КС-1571.

Подбор бульдозера осуществляется исходя из среднего расстояния перемещения грунта из отвала в траншею. Ориентировочно её можно принимать равным расстоянию между осями траншеи и отвала. Подобран бульдозер ДЗ-9.

Технические характеристики бульдозера:

- тип отвала: неповоротный, длина отвала 2,56 м;
- высота отвала: 0,8 м;
- мощность: 75 л.с;
- управление - гидравлическое.

5.4 Основные решения по производству работ

5.4.1 Метод производства работ

1. Для производства работ в данном дипломном проекте применяется поточный метод. При поточном методе однородные процессы выполняются последовательно, а разнородные параллельно. Этот метод характеризуется минимальным потреблением ресурсов и небольшой продолжительностью монтажных работ.

2. Электроэнергия необходима для освещения, так как некоторые работы производятся во вторую смену.

3. Вода для нужд работников.

4. Кислород на строительной площадке требуется для резки металла.

5. Количество бытовок для нужд рабочих – 2 шт. (одно помещение на 10 рабочих).

6. Для строительно-монтажных работ требуется место для складирования материалов (изоляция, труб и т.д.). Запасы материалов на складах строительства должны быть минимальными, так как излишние запасы материальных ценностей замораживают оборотные средства и ухудшают финансовое состояние строительно-монтажной организации.

Правильное хранение материалов обеспечивает качественную и количественную сохранность, наилучшее размещение материалов, более

широкое применение механизации погрузочно-разгрузочных работ и выполнение требований по охране труда и противопожарной технике.

Для определения площади склада используют формулу (40):

$$F = \frac{Q}{q} k, \quad (40)$$

где Q — количество хранимого материала;

q — количество материала на 1 м^2 площади (норма хранения);

k — коэффициент, вводимый для учета проходов на складе, принимаемый равным $2 — 2,5$.

Площадь складирования лотков составляет:

Площадь одного лотка — $2,97 \cdot 1,48 = 4,4 \text{ м}^2$. Суммарная площадь необходимая для складирования лотков — $17,6 \text{ м}^2$.

На строительной площадке под лотки должно быть отведено 18 мест.

Временные здания, сооружения следует размещать вне зон действия строительных механизмов с учетом "Розы ветров" - с наветренной стороны господствующих ветров и по возможности вблизи входов на строительную площадку.

Организация складского хозяйства. Площадь складского хозяйства определяют расчетом по максимальному суточному расходу с учетом норм запаса материалов деталей и изделий и норм складирования на 1 м^2 складской площади. Предварительно вычисляют запас материалов ($Q_{скл}$), подлежащий хранению на складе по формуле (41):

$$Q_{скл} = (Q_m / t) n K_1 K_2 \quad (41)$$

где Q_m — количество материала, деталей, конструкций необходимые для выполнения заданного объема работ в планируемый период;

t — продолжительность периода потребления материалов;

n — норма запаса материалов, изделий на складе;

K_1 - коэффициент неравномерности поступления материалов на склад (Ж./Д транспорт $K_1 = 1,1 \dots 1,2$; автотранспорт $1,3-1,5$);

K_2 — коэффициент неравномерного потребления материалов ($1,2-1,6$).

Площадь склада определения по формуле (42):

$$F_{скл} = (Q_{скл}/q) \beta \quad (42)$$

где q – норма складирования материала на 1 м^2 площади склада;

β – коэффициент, учитывающий проходы, проезды на складе (для закрытых складов $\beta = 1,4$; открытых $\beta = 1,7-2,0$).

Таблица 21 – Нормы хранения труб

Наименование материалов	Ед. изм.	Общая потреб. на объект	Норма хранения на м^2 ск. пл.	Полная расчетная пл. м^2	Размер склада и способ хранения
Трубы	т	3,75	$1\text{ т}/\text{м}^2$	3,75	открытый

Расчет потребности в воде при разработке ППР производится по удельным расходам потребителя на следующие нужды:

- производственно – хозяйственные;
- хозяйственно – питьевые;
- противопожарные.

На основе календарного плана строительства, для периода наибольшего суточного водопотребления, определяют удельные расходы по потребителям.

Расчет заканчивается определением диаметра временного водопровода по суммарному расходу воды л/с по формуле (43):

$$Q_{общ} = Q_{пр} + Q_{хоз} + Q_{пож} \quad (43)$$

где $Q_{пр}$ – расход воды на производственные нужды, по формуле (44);

$Q_{хоз}$ – расход воды на хозяйственно-бытовые нужды, по формуле (45);

$Q_{пож}$ – расход на противопожарные цели.

$$Q_{пр} = 1,2 \sum (Q_{ср} K_1 / 8 \cdot 3600) \quad (44)$$

где $1,2$ коэффициент на неучтенные расходы воды;

$Q_{ср}$ - средний производственный расход в смену, л;

K_1 – коэффициент неравномерности водопотребления;

$8,0$ – число часов работы в смену.

$$Q_{пр} = 1,2 \cdot (800 \cdot 0,8) / (8 \cdot 3600) = 0,027$$

На хозяйственно – питьевые нужды:

$$Q_{хоз} = \frac{n_p}{3600} \cdot \left(\frac{n_1 \cdot K_1}{8,2} + n_2 \cdot K_3 \right) \quad (45)$$

$$Q_{хоз} = \frac{16}{3600} \left(\frac{20 \cdot 0,8}{8,2} + 30 \cdot 0,3 \right) = 0,03$$

где n_p – наибольшее количество рабочих в смену,

n_1 – норма потребления на 1 человека в смену 20 л – 25 л.;

n_2 – норма потребления на прием одного душа - 30л.;

K_2 - коэффициент неравномерности водопотребления 1,1 – 2,0;

K_3 - коэффициент учитывающий, пользующихся душем к наибольшему количеству работающих в смену 0,3 – 0,4.

На пожарные нужды $Q_{пож}$ при площади застраиваемой территории до 10 га – 10 л/с.

Диаметр временного водопровода определяется по формуле (46):

$$d = (4 \cdot Q_{общ} \cdot 1000)^{0,5} / \pi \cdot v \quad (46)$$

где $Q_{общ}$ – суммарный расход воды, л/с;

v – скорость движения воды по трубам, принимают равной 1,5-2,0 м/с.

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 10 \cdot 0,6 \cdot 1000}{3,14 \cdot 1,5}} = 92,4$$

5.4.2 Расчет площадей и выбор типовых временных зданий и сооружений

Временные здания сооружают только на период строительства. Для служебных и санитарно-бытовых нужд работающих устраиваются временные административно-бытовые помещения. Расчет приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Временные здания

	Численность, чел.				
--	-------------------	--	--	--	--

Наименование здания	Рабочих	Др.сотрудники	Всего человек	Норма на 1 чел.,м ²	Расчетная площадь, м ²	Принимаемая площадь, м ²
1.Кантора прораба	-	2	2	4,8	9,6	12
2.Гардеробная	16	-	16	0,9	14,4	18
3.Помещение приема пищи и обогрева	16	-	16	1	16	18
4.Умывальник	16	-	16	0,05	0,8	4
5.Туалет	16	3	19	0,07	1,33	6,25
6.Диспетчерская	-	1	1	7	7	7,5
7.Помещение для отдыха	16	-	16	1	16	18

5.4.3 Расчет потребности во временном электроснабжении

Исходными данными для организации временного электроснабжения являются виды, типы строительных машин и механизмов, площадь временных зданий и сооружений, протяженность автодорог, площадь строительной площадки и сменность работ. Для определения потребной мощности трансформатора, производим расчет в таблице 23. Для расчета временного электроснабжения по календарному плану определяется период максимального потребления электроэнергии.

Для освещения строительной площадки принимаем прожекторы ПЗС-45, с мощностью лампы 1500 Вт.

Число прожекторов определим по формуле (47):

$$n = \frac{pES}{P_l}, \quad (47)$$

где $p=0,3$ Вт/(м²·лк)-удельная мощность;

$E = 7$ лк – освещенность;

$S = 5200 \text{ м}^2$ площадь подлежащая освещению;

$P_{\text{л}}$ - мощность лампы прожектора.

$$n = \frac{pES}{P_{\text{л}}} = \frac{0,3 \cdot 7 \cdot 5200}{1500} = 7,28$$

На участке размещаем 4 мачты, на каждой мачте устанавливаем по 2 прожектора.

Расчет нагрузок по условленной мощности электроприемников (48):

$$P_p = \alpha \cdot \left(\sum \frac{K_{1c} \cdot P_c}{\cos \phi} + \sum \frac{K_{2c} \cdot P_T}{\cos \phi} + \sum P_{OB} \cdot K_{3c} + \sum P_{HO} \right), \quad (48)$$

где $\alpha = 1,1$ – коэффициент, учитывающий потери в сети;

K_{1c} , K_{2c} , K_{3c} – коэффициент спроса, зависящий от числа потребителей, принимается равным 0,36; 0,5; 0,8 соответственно;

P_c – мощность силовых потребителей, кВт;

P_T – мощность технологических потребителей, кВт;

P_{OB} , P_{HO} – мощность устройств внутреннего и наружного освещения;

Таблица 23 – Мощность трансформатора

Наименование потребителя	Ед.изм.	Количество	Потребляемая мощность, кВт
1.Строительные машины и механизмы ($W_{\text{сил}}$): Аппарат для спайки	шт	2	36
2.Внутреннее освещение ($W_{\text{во}}$)			4
3.Наружное освещение ($W_{\text{но}}$)	шт	12	40,5

$$P_p = 1,1 \cdot \left(\frac{0,36 \cdot 36}{0,7} + 4 \cdot 0,8 + 40,5 \right) = 62,21, \text{ кВт}$$

Принимается трансформатор СКТП – 100 – 6/10/0,4.N=65 кВт.

5.4.4 Обратная засыпка траншеи

Засыпку газопровода рекомендуется производить при температурах окружающего воздуха, близких к температуре его эксплуатации.

При засыпке газопровода необходимо обеспечить:

- сохранность труб и изоляции;
- плотное прилегание газопровода к дну траншеи;
- проектное положение газопровода.

При засыпке газопровода необходимо исключить подвижки.

На горизонтальных участках поворота газопроводов вначале засыпается участок поворота, а затем остальная часть. Засыпку участка поворота начинают с его середины, двигаясь поочередно к концам.

На участках с вертикальными поворотами газопровода (в оврагах, балках, на холмах и т.п.) засыпку следует производить сверху вниз.

Засыпка газопровода на протяженных продольных уклонах должна производиться бульдозером, который перемещается с грунтом сверху вниз под углом к траншее, а также может осуществляться траншеезасыпателем сверху вниз по склону с обязательным его якорением на уклонах крутизной свыше 15° .

Обозначение трассы газопровода предусматривают: путем установки опознавательных знаков (в соответствии с положениями СП 42-101) и укладки сигнальной ленты по всей длине трассы, а для межпоселковых газопроводов возможна (при отсутствии постоянных мест привязки) прокладка вдоль присыпанного (на расстоянии 0,2 м - 0,3 м) газопровода изолированного алюминиевого или медного провода сечением $2,5 \text{ мм}^2$ - 4 мм^2 с выходом концов его на поверхность под ковер или футляр вблизи от опознавательного знака. Допускается применение сигнальной ленты с вмонтированным в нее электропроводом-спутником или полосой металлической фольги, позволяющей определить местонахождение газопровода приборным методом.

При прокладке газопровода в футляре (каркасе) или способом наклонно-направленного бурения укладка сигнальной ленты не требуется [21].

5.4.5 Определение трудоемкости строительно-монтажных операций

Расчет трудоемкости ручных и механизированных строительно-монтажных процессов, а также затрат машинного времени производится по ЕниР.

По определенной трудоемкости составлен план-график производства работ, который приведен в графической части.

5.4.6 Расчет основных технико-экономических показателей

Продолжительность монтажа газовых сетей – 16,5 дней.

Вся трудоемкость составила – 167 чел/дн.

Максимальное количество работников – N_{\max} . – 16 человек.

Среднее количество работников – $N_{\text{ср}}$. – 10,12 человека.

Коэффициент механизации производства – $K = 0,09$.

Отношение N_{\max} и $N_{\text{ср}}$ – 1,58.

5.4.7 Составление и расчет сетевого графика

Сетевой график составляется в соответствии с [23] в следующей последовательности:

- все работы, подлежащие выполнению, группируются в комплексы и по ним строится топология сетевого графика;
- выполнение всех работ проектируется поточным методом, с разбивкой здания, сооружения, сети, на захватки, равновеликие по трудоемкости, причем размер каждой захватки должен обеспечивать производительную работу бригады (звена) в течение смены и более;
- продолжительность работы производительных машин должна быть не менее 2 смен в сутки;
- продолжительность процессов, выполняемых средствами малой механизации, определяется вместимостью фронта работ;
- рассчитываются временные параметры сетевого графика и продолжительность критического пути.

Сетевой график изображен на листе графической части.

5.4.8 Стоимость строительства газовой сети

Для определения стоимости всех затрат в сфере ценообразования для выполнения основных, вспомогательных и сопутствующих этапов работ для прокладки сетей газоснабжения при строительстве в нормальных условиях, не осложненных внешними факторами. В качестве руководства по определению стоимости является сборник укрупненных нормативов [25].

Укрупненные нормативы цены строительства (НЦС) предназначены для определения потребности в денежных средствах, необходимых для создания единицы мощности строительной продукции, для планирования (обоснования) инвестиций (капитальных вложений) в объекты капитального строительства и иных целей, установленных законодательством Российской Федерации по прокладке наружных сетей газоснабжения.

Показатели НЦС представляют собой сумму денежных средств, необходимую для прокладки наружных сетей газоснабжения, рассчитанную на установленную единицу измерения (1 км трассы сетей газоснабжения).

По данному сборнику предусмотрены нормативы цены строительства трубопроводов низкого и среднего давления до 0,3 Мпа.

Оплата труда рабочих-строителей и рабочих, управляющих строительными машинами, включает в себя все виды выплат и вознаграждений, входящих в фонд оплаты труда. Показатели НЦС предусматривают стоимость строительных ресурсов, затраты на оплату труда рабочих и эксплуатацию строительных машин (механизмов), накладные расходы и сметную прибыль, а также затраты на строительство временных титульных зданий и сооружений и дополнительные затраты на производство работ в зимнее время, затраты на проектно-изыскательские работы и экспертизу проекта, строительный контроль, резерв средств на непредвиденные работы и затраты.

Цена определяется следующим образом: показатели НЦС 15-02-003-07, стоимость прокладки за 1 км – 1 686,46 тыс.руб. умножается на протяженность газовой сети 5,08 км. Так как, по данным НЦС имеются ценовые показатели для полиэтиленовых труб с диаметрами 63 мм, 110 мм, 160 мм, 200 мм, 250 мм, то в связи с этим взят средний по всей длине диаметр, который составляет 130 мм. Исходя из табличных данных укрупненных показателей ценовой коэффициент берется для труб диаметром 160 мм. В таблице 24 приведена цена для трубы 160 мм.

В результате получается общая стоимость работ по строительству газовой сети составляет 8567,3 тыс.руб.

Таблица 24 – Наружные инженерные сети газопровода из полиэтиленовых труб, при укладке одиночных труб в траншею, разработка грунта с погрузкой в автотранспорт за один километр

Код показателя	Наименование показателя	Норматив цены строительства на 01.01.2017, тыс.руб
15-02-003-07	Диаметром до 160 мм и глубиной 1,5м	1 686,46

6 Технико-экономический расчет

6.1 Технико-экономические показатели когенерационной установки

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

$$h_{год}^{ЭЭ} = 8760 \text{ ч/год},$$

Тепловая мощность вырабатывается в течение отопительного и переходного периодов. Количество дней в году $n=198$ с выработкой тепловой мощности по формуле (49):

$$h_{год}^{ТЭ} = n \cdot 24 = 198 \cdot 24 = 4752 \text{ ч/год}, \quad (49)$$

Следующим этапом расчета является уточнение цены установки и монтажа. Установка VITOTWIN 300-W Mikro-KWK имеет рыночную стоимость 300 000 рублей и блока бесперебойного питания Xtender ХТН 5000-24 стоимостью 377 000 рублей.

Инверторы в автономных системах нужны для того, чтобы преобразовать постоянный ток от аккумуляторов в переменный ток напряжением 220 В.

Если в инвертор встроено зарядное устройство для подзарядки аккумуляторов при питании от сети или от генератора, то такое устройство называется блоком бесперебойного питания (ББП). При пропадании напряжения в сети, или выходе его значения за установленные пределы, ББП автоматически переключается на питание от аккумуляторов.

Подключение установки следует принимать как 15% от стоимости установки. Также следует принять во внимание стоимость вспомогательных устройств и системы регулирования, принимаемая как 10% от стоимости установки [15].

Итого капиталовложения высчитываются по формуле (50):

$$K = S_{уст.} + S_{подкл.} + S_{всп.}, \quad (50)$$

)

$$K = 677000,00 + 101550,00 + 67700,00 = 846250,00 \text{ рублей}$$

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

Для покрытия кредита $K=847\ 000,00$ рублей за $n=12$ лет с процентной ставкой $e = 15\%$ годовой возврат будет равен $E_{кред}=156\ 808,66$ руб./год.

Рассчитаем годовые расходы на топливо по формуле (51). Расход топлива установкой в час при 100%-ой нагрузке равен $l=2,1$ м³/ч. Коэффициент полезного действия производства электроэнергии 15%. Коэффициент полезного действия производства электроэнергии 81%. Цена топлива в районе строительства $s=6717$ рублей за 1000 м³.

$$E_{ТОП} = l \cdot h_{год}^{Э.Э.} \cdot s, \text{ рублей} \quad (51)$$

)

получаем:

$$E_{ТОП} = 2,1 \cdot 4752 \cdot 6717 = 123565,93$$

Сумма эксплуатационных расходов в год рассчитывается по формуле (52):

$$E_{экспл.} = \frac{P_{эл.} \cdot h_{год}^{Э.Э.} \cdot e_{экспл.}}{1000} - E_{кред} + E_{ТОП}, \text{ рублей} \quad (52)$$

)

где $P_{эл.}$ – установленная электрическая мощность когенерационной установки, кВт;

$e_{экспл}$ – эксплуатационные расходы (2100 руб/МВт_{эл}×ч);

получаем:

$$E_{экспл.} = \frac{1 \cdot 8760 \cdot 2100}{1000} - (156808 + 123565) = 14846$$

Себестоимость электроэнергии высчитывается по формуле (53):

$$S_{\text{Э.Э}} = \frac{(E_{\text{экспл.}} + P_{\text{Э.Э}} \cdot T_{\text{Э.Э}})}{P_{\text{Э.Э}}}, \frac{\text{руб}}{\text{МВт}_{\text{эл}} \cdot \text{ч}} \quad (53)$$

)

где $P_{\text{Э.Э}}$ – произведенная в год электроэнергия и рассчитывается по формуле (54);

$T_{\text{Э.Э}}$ – тариф продажи/ замещения электроэнергии (3540 руб./МВт·ч).

$$P_{\text{Э.Э}} = p_{\text{эл.}} \cdot \frac{h_{\text{ГОД}}^{\text{Э.Э.}}}{1000}, \text{ МВт} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{год}}; \quad (54)$$

)

$p_{\text{эл.}}$ – установленная электрическая мощность когенерационной установки, кВт;

$$P_{\text{Э.Э}} = 1 \cdot \frac{8760}{1000} = 8,76 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{год}};$$

$$S_{\text{Э.Э}} = \frac{(-14846 + 8,76 \cdot 3540)}{8,76} = 1845,17 \frac{\text{руб}}{\text{МВт}_{\text{эл}} \cdot \text{ч}}$$

Себестоимость тепловой энергии высчитывается по формуле (55):

$$S_{\text{Т.Э}} = \frac{(E_{\text{экспл.}} + P_{\text{Т.Э}} \cdot T_{\text{Т.Э}})}{P_{\text{Т.Э}}}, \frac{\text{руб}}{\text{МВт}_{\text{эл}} \cdot \text{ч}}; \quad (55)$$

)

где $P_{\text{Т.Э}}$ – произведенная в год тепловая энергия и рассчитывается по формуле (56)

$p_{\text{Т.Э}}$ – установленная тепловая мощность установки;

$T_{\text{Т.Э}}$ – тариф продажи/ замещения тепловой энергии в данном регионе (2500 руб./МВт·ч).

$$P_{\text{Т.Э}} = p_{\text{Т.Э}} \cdot \frac{h_{\text{ГОД}}^{\text{Т.Э.}}}{1000}, \text{ МВт} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{год}}; \quad (56)$$

)

находим годовую произведенную энергию:

$$P_{T.э.} = 6 \cdot \frac{4752}{1000} = 28,512 ;$$

отсюда:

$$S_{T.э.} = \frac{(-14846 + 28,512 \cdot 3540)}{28,512} = 1978$$

Доходы от продажи/замещения электроэнергии находятся по формуле (57):

$$N_{э.э.} = P_{э.э.} \cdot T_{э.э.}, \text{ рублей / год}$$

(57)

)

$$N_{э.э.} = 8,76 \cdot 3540 = 31010$$

Доходы от продажи/замещения тепловой энергии находятся по формуле (58):

$$N_{T.э.} = P_{T.э.} \cdot T_{T.э.}, \text{ рублей / год}$$

(58)

)

$$N_{T.э.} = 28,512 \cdot 2499,6 = 71269$$

Чистый доход от производства энергии равен сумме доходов от продажи электрической и тепловой энергии когенерационной установки рассчитывается по формуле (59):

$$N_{общ.} = N_{э.э.} + N_{T.э.}, \text{ рублей / год}$$

(59)

)

$$N_{общ.} = 31010 + 71269 = 102279$$

Экономическая выгода проекта рассчитывается как разность чистого дохода и суммы годовых эксплуатационных расходов находится по формуле (60):

$$A = N_{общ.} - E_{э.э.}, \text{ рублей}$$

(60)

)

$$A = 102279 - 14846 = 87432$$

Срок окупаемости проекта определяется по формуле (61) как частное капиталовложений и экономической выгоды проекта:

$$N_{\text{окуп}} = \frac{K}{A}, \text{ лет}$$

(61)

$$N_{\text{окуп}} = \frac{846250}{87432} = 9,68$$

Результаты всех расчетов сведены в таблицу 25.

Таблица 25 – Результаты экономического расчета КГУ

место	коттедж	
тип устройства	КГУ с аккумуляторным инвертором и батареей на 5кВт	
устан. Мощ-ть эл.	кВт	1
устан. Мощ-ть тепл.	кВт	6
часы полного использования мощности (электроэн.)	ч/год	8760
часы полного использования мощности (тепло)	ч/год	4752
капиталовложения в установку	рубли	677000
капиталовложения в здание	рубли	0
подключения	рубли	101550
вспомогательные устройства + система регулирования	рубли	67700
капиталовложения, всего	рубли	846250

Окончание таблицы 25

собственный вклад	рубли	
инвестиции	рубли	0
кредит	рубли	850000
срок кредита	лет	12
процентная ставка	%	15,00%
годовой возврат	руб/год	156 808,66 Р
расход топлива	м ³ /ч	2,1
КПД, пр-ва электроэн.	%	15

КПД, пр-ва тепла	%	81
расход топлива	м ³ /год	18396
цена топлива	руб/1000м ³	6717
годовые расходы на топливо	руб/год	123565,932
эксплуатационные расходы	руб/МВт _{эл} ·ч	2100
сумма эксплуатационных расходов	руб/год	14 846,73 Р
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	28,512
тариф продажи/замещения тепловой энергии	руб/МВт _{тепл} ·ч	2499,60
себестоим.электроэнергии	руб/МВт _{эл} ·ч	1845,17
себестоим. Тепл.энергии	руб/МВт _{тепл} ·ч	1978,88
доходы от продажи/замещения эл.энергии	руб/год	31010,40
доходы от продажи/замещения тепл.энергии	руб/год	71268,60
чистый доход	руб/год	102279,00
экономическая выгода в год	рубли	87 432,27 Р
простой срок окупаемости	лет	9,68

6.2 Технико-экономические показатели варианта сравнения

Предлагаемый вариант: децентрализованное теплоснабжение от котла и электроснабжение.

Теплоснабжение (оборудование и монтаж): котел Vaillant VUW INT 242 / 5-5 ,стоимостью 75000 руб. Монтаж котла 11250 рублей.

6.2.1 Сравнение по переменным составляющим затрат

Затраты в газовые сети не учитываются, так как трассировка их в сравниваемых вариантах одинакова. Расчет ведется по переменным составляющим затрат.

6.2.2 Единовременные затраты

Единовременные затраты (капиталовложения) определяются по формуле (62)

$$K_1 = K_K \cdot n + K_M \cdot n, \quad (62)$$

)

где K_K - стоимость котла Vaillant VUW INT 242 / 5-5, руб.

n - количество котлов, шт.

K_M - затраты на монтаж котла, руб.

$$K_1 = 75000 \cdot 1 + 11250 \cdot 1 = 86250 \text{ руб.}$$

6.2.3 Эксплуатационные затраты

Стоимость газа, потребляемая абонентом за год по формуле (63):

$$C_z = Z_g \cdot B_g, \quad (63)$$

где Z_g - удельная стоимость газа, руб./м³;

B_g - годовой расход газа, м³/год (64):

$$B_g = B_{cp.ч} \cdot 24 \cdot z \cdot \frac{t_g - t_{o.n}}{t_g - t_{no}} \text{ м}^3/\text{ГОД} \quad (64)$$

)

$V_{\text{ср.ч}}$ - общий часовой расход газа, м³/ч.

Z - продолжительность отопительного сезона, дней

t_e - температура внутреннего воздуха, °С

$t_{\text{но}}$ - минимальная температура наружного воздуха в зимний период, °С

$t_{\text{оп}}$ - температура отопительного периода, °С

$$V_z = 3,2 \cdot 24 \cdot 365 \cdot \frac{20 + 4}{20 + 24} = 15,290 \text{ тыс.м}^3/\text{год}$$

Стоимость газа за период (65):

$$C_z = Z_z \cdot V_z \text{ тыс.руб/год} \quad (65)$$

Z_z - стоимость газа, руб/1000 м³

$$C_z = 6717 \cdot 15,290 = 102,703$$

Стоимость электроэнергии, потребляемая абонентами за год (66):

$$C_э = Z_э \cdot V_э, \quad (66)$$

где $Z_э$ - удельная стоимость электроэнергии, руб.

$V_э$ - годовой расход электроэнергии, кВт/год

Потребление электроэнергии при наличии комнат более четырех и проживающих 4 человека 418 кВт·ч в месяц. Норма потребления относится к многоквартирным домам без централизованного отопления и частному сектору (индивидуальные жилые дома) без централизованного отопления и горячего водоснабжения [24].

$$V_э = 418 \cdot 12 = 5016 \text{ кВт/год}$$

$$C_э = 3,54 \cdot 5016 = 17,757 \text{ тыс.руб/год}$$

6.2.4 Амортизационные отчисления

Затраты на амортизацию исчисляются определенным % от стоимости, принимаем в размере 4 % – 5 % от общей стоимости установок (67):

$$C_{\text{ам}} = \sum K_1 \times \varphi_{\text{ам}}, \text{ тыс.руб./год} \quad (67)$$

$\sum K_1$ - суммарные единовременные затраты, тыс.руб

$\varphi_{ам}$ - средневзвешенная норма отчислений на амортизацию 0,04 - 0,05.

$$C_{ам} = 159,161 \cdot 0,045 = 76,792 \text{ т.руб/год}$$

6.2.5 Простой срок окупаемости

Простой срок окупаемости определяется при условно постоянных эксплуатационных затратах в течение расчетного периода, т.е. без учета фактора времени по формуле (68):

$$T_0 = \frac{K_1}{C_{m_1}} \text{ , лет} \quad (68)$$

где K_1 - единовременные затраты на установку газового котла т.руб.;

C_{m_1} - эксплуатационные затраты для газового котла , т.руб/год;

$$T_0 = \frac{94}{14,8} = 6,4 \text{ лет}$$

Так как единовременные затраты, при внедрении установок когенерации, по сравнению с отдельной схемой газоснабжения существенно выше, то данный вариант экономически нецелесообразен при существующих ценах в когенерационных установках, но по эффективности применения и автономности имеют значительное преимущество перед обычными газовыми котлами. Эксплуатационные затраты на когенерационную установку ниже, чем у обычного котла.

Данные сравнения установок приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Сравнительные показатели вариантов установки

Показатели	Ед. измерения	Варианты	
		КГУ	Газовый 2-х контурный котел

Годовое потребление газа	тыс.м ³ /год	18,396	15,290
Годовое потребление электроэнергии (выработка эл.энергии для КГУ)	тыс. кВт/ч	8,760	5,016
Единовременные затраты всего	тыс.руб	847	94
Стоимость потребленного газа	тыс.руб/год	123,565	102,703
Стоимость потребленной электроэнергии	тыс.руб/год	-	17,757
Срок окупаемости (для КГУ простой срок окупаемости)	лет	10	6,4

Заключение

В ходе разработки проекта был определен экономический эффект от каждой установки для коттеджа. Несмотря на дороговизну когенерационной установки она является наиболее современной и способной работать автономно, отдельно от муниципальных сетей тепло и электроснабжения. Локальность местоположения установки возможна везде, где есть газовая сеть. Одним из важных критериев выбора когенерационной установки является ее надежность, что позволит за время пользования оборудованием оправдать вложения.

Срок окупаемости для когенерационной установки может быть даже сокращен, за счет того, что тарифы на электричество и тепловую энергию повышаются ежегодно, но, не стоит забывать, что и стоимость газа может дорожать, хоть и незначительно, что также повлияет на срок. Еще одним фактором уменьшения срока окупаемости может послужить продажа излишков электроэнергии в сеть, что также сократит срок окупаемости.

Для уменьшения затрат на топливную составляющую рекомендуется в дальнейшем использовать, в качестве дополнительного источника энергии солнечные фотоэлектрические панели, использование которых в ближайшие 5 лет целесообразно, так как во всем мире стремятся перейти на "зеленую энергетику".

Список использованных источников

1. Гудков С.А., Лебедева Е.А. Когенерация, использование когенерационных установок / ННГАСУ.
2. Длугосельский В.И., Зубков А.С. Эффективность использования в теплофикации газотурбинных и парогазовых технологий.// Теплоэнергетика. - №12. - 2000. - С. 3-6.
3. СП 34.13330.2012 Автомобильные дороги. Актуализированная редакция СНиП 2.05.02-85* (с изменением N 1) Введ. в действие 01.01.2013 / Минрегион России. – М.: Госстрой России, 2013.
4. Электронный ресурс URL: <https://gazovik-gaz.ru/spravochnik/reg/class.html>
5. ГОСТ 21345-2005 Краны шаровые, конусные и цилиндрические на номинальное давление не более PN 250. Общие технические условия Введен в действие 1.04.2008 / Росстандарт. – М.:Стандартинформ, 2008.
6. ГОСТ 28908-91 Краны шаровые и затворы дисковые. Строительные длины Введен в действие 01.01.1992 / Госстандарт СССР. – М.: Стандартинформ, 2005 год.
7. ГОСТ 14187-84 Краны конусные. Строительные длины Введен в действие 01.01.1986 / Госстандарт СССР. – М.: Издательство стандартов, 1985
8. ГОСТ 2939-63 ГОСТ 2939-63 Газы. Условия для определения объема Введен в действие 01.01.1964 / Госстандарт СССР. – М.: Издательство стандартов, 1988
9. ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Методики (методы) измерений Введен в действие 15.04.2010 / Росстандарт – М.: Стандартинформ, 2010.
10. ГОСТ 5761-2005 Клапаны на номинальное давление не более PN 250. Общие технические условия Введен в действие 01.10.2008 / Росстандарт – М.: Стандартинформ, 2008.

11. СП 41-108-2004 Поквартирное теплоснабжение жилых зданий с теплогенераторами на газовом топливе Введен в действие 01.08.2005 / Госстрой России – М.: ФГУП ЦПП, 2005.

12. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменением N 2): Введ. в действие 01.01.2013 / Минрегион России. – М.: Минстрой России, 2015.

13. Электронный ресурс URL: http://www.wolfrus.ru/fileadmin/content/RU/Downloads/technicalinstructions/ВНКВ/Влочные_kogeneracionnye_ustanovki_BKГУ.PDF

14. СП 30.13330.2016 Внутренний водопровод и канализация зданий. Актуализированная редакция СНиП 2.04.01-85* (с Поправкой) Введен в действие 17.06.2017 / Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации. - М.: Стандартинформ, 2017.

15. Методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий, Минск 2006.

16. РД 34.20.185-94 Инструкция по проектированию городских электрических сетей Введен в действие 01.01.1995 / Минэнерго России - М.: Энергоатомиздат, 1995.

17. СП 62.13330.2011* Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 (с Изменениями N 1, 2) Введен в действие 20.05.2011 / Минрегион России - М.: Госстрой, 2014.

18. Газоснабжение района города: учебное пособие [Электронный ресурс] / сост. А.В. Кобзарь, А.А. Еськин, Н.С. Ткач; Инженерная школа ДВФУ. – Владивосток: ДВФУ, 2013. – 65 с.

19. СП 42-101-2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб Введен в действие 08.08.2013 / Госстрой России – М.: ЗАО "Полимергаз", ГУП ЦПП, 2003.

20. ГОСТ Р 50838-2009 (ИСО 4437:2007) Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия Введен в действие 01.01.2011 / Росстандарт – М.: Стандартиформ, 2010.

21. СП 42-103-2003 Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов Введен в действие 27.11.2003 / Госстрой России – М.: ЗАО "Полимергаз", ГУП ЦПП, 2004.

22. КЛАПАНЫ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ КЭГ-9720 Паспорт ИБЯЛ.685181.001-09 ПС

23. СП 48.13330.2011 Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004 (с Изменением N 1) Введен в действие 20.05.2011 / Минрегион России - М.: Минрегион России, 2010.

24. ОБ УСТАНОВЛЕНИИ НОРМАТИВОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НАСЕЛЕНИЕМ ПРИМОРСКОГО КРАЯ (с изменениями на: 22.05.2017 / Департамент по тарифам Приморского края - "Приморская газета", N 69(686), 03.08.2012.

25. НЦС 81-02-15-2017 Сборник N 15. Наружные сети газоснабжения (с Изменением) Введен в действие 21.07.2017 / Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации.

Приложение А

Общий расхода газа на микрорайон

Таблица А.1

№дома	Ко(г.п.)	Vном(г.п.)	Ко(г.г.)	Vном(г.г.)	Нагрузка на дом, м ³ /ч
1	1	1,122	0,85	2,10	2,905
2	0,650	1,122	0,85	2,10	2,512
3	0,450	1,122	0,85	2,10	2,288
4	0,350	1,122	0,85	2,10	2,175
5	0,290	1,122	0,85	2,10	2,108
6	0,280	1,122	0,85	2,10	2,097
7	0,280	1,122	0,85	2,10	2,097
8	0,265	1,122	0,85	2,10	2,080
9	0,258	1,122	0,85	2,10	2,072
10	0,254	1,122	0,85	2,10	2,068
11	0,254	1,122	0,85	2,10	2,068
12	0,254	1,122	0,85	2,10	2,068
13	0,254	1,122	0,85	2,10	2,068
14	0,254	1,122	0,85	2,10	2,068
15	0,24	1,122	0,85	2,10	2,052
16	0,24	1,122	0,85	2,10	2,052
17	0,24	1,122	0,85	2,10	2,052
18	0,24	1,122	0,85	2,10	2,052
19	0,24	1,122	0,85	2,10	2,052
20	0,235	1,122	0,85	2,10	2,046
21	0,235	1,122	0,85	2,10	2,046
22	0,235	1,122	0,85	2,10	2,046
23	0,235	1,122	0,85	2,10	2,046
24	0,235	1,122	0,85	2,10	2,046
25	0,235	1,122	0,85	2,10	2,046
26	0,235	1,122	0,85	2,10	2,046
27	0,235	1,122	0,85	2,10	2,046
28	0,235	1,122	0,85	2,10	2,046
29	0,235	1,122	0,85	2,10	2,046
30	0,231	1,122	0,85	2,10	2,042
31	0,231	1,122	0,85	2,10	2,042
32	0,231	1,122	0,85	2,10	2,042
33	0,231	1,122	0,85	2,10	2,042
34	0,231	1,122	0,85	2,10	2,042
35	0,231	1,122	0,85	2,10	2,042

Продолжение таблицы А.1

№дома	Ко(г.п.)	Vном(г.п.)	Ко(г.г.)	Vном(г.г.)	Нагрузка на дом, м ³ /ч
36	0,231	1,122	0,85	2,10	2,042
37	0,231	1,122	0,85	2,10	2,042
38	0,231	1,122	0,85	2,10	2,042
39	0,231	1,122	0,85	2,10	2,042
40	0,227	1,122	0,85	2,10	2,037
41	0,227	1,122	0,85	2,10	2,037
42	0,227	1,122	0,85	2,10	2,037
43	0,227	1,122	0,85	2,10	2,037
44	0,227	1,122	0,85	2,10	2,037
45	0,227	1,122	0,85	2,10	2,037
46	0,227	1,122	0,85	2,10	2,037
47	0,227	1,122	0,85	2,10	2,037
48	0,227	1,122	0,85	2,10	2,037
49	0,227	1,122	0,85	2,10	2,037
50	0,223	1,122	0,85	2,10	2,033
51	0,223	1,122	0,85	2,10	2,033
52	0,223	1,122	0,85	2,10	2,033
53	0,223	1,122	0,85	2,10	2,033
54	0,223	1,122	0,85	2,10	2,033
55	0,223	1,122	0,85	2,10	2,033
56	0,223	1,122	0,85	2,10	2,033
57	0,223	1,122	0,85	2,10	2,033
58	0,223	1,122	0,85	2,10	2,033
59	0,223	1,122	0,85	2,10	2,033
60	0,22	1,122	0,85	2,10	2,029
61	0,22	1,122	0,85	2,10	2,029
62	0,22	1,122	0,85	2,10	2,029
63	0,22	1,122	0,85	2,10	2,029
64	0,22	1,122	0,85	2,10	2,029
65	0,22	1,122	0,85	2,10	2,029
66	0,22	1,122	0,85	2,10	2,029
67	0,22	1,122	0,85	2,10	2,029
68	0,22	1,122	0,85	2,10	2,029
69	0,22	1,122	0,85	2,10	2,029
70	0,217	1,122	0,85	2,10	2,026
71	0,217	1,122	0,85	2,10	2,026
72	0,217	1,122	0,85	2,10	2,026
73	0,217	1,122	0,85	2,10	2,026
74	0,217	1,122	0,85	2,10	2,026
75	0,217	1,122	0,85	2,10	2,026
76	0,217	1,122	0,85	2,10	2,026
77	0,217	1,122	0,85	2,10	2,026

Продолжение таблицы А.1

№дома	Ко(г.п.)	Vном(г.п.)	Ко(г.г.)	Vном(г.г.)	Нагрузка на дом, м ³ /ч
78	0,217	1,122	0,85	2,10	2,026
79	0,217	1,122	0,85	2,10	2,026
80	0,214	1,122	0,85	2,10	2,023
81	0,214	1,122	0,85	2,10	2,023
82	0,214	1,122	0,85	2,10	2,023
83	0,214	1,122	0,85	2,10	2,023
84	0,214	1,122	0,85	2,10	2,023
85	0,214	1,122	0,85	2,10	2,023
86	0,214	1,122	0,85	2,10	2,023
87	0,214	1,122	0,85	2,10	2,023
88	0,214	1,122	0,85	2,10	2,023
89	0,214	1,122	0,85	2,10	2,023
90	0,212	1,122	0,85	2,10	2,021
91	0,212	1,122	0,85	2,10	2,021
92	0,212	1,122	0,85	2,10	2,021
93	0,212	1,122	0,85	2,10	2,021
94	0,212	1,122	0,85	2,10	2,021
95	0,212	1,122	0,85	2,10	2,021
96	0,212	1,122	0,85	2,10	2,021
97	0,212	1,122	0,85	2,10	2,021
98	0,212	1,122	0,85	2,10	2,021
99	0,212	1,122	0,85	2,10	2,021
100	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
101	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
102	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
103	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
104	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
105	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
106	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
107	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
108	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
109	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
110	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
111	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
112	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
113	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
114	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
115	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
116	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
117	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
118	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
119	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018

Продолжение таблицы А.1

№дома	Ко(г.п.)	Vном(г.п.)	Ко(г.г.)	Vном(г.г.)	Нагрузка на дом, м ³ /ч
120	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
121	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
122	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
123	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
124	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
125	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
126	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
127	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
128	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
129	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
130	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
131	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
132	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
133	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
134	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
135	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
136	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
137	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
138	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
139	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
140	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
141	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
142	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
143	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
144	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
145	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
146	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
147	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
148	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
149	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
150	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
151	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
152	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
153	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
154	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
155	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
156	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
157	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
158	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
159	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
160	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
161	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018

Продолжение таблицы А.1

№дома	Ко(г.п.)	Vном(г.п.)	Ко(г.г.)	Vном(г.г.)	Нагрузка на дом, м ³ /ч
162	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
163	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
164	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
165	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
166	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
167	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
168	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
169	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
170	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
171	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
172	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
173	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
174	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
175	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
176	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
177	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
178	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
179	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
180	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
181	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
182	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
183	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
184	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
185	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
186	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
187	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
188	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
189	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
190	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
191	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
192	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
193	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
194	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
195	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
196	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
197	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
198	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
199	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
200	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
201	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
202	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
203	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018

Окончание таблицы А.1

№дома	Ко(г.п.)	Vном(г.п.)	Ко(г.г.)	Vном(г.г.)	Нагрузка на дом, м ³ /ч
204	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
205	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
206	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
207	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
208	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
209	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
210	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
211	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
212	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
213	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
214	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
215	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
216	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
217	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
218	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
219	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
220	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
221	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
222	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
223	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
224	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
225	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
226	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
227	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
228	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
229	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
230	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
231	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
232	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
233	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
234	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
235	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
236	0,21	1,122	0,85	2,10	2,018
$\Sigma=$					480,005

Приложение Б

Гидравлический расчет сети низкого давления

Таблица Б.1

										≤2000	2000-4000	4000-100000	>100000	>4000					
	Расход	Длина L	Прив. L.	V, м ³ /с	D, мм	Толщ, мм	внутр d, см	Re	Re<23	λ1	λ2	λ3	λ4	λ5	λ	Рн	Рк	Hg	Δh
ГРП-1																			
участки																			
0-1	480,00	6,69	7,36	0,133	225	20,5	18,4	64579,52	2,4568	0,0010	0,0999	0,0198	0,0198	0,1377	0,0198	3000	2992	-0,547	0,1
1-56	318,96	23,78	26,16	0,089	225	20,5	18,4	42912,78	1,6326	0,0015	0,0872	0,0220	0,0217	0,1244	0,0217	2992	2979	0,140	1,8
56-57	316,93	23,15	25,47	0,088	225	20,5	18,4	42640,19	1,6222	0,0015	0,0870	0,0220	0,0217	0,1242	0,0217	2979	2966	0,140	1,8
57-58	312,89	22,45	24,70	0,087	225	20,5	18,4	42095,91	1,6015	0,0015	0,0867	0,0221	0,0218	0,1238	0,0218	2966	2955	0,140	1,8
58-59	308,84	24,30	26,73	0,086	225	20,5	18,4	41551,63	1,5808	0,0015	0,0863	0,0222	0,0218	0,1234	0,0218	2955	2942	0,140	1,8
59-60	306,82	12,18	13,40	0,085	225	20,5	18,4	41279,49	1,5704	0,0016	0,0861	0,0222	0,0219	0,1232	0,0219	2942	2936	0,140	1,8
60-61	304,80	18,59	20,45	0,085	225	20,5	18,4	41007,35	1,5601	0,0016	0,0859	0,0222	0,0219	0,1230	0,0219	2936	2926	0,140	1,8
61-62	300,75	22,95	25,25	0,084	225	20,5	18,4	40463,07	1,5394	0,0016	0,0855	0,0223	0,0220	0,1226	0,0220	2926	2915	0,140	1,8
62-63	296,71	22,87	25,16	0,082	225	20,5	18,4	39918,80	1,5187	0,0016	0,0851	0,0224	0,0221	0,1221	0,0221	2915	2904	0,140	1,8
63-64	294,69	38,50	42,35	0,082	225	20,5	18,4	39646,96	1,5083	0,0016	0,0849	0,0224	0,0221	0,1219	0,0221	2904	2885	0,387	5,1
64-65	292,67	17,00	18,70	0,081	225	20,5	18,4	39375,12	1,4980	0,0016	0,0848	0,0225	0,0221	0,1217	0,0221	2885	2877	0,387	5,1
65-66	290,65	33,87	37,26	0,081	225	20,5	18,4	39103,28	1,4876	0,0016	0,0846	0,0225	0,0222	0,1215	0,0222	2877	2861	0,387	5,1
66-67	286,60	26,45	29,10	0,080	225	20,5	18,4	38559,61	1,4669	0,0017	0,0842	0,0226	0,0222	0,1211	0,0222	2861	2849	-0,203	2,35
67-68	282,56	25,26	27,79	0,078	225	20,5	18,4	38015,93	1,4463	0,0017	0,0838	0,0227	0,0223	0,1207	0,0223	2849	2838	-0,203	2,35
68-69	278,52	28,66	31,53	0,077	225	20,5	18,4	37472,25	1,4256	0,0017	0,0834	0,0227	0,0224	0,1202	0,0224	2838	2826	-0,203	2,35

Продолжение таблицы Б.1

участки	Расход	Длина L	Прив. L.	V, м ³ /с	D, мм	Толщ, мм	внутр d, см	Re	Re<23	≤2000	2000- 4000	4000- 100000	>10000 0	>4000	λ	P _H	P _K	Hg	Δh
										λ1	λ2	λ3	λ4	λ5					
69-70	274,48	32,00	35,20	0,076	225	20,5	18,4	36928,88	1,4049	0,0017	0,0830	0,0228	0,0225	0,1198	0,0225	2826	2813	-0,203	2,35
70-71	272,47	23,22	25,54	0,076	225	20,5	18,4	36657,35	1,3946	0,0017	0,0828	0,0229	0,0225	0,1196	0,0225	2813	2804	-0,276	3,20
71-175	270,45	40,70	44,77	0,075	225	20,5	18,4	36385,81	1,3842	0,0018	0,0826	0,0229	0,0225	0,1194	0,0225	2804	2787	-0,276	3,20
175-72	36,33	9,00	9,90	0,010	90	8,2	7,36	12219,11	1,1621	0,0052	0,0574	0,0301	0,0297	0,1143	0,0297	2787	2779	-0,198	2,30
72-73	34,31	52,10	57,31	0,010	90	8,2	7,36	11540,27	1,0976	0,0055	0,0563	0,0305	0,0302	0,1127	0,0302	2779	2735	-0,284	3,30
73-74	32,29	28,40	31,24	0,009	90	8,2	7,36	10861,43	1,0330	0,0059	0,0552	0,0310	0,0307	0,1111	0,0307	2735	2714	-0,347	4,30
74-75	30,27	23,20	25,52	0,008	75	6,8	6,14	12205,84	1,3915	0,0052	0,0574	0,0301	0,0298	0,1196	0,0298	2714	2676	0,000	1,00
75-76	26,24	31,50	34,65	0,007	75	6,8	6,14	10578,40	1,2060	0,0061	0,0547	0,0312	0,0309	0,1154	0,0309	2676	2636	0,000	1,00
76-77	22,20	15,80	17,38	0,006	75	6,8	6,14	8950,95	1,0205	0,0072	0,0518	0,0325	0,0324	0,1108	0,0324	2636	2622	0,096	1,50
77-78	20,18	23,50	25,85	0,006	75	6,8	6,14	8137,23	0,9277	0,0079	0,0501	0,0333	0,0333	0,1082	0,0333	2622	2603	0,096	1,50
78-79	16,15	21,10	23,21	0,004	63	5,8	5,14	7776,28	1,0590	0,0082	0,0494	0,0337	0,0338	0,1118	0,0338	2603	2576	0,096	1,50
79-80	12,11	25,90	28,49	0,003	50	4,6	4,08	7347,44	1,2606	0,0087	0,0485	0,0342	0,0343	0,1168	0,0343	2576	2517	0,096	1,50
80-81	8,07	29,80	32,78	0,002	40	3,7	3,26	6130,38	1,3163	0,0104	0,0456	0,0358	0,0362	0,1181	0,0362	2517	2421	0,096	1,50
81-82	4,04	13,10	14,41	0,001	32	3	2,6	3843,27	1,0347	0,0167	0,0391	0,0402	0,0419	0,1114	0,0419	2421	2383	-0,382	0,20
И120-82	2,02	27,30	30,03	0,001	32	3	2,6	1921,63	0,5174	0,0333	0,0310	0,0478	0,0532	0,0948	0,0532	2383	2360	-0,382	0,20
175-83	234,12	140,00	154,0	0,065	225	20,5	18,4	31498,16	1,1983	0,0020	0,0787	0,0238	0,0233	0,1151	0,0233	2787	2743	0,600	12,50
83-84	30,27	6,50	7,15	0,008	90	8,2	7,36	10182,59	0,9685	0,0063	0,0540	0,0315	0,0313	0,1093	0,0313	2743	2735	0,096	1,50
84-85	28,26	39,60	43,56	0,008	90	8,2	7,36	9503,75	0,9039	0,0067	0,0528	0,0320	0,0319	0,1075	0,0319	2735	2695	0,096	1,50
85-86	24,22	29,70	32,67	0,007	90	8,2	7,36	8146,07	0,7748	0,0079	0,0502	0,0333	0,0333	0,1035	0,0333	2695	2675	0,000	1,00
86-87	22,20	21,20	23,32	0,006	75	6,8	6,14	8950,95	1,0205	0,0072	0,0518	0,0325	0,0324	0,1108	0,0324	2675	2643	0,000	1,00
87-88	20,18	15,40	16,94	0,006	75	6,8	6,14	8137,23	0,9277	0,0079	0,0501	0,0333	0,0333	0,1082	0,0333	2643	2624	0,000	1,00
88-89	18,16	15,30	16,83	0,005	75	6,8	6,14	7323,50	0,8349	0,0087	0,0484	0,0342	0,0344	0,1054	0,0344	2624	2610	0,000	1,00

Продолжение таблицы Б.1

участки	Расход	Длина L	Прив. L.	V, м ³ /с	D, мм	Толщ, мм	внутр d, см	Re	Re<23	≤2000	2000- 4000	4000- 100000	>10000 0	>4000	λ	P _H	P _K	H _g	Δh
										λ1	λ2	λ3	λ4	λ5					
89-90	16,15	18,10	19,91	0,004	63	5,8	5,14	7776,28	1,0590	0,0082	0,0494	0,0337	0,0338	0,1118	0,0338	2610	2577	0,000	1,00
90-91	14,13	14,70	16,17	0,004	63	5,8	5,14	6804,24	0,9266	0,0094	0,0472	0,0348	0,0351	0,1082	0,0351	2577	2557	0,000	1,00
91-92	12,11	26,15	28,77	0,003	50	4,6	4,08	7347,44	1,2606	0,0087	0,0485	0,0342	0,0343	0,1168	0,0343	2557	2473	0,000	1,00
92-93	8,07	35,20	38,72	0,002	50	4,6	4,08	4898,29	0,8404	0,0131	0,0423	0,0378	0,0388	0,1058	0,0388	2473	2429	0,000	1,00
93-94	4,04	38,10	41,91	0,001	40	3,7	3,26	3065,19	0,6582	0,0209	0,0362	0,0425	0,0452	0,0999	0,0452	2429	2398	0,000	1,00
83-95	203,84	30,30	33,33	0,057	225	20,5	18,4	27425,12	1,0433	0,0023	0,0751	0,0246	0,0241	0,1112	0,0241	2743	2719	-0,286	0,30
95-96	201,83	35,50	39,05	0,056	225	20,5	18,4	27153,59	1,0330	0,0024	0,0749	0,0246	0,0242	0,1110	0,0242	2719	2693	-0,286	0,30
96-97	199,81	27,30	30,03	0,056	225	20,5	18,4	26882,05	1,0227	0,0024	0,0746	0,0247	0,0242	0,1107	0,0242	2693	2673	0,341	4,20
97-98	195,77	26,50	29,15	0,054	225	20,5	18,4	26338,98	1,0020	0,0024	0,0741	0,0248	0,0244	0,1101	0,0244	2673	2655	0,341	4,20
98-99	191,74	26,70	29,37	0,053	225	20,5	18,4	25795,91	0,9814	0,0025	0,0736	0,0250	0,0245	0,1096	0,0245	2655	2638	0,341	4,20
99-100	187,70	35,20	38,72	0,052	225	20,5	18,4	25252,84	0,9607	0,0025	0,0731	0,0251	0,0246	0,1090	0,0246	2638	2616	-0,025	0,90
100-101	183,66	29,30	32,23	0,051	225	20,5	18,4	24709,76	0,9400	0,0026	0,0726	0,0252	0,0248	0,1084	0,0248	2616	2599	-0,025	0,90
101-102	181,64	31,00	34,10	0,050	225	20,5	18,4	24438,23	0,9297	0,0026	0,0723	0,0253	0,0248	0,1081	0,0248	2599	2581	-0,025	0,90
102-103	177,61	35,00	38,50	0,049	225	20,5	18,4	23895,16	0,9091	0,0027	0,0718	0,0254	0,0250	0,1075	0,0250	2581	2562	-0,025	0,90
103-104	173,57	30,00	33,00	0,048	225	20,5	18,4	23352,08	0,8884	0,0027	0,0712	0,0256	0,0251	0,1069	0,0251	2562	2546	-0,025	0,90
104-105	169,53	27,90	30,69	0,047	225	20,5	18,4	22809,01	0,8677	0,0028	0,0707	0,0257	0,0253	0,1063	0,0253	2546	2533	-0,025	0,90
105-106	167,52	21,60	23,76	0,047	225	20,5	18,4	22537,48	0,8574	0,0028	0,0704	0,0258	0,0253	0,1059	0,0253	2533	2522	-0,025	0,90
106-107	165,50	154,00	169,4	0,046	225	20,5	18,4	22265,94	0,8471	0,0029	0,0701	0,0259	0,0254	0,1056	0,0254	2522	2451	0,452	6,70
107-108	163,48	29,00	31,90	0,045	225	20,5	18,4	21994,41	0,8367	0,0029	0,0698	0,0260	0,0255	0,1053	0,0255	2451	2438	0,208	2,40
108-109	161,46	29,00	31,90	0,045	225	20,5	18,4	21722,87	0,8264	0,0029	0,0695	0,0261	0,0256	0,1050	0,0256	2438	2426	-0,286	0,30
109-124	113,02	133,00	146,3	0,031	200	18,2	16,36	17102,11	0,7318	0,0037	0,0642	0,0277	0,0272	0,1019	0,0272	2426	2378	-0,218	0,40
109-110	48,44	7,00	7,70	0,013	200	18,2	16,36	7329,47	0,3136	0,0087	0,0484	0,0342	0,0344	0,0829	0,0344	2378	2377	-0,547	0,10
110-169	14,13	50,20	55,22	0,004	90	8,2	7,36	4751,87	0,4519	0,0135	0,0419	0,0381	0,0392	0,0909	0,0392	2377	2367	0,023	1,10

Продолжение таблицы Б.1

участки	Расход	Длина L	Прив. L.	V, м ³ /с	D, мм	Толщ, мм	внутр d, см	Re	Re<23	≤2000	2000- 4000	4000- 100000	>10000 0	>4000	λ	P _H	P _K	Hg	Δh
										λ1	λ2	λ3	λ4	λ5					
169-170	12,11	37,60	41,36	0,003	75	6,8	6,14	4882,33	0,5566	0,0131	0,0423	0,0379	0,0389	0,0956	0,0389	2367	2353	0,368	4,70
170-171	10,09	45,80	50,38	0,003	63	5,8	5,14	4860,17	0,6619	0,0132	0,0422	0,0379	0,0389	0,0997	0,0389	2353	2324	0,368	4,70
171-172	8,07	23,40	25,74	0,002	50	4,6	4,08	4898,29	0,8404	0,0131	0,0423	0,0378	0,0388	0,1058	0,0388	2324	2295	0,218	2,50
172-173	6,05	20,10	22,11	0,002	40	3,7	3,26	4597,78	0,9873	0,0139	0,0415	0,0384	0,0396	0,1101	0,0396	2295	2253	0,218	2,50
173-174	4,04	17,30	19,03	0,001	40	3,7	3,26	3065,19	0,6582	0,0209	0,0362	0,0425	0,0452	0,0999	0,0452	2253	2239	0,218	2,50
174-И163	2,02	29,80	32,78	0,001	32	3	2,6	1921,63	0,5174	0,0333	0,0310	0,0478	0,0532	0,0948	0,0532	2239	2223	0,218	2,50
110-111	34,31	21,00	23,10	0,010	160	14,6	13,08	6493,61	0,3475	0,0099	0,0465	0,0352	0,0356	0,0851	0,0356	2377	2376	0,096	1,50
111-112	30,27	25,70	28,27	0,008	140	12,7	11,46	6539,60	0,3995	0,0098	0,0466	0,0352	0,0355	0,0880	0,0355	2376	2374	0,096	1,50
112-113	28,26	24,00	26,40	0,008	125	11,4	10,22	6844,19	0,4688	0,0094	0,0473	0,0348	0,0351	0,0915	0,0351	2374	2371	0,245	2,80
113-114	24,22	25,50	28,05	0,007	110	10	9	6661,68	0,5181	0,0096	0,0469	0,0350	0,0353	0,0938	0,0353	2371	2367	0,245	2,80
114-115	22,20	19,20	21,12	0,006	90	8,2	7,36	7467,23	0,7102	0,0086	0,0487	0,0340	0,0342	0,1013	0,0342	2367	2359	0,245	2,80
115-116	20,18	20,70	22,77	0,006	90	8,2	7,36	6788,39	0,6456	0,0094	0,0472	0,0349	0,0351	0,0990	0,0351	2359	2352	-0,382	0,20
116-117	16,15	18,00	19,80	0,004	90	8,2	7,36	5430,71	0,5165	0,0118	0,0438	0,0369	0,0376	0,0938	0,0376	2352	2347	-0,382	0,20
117-118	14,13	51,30	56,43	0,004	75	6,8	6,14	5696,06	0,6494	0,0112	0,0445	0,0364	0,0371	0,0992	0,0371	2347	2325	-0,382	0,20
118-119	12,11	20,20	22,22	0,003	75	6,8	6,14	4882,33	0,5566	0,0131	0,0423	0,0379	0,0389	0,0956	0,0389	2325	2318	-0,382	0,20
119-120	10,09	22,30	24,53	0,003	63	5,8	5,14	4860,17	0,6619	0,0132	0,0422	0,0379	0,0389	0,0997	0,0389	2318	2305	-0,382	0,20
120-121	8,07	17,60	19,36	0,002	50	4,6	4,08	4898,29	0,8404	0,0131	0,0423	0,0378	0,0388	0,1058	0,0388	2305	2285	-0,382	0,20
121-122	6,05	18,30	20,13	0,002	40	3,7	3,26	4597,78	0,9873	0,0139	0,0415	0,0384	0,0396	0,1101	0,0396	2285	2249	-0,382	0,20
122-123	4,04	17,20	18,92	0,001	40	3,7	3,26	3065,19	0,6582	0,0209	0,0362	0,0425	0,0452	0,0999	0,0452	2249	2232	-0,382	0,20
123-И180	2,02	25,00	27,50	0,001	32	3	2,6	1921,63	0,5174	0,0333	0,0310	0,0478	0,0532	0,0948	0,0532	2232	2211	-0,382	0,20
124-125	38,35	16,20	17,82	0,011	180	16,4	14,72	6448,97	0,3067	0,0099	0,0464	0,0353	0,0357	0,0826	0,0357	2378	2377	-0,547	0,10
125-126	36,33	36,80	40,48	0,010	180	16,4	14,72	6109,55	0,2905	0,0105	0,0456	0,0358	0,0363	0,0815	0,0363	2377	2375	0,033	1,15
126-127	34,31	38,20	42,02	0,010	160	14,6	13,08	6493,61	0,3475	0,0099	0,0465	0,0352	0,0356	0,0851	0,0356	2375	2373	0,033	1,15

Продолжение таблицы Б.1

участки	Расход	Длина L	Прив. L.	V, м ³ /с	D, мм	Толщ, мм	внутр d, см	Re	Re<23	≤2000	2000- 4000	4000- 100000	>10000 0	>4000	λ	P _H	P _K	H _g	Δh
										λ1	λ2	λ3	λ4	λ5					
127-128	32,29	42,10	46,31	0,009	140	12,7	11,46	6975,58	0,4261	0,0092	0,0476	0,0346	0,0349	0,0894	0,0349	2373	2369	-0,142	0,55
128-129	30,27	47,80	52,58	0,008	125	11,4	10,22	7333,06	0,5023	0,0087	0,0484	0,0342	0,0344	0,0930	0,0344	2369	2362	-0,142	0,55
129-130	26,24	35,70	39,27	0,007	110	10	9	7216,82	0,5613	0,0089	0,0482	0,0343	0,0345	0,0956	0,0345	2362	2355	-0,121	0,60
130-131	22,20	26,00	28,60	0,006	90	8,2	7,36	7467,23	0,7102	0,0086	0,0487	0,0340	0,0342	0,1013	0,0342	2355	2344	-0,072	0,74
131-132	20,18	25,20	27,72	0,006	90	8,2	7,36	6788,39	0,6456	0,0094	0,0472	0,0349	0,0351	0,0990	0,0351	2344	2336	-0,072	0,74
132-133	16,15	31,90	35,09	0,004	90	8,2	7,36	5430,71	0,5165	0,0118	0,0438	0,0369	0,0376	0,0938	0,0376	2336	2329	-0,072	0,74
133-134	14,13	38,60	42,46	0,004	90	8,2	7,36	4751,87	0,4519	0,0135	0,0419	0,0381	0,0392	0,0909	0,0392	2329	2322	-0,072	0,74
134-135	12,11	21,20	23,32	0,003	75	6,8	6,14	4882,33	0,5566	0,0131	0,0423	0,0379	0,0389	0,0956	0,0389	2322	2315	-0,072	0,74
135-136	10,09	22,60	24,86	0,003	63	5,8	5,14	4860,17	0,6619	0,0132	0,0422	0,0379	0,0389	0,0997	0,0389	2315	2303	0,085	1,43
136-137	8,07	18,30	20,13	0,002	50	4,6	4,08	4898,29	0,8404	0,0131	0,0423	0,0378	0,0388	0,1058	0,0388	2303	2282	0,085	1,43
137-138	6,05	18,40	20,24	0,002	40	3,7	3,26	4597,78	0,9873	0,0139	0,0415	0,0384	0,0396	0,1101	0,0396	2282	2246	0,085	1,43
138-139	4,04	17,60	19,36	0,001	40	3,7	3,26	3065,19	0,6582	0,0209	0,0362	0,0425	0,0452	0,0999	0,0452	2246	2230	0,023	1,10
139-И199	2,02	23,40	25,74	0,001	32	3	2,6	1921,63	0,5174	0,0333	0,0310	0,0478	0,0532	0,0948	0,0532	2230	2210	0,023	1,10
124-140	74,68	20,00	22,00	0,021	200	18,2	16,36	11299,61	0,4835	0,0057	0,0559	0,0307	0,0304	0,0920	0,0304	2378	2376	0,208	2,40
140-141	56,51	87,20	95,92	0,016	180	16,4	14,72	9503,75	0,4519	0,0067	0,0528	0,0320	0,0319	0,0905	0,0319	2376	2369	0,000	1,00
141-142	54,49	26,20	28,82	0,015	180	16,4	14,72	9164,33	0,4358	0,0070	0,0522	0,0323	0,0322	0,0898	0,0322	2369	2368	0,000	1,00
142-143	52,47	19,00	20,90	0,015	160	14,6	13,08	9931,40	0,5315	0,0064	0,0536	0,0317	0,0315	0,0942	0,0315	2368	2365	0,000	1,00
143-144	50,46	11,20	12,32	0,014	160	14,6	13,08	9549,42	0,5111	0,0067	0,0529	0,0320	0,0318	0,0933	0,0318	2365	2364	0,000	1,00
144-145	48,44	22,80	25,08	0,013	140	12,7	11,46	10463,37	0,6391	0,0061	0,0545	0,0313	0,0310	0,0986	0,0310	2364	2360	0,000	1,00
145-146	46,42	13,80	15,18	0,013	140	12,7	11,46	10027,40	0,6125	0,0064	0,0537	0,0316	0,0314	0,0976	0,0314	2360	2357	0,392	5,20
146-147	44,40	25,10	27,61	0,012	140	12,7	11,46	9591,42	0,5859	0,0067	0,0530	0,0320	0,0318	0,0965	0,0318	2357	2352	0,392	5,20
147-148	40,37	32,50	35,75	0,011	125	11,4	10,22	9777,41	0,6697	0,0065	0,0533	0,0318	0,0316	0,0998	0,0316	2352	2344	0,298	3,50
148-149	36,33	25,20	27,72	0,010	125	11,4	10,22	8799,67	0,6027	0,0073	0,0515	0,0327	0,0326	0,0972	0,0326	2344	2339	0,298	3,50

Продолжение таблицы Б.1

участки	Расход	Длина L	Прив. L.	V, м ³ /с	D, мм	Толщ, мм	внутр d, см	Re	Re<23	≤2000	2000- 4000	4000- 100000	>10000 0	>4000	λ	P _H	P _K	H _g	Δh
										λ1	λ2	λ3	λ4	λ5					
149-150	34,31	24,10	26,51	0,010	125	11,4	10,22	8310,80	0,5692	0,0077	0,0505	0,0331	0,0331	0,0959	0,0331	2339	2334	0,298	3,50
150-151	30,27	35,30	38,83	0,008	125	11,4	10,22	7333,06	0,5023	0,0087	0,0484	0,0342	0,0344	0,0930	0,0344	2334	2330	0,341	4,20
151-152	26,24	22,40	24,64	0,007	110	10	9	7216,82	0,5613	0,0089	0,0482	0,0343	0,0345	0,0956	0,0345	2330	2326	0,341	4,20
152-153	24,22	30,50	33,55	0,007	110	10	9	6661,68	0,5181	0,0096	0,0469	0,0350	0,0353	0,0938	0,0353	2326	2320	0,341	4,20
153-154	20,18	26,90	29,59	0,006	110	10	9	5551,40	0,4318	0,0115	0,0441	0,0367	0,0373	0,0898	0,0373	2320	2317	0,031	1,14
154-155	18,16	23,90	26,29	0,005	90	8,2	7,36	6109,55	0,5811	0,0105	0,0456	0,0358	0,0363	0,0965	0,0363	2317	2310	0,031	1,14
155-156	14,13	62,10	68,31	0,004	90	8,2	7,36	4751,87	0,4519	0,0135	0,0419	0,0381	0,0392	0,0909	0,0392	2310	2299	0,031	1,14
156-157	12,11	16,50	18,15	0,003	75	6,8	6,14	4882,33	0,5566	0,0131	0,0423	0,0379	0,0389	0,0956	0,0389	2299	2294	0,031	1,14
157-158	10,09	22,00	24,20	0,003	63	5,8	5,14	4860,17	0,6619	0,0132	0,0422	0,0379	0,0389	0,0997	0,0389	2294	2282	0,031	1,14
158-159	8,07	23,30	25,63	0,002	50	4,6	4,08	4898,29	0,8404	0,0131	0,0423	0,0378	0,0388	0,1058	0,0388	2282	2256	0,031	1,14
159-160	6,05	20,60	22,66	0,002	50	4,6	4,08	3673,72	0,6303	0,0174	0,0385	0,0406	0,0425	0,0987	0,0425	2256	2242	0,031	1,14
160-161	4,04	20,30	22,33	0,001	40	3,7	3,26	3065,19	0,6582	0,0209	0,0362	0,0425	0,0452	0,0999	0,0452	2242	2222	0,062	1,30
161-И227	2,02	24,50	26,95	0,001	32	3	2,6	1921,63	0,5174	0,0333	0,0310	0,0478	0,0532	0,0948	0,0532	2222	2202	0,062	1,30
140-162	18,16	74,50	81,95	0,005	90	8,2	7,36	6109,55	0,5811	0,0105	0,0456	0,0358	0,0363	0,0965	0,0363	2376	2355	0,323	3,90
162-163	16,15	13,40	14,74	0,004	75	6,8	6,14	6509,78	0,7422	0,0098	0,0465	0,0352	0,0356	0,1025	0,0356	2355	2347	-0,102	0,65
163-164	14,13	18,00	19,80	0,004	75	6,8	6,14	5696,06	0,6494	0,0112	0,0445	0,0364	0,0371	0,0992	0,0371	2347	2340	-0,102	0,65
164-165	10,09	23,50	25,85	0,003	63	5,8	5,14	4860,17	0,6619	0,0132	0,0422	0,0379	0,0389	0,0997	0,0389	2340	2327	-0,102	0,65
165-166	8,07	10,70	11,77	0,002	50	4,6	4,08	4898,29	0,8404	0,0131	0,0423	0,0378	0,0388	0,1058	0,0388	2327	2315	-0,102	0,65
166-167	6,05	12,00	13,20	0,002	40	3,7	3,26	4597,78	0,9873	0,0139	0,0415	0,0384	0,0396	0,1101	0,0396	2315	2291	-0,102	0,65
167-168	4,04	22,10	24,31	0,001	32	3	2,6	3843,27	1,0347	0,0167	0,0391	0,0402	0,0419	0,1114	0,0419	2291	2229	-0,102	0,65
168-И236	2,02	25,00	27,50	0,001	32	3	2,6	1921,63	0,5174	0,0333	0,0310	0,0478	0,0532	0,0948	0,0532	2229	2208	-0,102	0,65
1-2	161,03	73,00	80,30	0,045	200	18,2	16,36	24366,41	1,0426	0,0026	0,0722	0,0253	0,0248	0,1112	0,0248	2992	2971	0,413	5,70
2-3	158,13	24,00	26,40	0,044	200	18,2	16,36	23926,90	1,0238	0,0027	0,0718	0,0254	0,0250	0,1107	0,0250	2971	2964	-0,151	0,53

Продолжение таблицы Б.1

участки	Расход	Длина L	Прив. L.	V, м ³ /с	D, мм	Толщ, мм	внутр d, см	Re	Re<23	≤2000	2000- 4000	4000- 100000	>10000 0	>4000	λ	P _H	P _K	H _g	Δh
										λ1	λ2	λ3	λ4	λ5					
3-4	155,61	25,50	28,05	0,043	200	18,2	16,36	23546,81	1,0075	0,0027	0,0714	0,0255	0,0251	0,1103	0,0251	2964	2957	-0,151	0,53
4-5	153,33	23,00	25,30	0,043	180	16,4	14,72	25785,54	1,2262	0,0025	0,0736	0,0250	0,0245	0,1158	0,0245	2957	2947	-0,151	0,53
5-6	151,15	35,00	38,50	0,042	180	16,4	14,72	25419,70	1,2088	0,0025	0,0733	0,0251	0,0246	0,1154	0,0246	2947	2932	0,007	1,03
6-7	149,04	24,00	26,40	0,041	180	16,4	14,72	25065,19	1,1920	0,0026	0,0729	0,0251	0,0247	0,1150	0,0247	2932	2922	0,007	1,03
7-8	146,95	23,80	26,18	0,041	180	16,4	14,72	24712,56	1,1752	0,0026	0,0726	0,0252	0,0248	0,1146	0,0248	2922	2912	0,007	1,03
8-9	144,85	37,30	41,03	0,040	180	16,4	14,72	24359,93	1,1584	0,0026	0,0722	0,0253	0,0248	0,1142	0,0248	2912	2898	0,085	1,43
9-10	142,77	23,80	26,18	0,040	180	16,4	14,72	24010,14	1,1418	0,0027	0,0719	0,0254	0,0249	0,1138	0,0249	2898	2888	0,085	1,43
10-11	140,70	23,30	25,63	0,039	180	16,4	14,72	23661,66	1,1252	0,0027	0,0715	0,0255	0,0250	0,1134	0,0250	2888	2880	0,085	1,43
11-12	138,63	33,50	36,85	0,039	180	16,4	14,72	23313,94	1,1087	0,0027	0,0712	0,0256	0,0251	0,1129	0,0251	2880	2867	0,132	1,74
12-13	134,49	26,00	28,60	0,037	180	16,4	14,72	22618,50	1,0756	0,0028	0,0705	0,0258	0,0253	0,1121	0,0253	2867	2859	0,132	1,74
13-14	130,36	23,30	25,63	0,036	180	16,4	14,72	21923,05	1,0425	0,0029	0,0697	0,0260	0,0255	0,1112	0,0255	2859	2851	0,132	1,74
14-15	126,26	38,70	42,57	0,035	180	16,4	14,72	21232,89	1,0097	0,0030	0,0690	0,0262	0,0257	0,1104	0,0257	2851	2839	0,132	1,74
15-16	122,15	23,00	25,30	0,034	160	14,6	13,08	23118,43	1,2372	0,0028	0,0710	0,0257	0,0252	0,1161	0,0252	2839	2828	0,132	1,74
16-17	118,05	25,50	28,05	0,033	160	14,6	13,08	22342,79	1,1957	0,0029	0,0702	0,0259	0,0254	0,1151	0,0254	2828	2815	-0,053	0,80
17-18	113,96	31,00	34,10	0,032	160	14,6	13,08	21568,22	1,1543	0,0030	0,0694	0,0261	0,0256	0,1141	0,0256	2815	2801	-0,053	0,80
18-19	109,87	29,40	32,34	0,031	160	14,6	13,08	20793,65	1,1128	0,0031	0,0685	0,0263	0,0259	0,1131	0,0259	2801	2789	-0,053	0,80
19-20	105,78	19,00	20,90	0,029	160	14,6	13,08	20019,08	1,0714	0,0032	0,0677	0,0266	0,0261	0,1120	0,0261	2789	2781	-0,121	0,60
20-21	103,73	16,70	18,37	0,029	160	14,6	13,08	19631,80	1,0506	0,0033	0,0672	0,0267	0,0262	0,1115	0,0262	2781	2774	-0,121	0,60
21-22	101,68	23,10	25,41	0,028	160	14,6	13,08	19244,51	1,0299	0,0033	0,0668	0,0269	0,0264	0,1109	0,0264	2774	2766	-0,121	0,60
22-23	97,59	24,00	26,40	0,027	160	14,6	13,08	18470,79	0,9885	0,0035	0,0659	0,0271	0,0267	0,1098	0,0267	2766	2757	-0,053	0,80
23-24	93,51	26,20	28,82	0,026	160	14,6	13,08	17697,92	0,9471	0,0036	0,0649	0,0274	0,0270	0,1086	0,0270	2757	2749	-0,053	0,80
24-25	89,43	21,40	23,54	0,025	160	14,6	13,08	16925,05	0,9058	0,0038	0,0640	0,0277	0,0273	0,1074	0,0273	2749	2743	-0,053	0,80
25-26	87,39	20,90	22,99	0,024	160	14,6	13,08	16538,61	0,8851	0,0039	0,0635	0,0279	0,0274	0,1068	0,0274	2743	2737	-0,278	0,31
26-27	85,34	17,20	18,92	0,024	160	14,6	13,08	16152,17	0,8644	0,0040	0,0630	0,0281	0,0276	0,1062	0,0276	2737	2733	-0,278	0,31

Продолжение таблицы Б.1

участки	Расход	Длина L	Прив. L.	V, м ³ /с	D, мм	Толщ, мм	внутр d, см	Re	Re<23	≤2000	2000- 4000	4000- 100000	>10000 0	>4000	λ	P _H	P _K	H _g	Δh
										λ1	λ2	λ3	λ4	λ5					
27-28	81,26	16,90	18,59	0,023	160	14,6	13,08	15379,30	0,8231	0,0042	0,0620	0,0284	0,0280	0,1049	0,0280	2733	2729	-0,278	0,31
28-29	79,22	23,80	26,18	0,022	160	14,6	13,08	14992,86	0,8024	0,0043	0,0614	0,0286	0,0282	0,1043	0,0282	2729	2723	-0,278	0,31
29-30	75,14	32,90	36,19	0,021	140	12,7	11,46	16232,09	0,9915	0,0039	0,0631	0,0280	0,0276	0,1099	0,0276	2723	2710	-0,278	0,31
30-31	71,07	23,60	25,96	0,020	140	12,7	11,46	15351,90	0,9377	0,0042	0,0619	0,0284	0,0280	0,1084	0,0280	2710	2702	-0,278	0,31
31-32	66,99	17,80	19,58	0,019	140	12,7	11,46	14471,71	0,8840	0,0044	0,0607	0,0288	0,0284	0,1068	0,0284	2702	2696	-0,278	0,31
32-33	64,96	16,70	18,37	0,018	140	12,7	11,46	14031,62	0,8571	0,0046	0,0601	0,0291	0,0287	0,1060	0,0287	2696	2691	-0,278	0,31
33-34	60,89	31,00	34,10	0,017	140	12,7	11,46	13153,37	0,8034	0,0049	0,0588	0,0295	0,0292	0,1043	0,0292	2691	2682	0,133	1,75
34-35	56,83	44,00	48,40	0,016	140	12,7	11,46	12275,12	0,7498	0,0052	0,0575	0,0301	0,0297	0,1025	0,0297	2682	2671	0,133	1,75
35-36	52,76	26,20	28,82	0,015	140	12,7	11,46	11396,87	0,6961	0,0056	0,0561	0,0306	0,0303	0,1007	0,0303	2671	2665	0,133	1,75
36-37	48,69	16,20	17,82	0,014	140	12,7	11,46	10518,62	0,6425	0,0061	0,0546	0,0312	0,0310	0,0987	0,0310	2665	2662	0,133	1,75
37-38	46,66	14,00	15,40	0,013	140	12,7	11,46	10079,50	0,6157	0,0063	0,0538	0,0316	0,0314	0,0977	0,0314	2662	2659	0,009	1,04
38-39	44,63	18,00	19,80	0,012	140	12,7	11,46	9640,38	0,5889	0,0066	0,0530	0,0319	0,0318	0,0966	0,0318	2659	2656	0,009	1,04
39-40	42,60	17,90	19,69	0,012	125	11,4	10,22	10317,65	0,7067	0,0062	0,0543	0,0314	0,0312	0,1011	0,0312	2656	2652	0,009	1,04
40-41	40,56	17,10	18,81	0,011	110	10	9	11157,11	0,8678	0,0057	0,0557	0,0308	0,0305	0,1064	0,0305	2652	2644	0,009	1,04
41-42	38,53	21,30	23,43	0,011	110	10	9	10597,96	0,8243	0,0060	0,0547	0,0312	0,0309	0,1050	0,0309	2644	2635	0,009	1,04
42-43	36,50	20,00	22,00	0,010	110	10	9	10039,73	0,7809	0,0064	0,0538	0,0316	0,0314	0,1036	0,0314	2635	2628	0,099	1,52
43-44	34,47	20,30	22,33	0,010	90	8,2	7,36	11594,23	1,1027	0,0055	0,0564	0,0305	0,0302	0,1129	0,0302	2628	2611	0,099	1,52
44-45	32,44	22,30	24,53	0,009	90	8,2	7,36	10911,62	1,0378	0,0059	0,0553	0,0310	0,0307	0,1112	0,0307	2611	2593	0,099	1,52
45-46	28,38	22,00	24,20	0,008	90	8,2	7,36	9546,39	0,9079	0,0067	0,0529	0,0320	0,0319	0,1076	0,0319	2593	2580	0,099	1,52
46-47	26,35	23,90	26,29	0,007	75	6,8	6,14	10624,99	1,2113	0,0060	0,0548	0,0312	0,0309	0,1156	0,0309	2580	2549	0,099	1,52
47-48	22,29	23,30	25,63	0,006	75	6,8	6,14	8988,49	1,0247	0,0071	0,0518	0,0325	0,0324	0,1109	0,0324	2549	2527	0,165	2,00
48-49	20,26	23,50	25,85	0,006	75	6,8	6,14	8170,25	0,9315	0,0078	0,0502	0,0333	0,0333	0,1083	0,0333	2527	2509	0,165	2,00
49-50	16,21	25,40	27,94	0,005	63	5,8	5,14	7806,54	1,0631	0,0082	0,0494	0,0337	0,0337	0,1119	0,0337	2509	2477	0,165	2,00
50-51	14,18	21,70	23,87	0,004	50	4,6	4,08	8605,37	1,4764	0,0074	0,0511	0,0329	0,0328	0,1214	0,0328	2477	2412	0,000	1,00

Окончание таблицы Б.1

участки	Расход	Длина L	Прив. L.	V, м ³ /с	D, мм	Толщ, мм	внутр d, см	Re	Re<23	≤2000	2000- 4000	4000- 100000	>10000 0	>4000	λ	P _H	P _K	H _g	Δh
										λ1	λ2	λ3	λ4	λ5					
51-52	10,13	33,80	37,18	0,003	50	4,6	4,08	6146,69	1,0546	0,0104	0,0457	0,0357	0,0362	0,1118	0,0362	2412	2356	0,043	1,20
52-53	8,10	13,00	14,30	0,002	40	3,7	3,26	6154,23	1,3215	0,0104	0,0457	0,0357	0,0362	0,1182	0,0362	2356	2313	0,043	1,20
53-54	6,08	25,50	28,05	0,002	40	3,7	3,26	4615,67	0,9911	0,0139	0,0415	0,0384	0,0395	0,1102	0,0395	2313	2263	0,043	1,20
54-55	4,05	26,00	28,60	0,001	40	3,7	3,26	3077,11	0,6607	0,0208	0,0363	0,0425	0,0451	0,1000	0,0451	2263	2238	0,043	1,20
55-И78	2,03	34,80	38,28	0,001	32	3	2,6	1929,11	0,5194	0,0332	0,0310	0,0477	0,0531	0,0949	0,0531	2238	2209	0,043	1,20

Приложение В

Концентрация выбросов от когенерационной установки

Таблица В.1

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)	Фоновая конц. в долях ПДК До исключения из фона	Фоновая конц. в долях ПДК После исключения из фона	Номер и название площадки	Номер точки по длине	Номер точки по ширине
0	0	8,78325254	3,51330102	45	0,5	0	0	1	1	11
2	0	8,1801417	3,27205668	39	0,5	0	0	1	2	11
4	0	7,57491653	3,02996661	31	0,5	0	0	1	3	11
6	0	7,0498924	2,81995696	22	0,5	0	0	1	4	11
8	0	6,69191243	2,67676497	11	0,5	0	0	1	5	11
10	0	6,56601517	2,62640607	0	0,5	0	0	1	6	11
12	0	6,69191243	2,67676497	349	0,5	0	0	1	7	11
14	0	7,0498924	2,81995696	338	0,5	0	0	1	8	11
16	0	7,57491653	3,02996661	329	0,5	0	0	1	9	11
18	0	8,1801417	3,27205668	321	0,5	0	0	1	10	11
20	0	8,78325254	3,51330102	315	0,5	0	0	1	11	11
0	2	8,1801417	3,27205668	51	0,5	0	0	1	1	10
2	2	7,37507756	2,95003102	45	0,5	0	0	1	2	10
4	2	6,56582926	2,6263317	37	0,5	0	0	1	3	10
6	2	5,86362263	2,34544905	27	0,5	0	0	1	4	10
8	2	5,38599909	2,15439964	14	0,5	0	0	1	5	10
10	2	5,21500123	2,08600049	0	0,5	0	0	1	6	10

Продолжение таблицы В.1

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)	Фоновая конц. в долях ПДК До исключения из фона	Фоновая конц. в долях ПДК После исключения из фона	Номер и название площадки	Номер точки по длине	Номер точки по ширине
12	2	5,38599909	2,15439964	346	0,5	0	0	1	7	10
14	2	5,86362263	2,34544905	333	0,5	0	0	1	8	10
16	2	6,56582926	2,6263317	323	0,5	0	0	1	9	10
18	2	7,37507756	2,95003102	315	0,5	0	0	1	10	10
20	2	8,1801417	3,27205668	309	0,5	0	0	1	11	10
0	4	7,57491653	3,02996661	59	0,5	0	0	1	1	9
2	4	6,56582926	2,6263317	53	0,5	0	0	1	2	9
4	4	5,55126078	2,22050431	45	0,5	0	0	1	3	9
6	4	4,6637052	1,86548208	34	0,5	0	0	1	4	9
8	4	4,04871916	1,61948766	18	0,5	0	0	1	5	9
10	4	3,82884194	1,53153678	0	0,5	0	0	1	6	9
12	4	4,04871916	1,61948766	342	0,5	0	0	1	7	9
14	4	4,6637052	1,86548208	326	0,5	0	0	1	8	9
16	4	5,55126078	2,22050431	315	0,5	0	0	1	9	9
18	4	6,56582926	2,6263317	307	0,5	0	0	1	10	9
20	4	7,57491653	3,02996661	301	0,5	0	0	1	11	9
0	6	7,0498924	2,81995696	68	0,5	0	0	1	1	8
2	6	5,86362263	2,34544905	63	0,5	0	0	1	2	8
4	6	4,6637052	1,86548208	56	0,5	0	0	1	3	8
6	6	3,59849426	1,4393977	45	0,5	0	0	1	4	8
8	6	2,84299118	1,13719647	27	0,5	0	0	1	5	8
10	6	2,56723509	1,02689403	0	0,5	0	0	1	6	8

Продолжение таблицы В.1

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)	Фоновая конц. в долях ПДК До исключения из фона	Фоновая конц. в долях ПДК После исключения из фона	Номер и название площадки	Номер точки по длине	Номер точки по ширине
12	6	2,84299118	1,13719647	333	0,5	0	0	1	7	8
14	6	3,59849426	1,4393977	315	0,5	0	0	1	8	8
16	6	4,6637052	1,86548208	304	0,5	0	0	1	9	8
18	6	5,86362263	2,34544905	297	0,5	0	0	1	10	8
20	6	7,0498924	2,81995696	292	0,5	0	0	1	11	8
0	8	6,69191243	2,67676497	79	0,5	0	0	1	1	7
2	8	5,38599909	2,15439964	76	0,5	0	0	1	2	7
4	8	4,04871916	1,61948766	72	0,5	0	0	1	3	7
6	8	2,84299118	1,13719647	63	0,5	0	0	1	4	7
8	8	1,96442725	0,7857709	45	0,5	0	0	1	5	7
10	8	1,63011771	0,65204708	0	0,5	0	0	1	6	7
12	8	1,96442725	0,7857709	315	0,5	0	0	1	7	7
14	8	2,84299118	1,13719647	297	0,5	0	0	1	8	7
16	8	4,04871916	1,61948766	288	0,5	0	0	1	9	7
18	8	5,38599909	2,15439964	284	0,5	0	0	1	10	7
20	8	6,69191243	2,67676497	281	0,5	0	0	1	11	7
0	10	6,56601517	2,62640607	90	0,5	0	0	1	1	6
2	10	5,21500123	2,08600049	90	0,5	0	0	1	2	6
4	10	3,82884194	1,53153678	90	0,5	0	0	1	3	6
6	10	2,56723509	1,02689403	90	0,5	0	0	1	4	6
8	10	1,63011771	0,65204708	90	0,5	0	0	1	5	6
10	10	1,25766618	0,50306647	90	0,5	0	0	1	6	6

Продолжение таблицы В.1

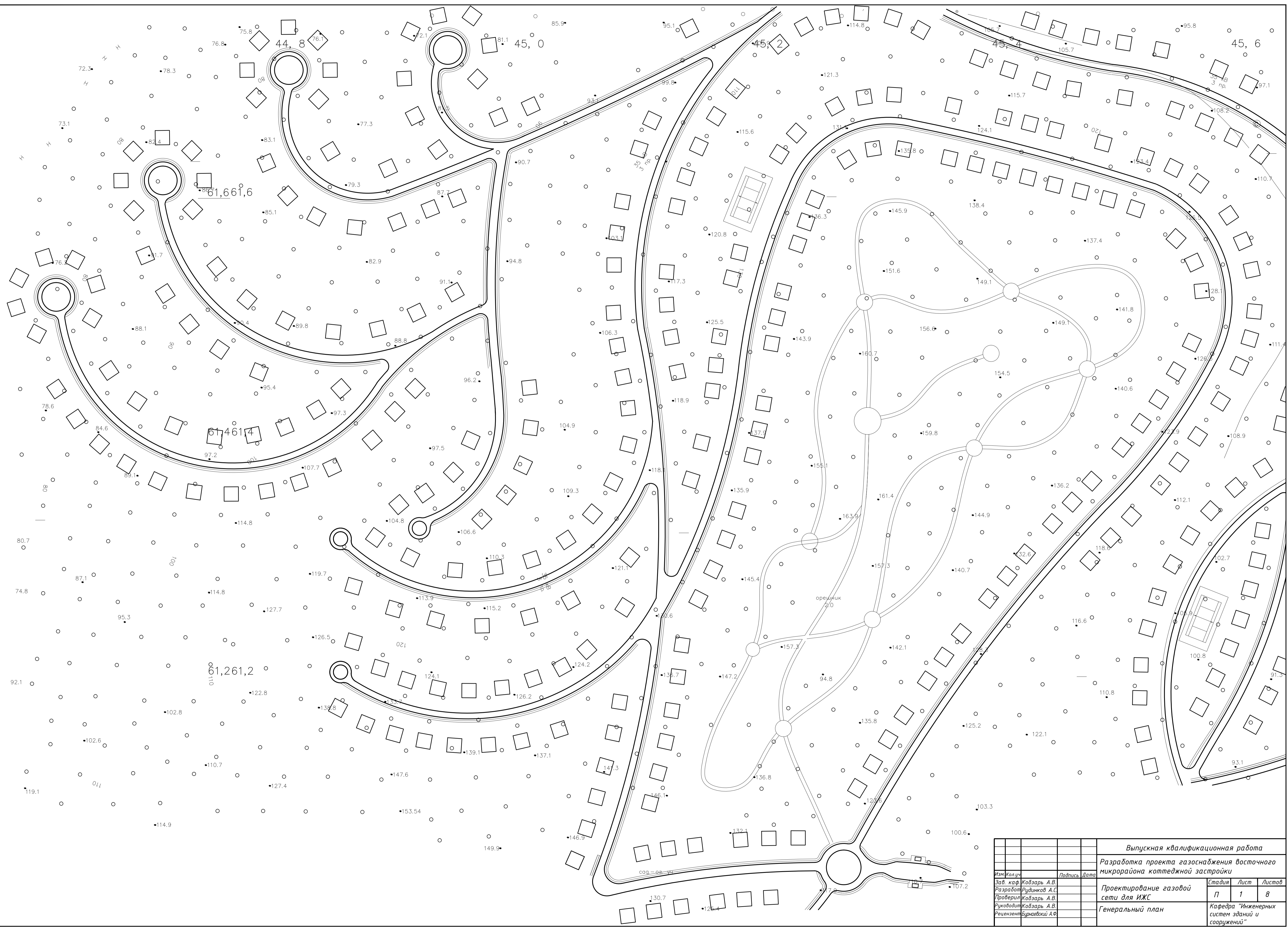
Координаты (м) X	Координаты (м) Y	Макс. конц. в долях ПДК	Макс.конц. в мг/м3	Опасное напр. ветра (град)	Опасная скорость ветра (м/с)	Фоновая конц. в долях ПДК До исключения из фона	Фоновая конц. в долях ПДК После исключения из фона	Номер и название площадки	Номер точки по длине	Номер точки по ширине
12	10	1,63011771	0,65204708	270	0,5	0	0	1	7	6
14	10	2,56723509	1,02689403	270	0,5	0	0	1	8	6
16	10	3,82884194	1,53153678	270	0,5	0	0	1	9	6
18	10	5,21500123	2,08600049	270	0,5	0	0	1	10	6
20	10	6,56601517	2,62640607	270	0,5	0	0	1	11	6
0	12	6,69191243	2,67676497	101	0,5	0	0	1	1	5
2	12	5,38599909	2,15439964	104	0,5	0	0	1	2	5
4	12	4,04871916	1,61948766	108	0,5	0	0	1	3	5
6	12	2,84299118	1,13719647	117	0,5	0	0	1	4	5
8	12	1,96442725	0,7857709	135	0,5	0	0	1	5	5
10	12	1,63011771	0,65204708	180	0,5	0	0	1	6	5
12	12	1,96442725	0,7857709	225	0,5	0	0	1	7	5
14	12	2,84299118	1,13719647	243	0,5	0	0	1	8	5
16	12	4,04871916	1,61948766	252	0,5	0	0	1	9	5
18	12	5,38599909	2,15439964	256	0,5	0	0	1	10	5
20	12	6,69191243	2,67676497	259	0,5	0	0	1	11	5
0	14	7,0498924	2,81995696	112	0,5	0	0	1	1	4
2	14	5,86362263	2,34544905	117	0,5	0	0	1	2	4
4	14	4,6637052	1,86548208	124	0,5	0	0	1	3	4
6	14	3,59849426	1,4393977	135	0,5	0	0	1	4	4
8	14	2,84299118	1,13719647	153	0,5	0	0	1	5	4
10	14	2,56723509	1,02689403	180	0,5	0	0	1	6	4

Продолжение таблицы В.1

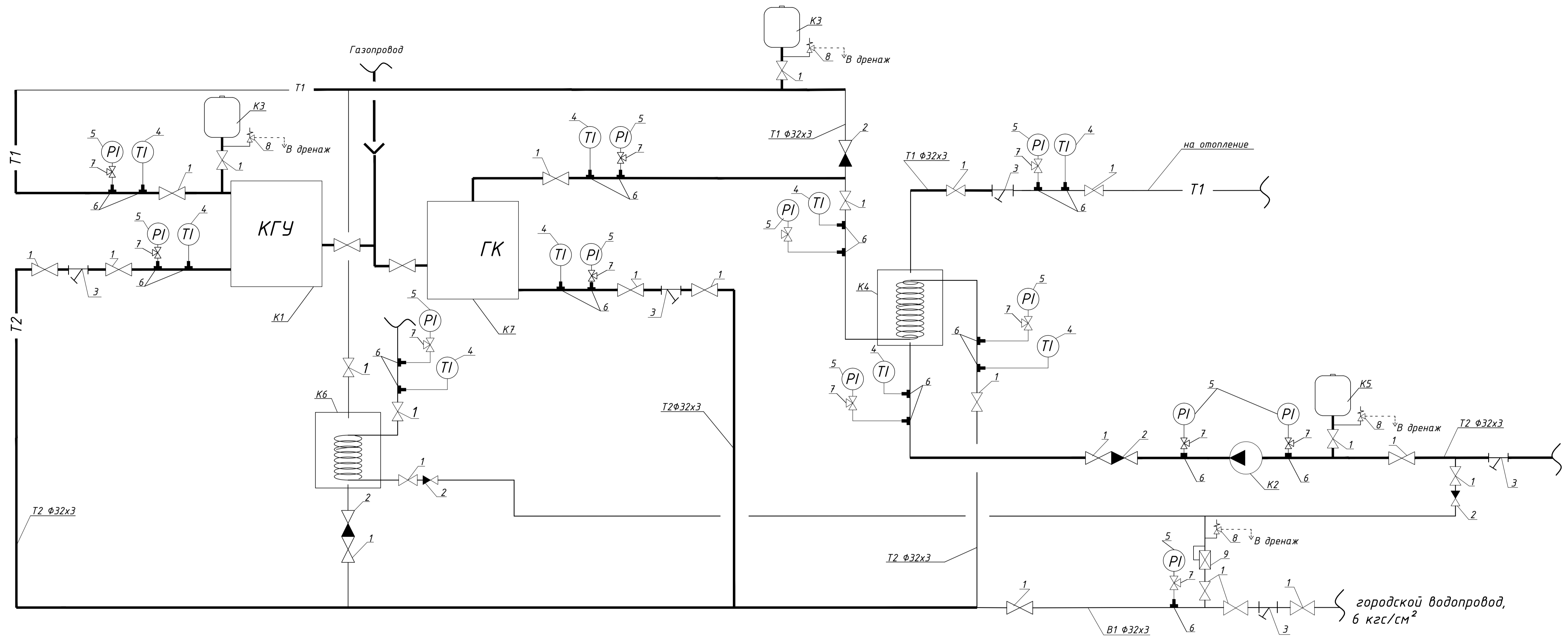
Координаты (м) X	Координаты (м) Y	Макс. конц. в долях ПДК	Макс.конц. в мг/м3	Опасное напр. ветра (град)	Опасная скорость ветра (м/с)	Фоновая конц. в долях ПДК До исключения из фона	Фоновая конц. в долях ПДК После исключения из фона	Номер и название площадки	Номер точки по длине	Номер точки по ширине
12	14	2,84299118	1,13719647	207	0,5	0	0	1	7	4
14	14	3,59849426	1,4393977	225	0,5	0	0	1	8	4
16	14	4,6637052	1,86548208	236	0,5	0	0	1	9	4
18	14	5,86362263	2,34544905	243	0,5	0	0	1	10	4
20	14	7,0498924	2,81995696	248	0,5	0	0	1	11	4
0	16	7,57491653	3,02996661	121	0,5	0	0	1	1	3
2	16	6,56582926	2,6263317	127	0,5	0	0	1	2	3
4	16	5,55126078	2,22050431	135	0,5	0	0	1	3	3
6	16	4,6637052	1,86548208	146	0,5	0	0	1	4	3
8	16	4,04871916	1,61948766	162	0,5	0	0	1	5	3
10	16	3,82884194	1,53153678	180	0,5	0	0	1	6	3
12	16	4,04871916	1,61948766	198	0,5	0	0	1	7	3
14	16	4,6637052	1,86548208	214	0,5	0	0	1	8	3
16	16	5,55126078	2,22050431	225	0,5	0	0	1	9	3
18	16	6,56582926	2,6263317	233	0,5	0	0	1	10	3
20	16	7,57491653	3,02996661	239	0,5	0	0	1	11	3
0	18	8,1801417	3,27205668	129	0,5	0	0	1	1	2
2	18	7,37507756	2,95003102	135	0,5	0	0	1	2	2
4	18	6,56582926	2,6263317	143	0,5	0	0	1	3	2
6	18	5,86362263	2,34544905	153	0,5	0	0	1	4	2
8	18	5,38599909	2,15439964	166	0,5	0	0	1	5	2
10	18	5,21500123	2,08600049	180	0,5	0	0	1	6	2

Окончание таблицы В.1

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)	Фоновая конц. в долях ПДК До исключения из фона	Фоновая конц. в долях ПДК После исключения из фона	Номер и название площадки	Номер точки по длине	Номер точки по ширине
12	18	5,38599909	2,15439964	194	0,5	0	0	1	7	2
14	18	5,86362263	2,34544905	207	0,5	0	0	1	8	2
16	18	6,56582926	2,6263317	217	0,5	0	0	1	9	2
18	18	7,37507756	2,95003102	225	0,5	0	0	1	10	2
20	18	8,1801417	3,27205668	231	0,5	0	0	1	11	2
0	20	8,78325254	3,51330102	135	0,5	0	0	1	1	1
2	20	8,1801417	3,27205668	141	0,5	0	0	1	2	1
4	20	7,57491653	3,02996661	149	0,5	0	0	1	3	1
6	20	7,0498924	2,81995696	158	0,5	0	0	1	4	1
8	20	6,69191243	2,67676497	169	0,5	0	0	1	5	1
10	20	6,56601517	2,62640607	180	0,5	0	0	1	6	1
12	20	6,69191243	2,67676497	191	0,5	0	0	1	7	1
14	20	7,0498924	2,81995696	202	0,5	0	0	1	8	1
16	20	7,57491653	3,02996661	211	0,5	0	0	1	9	1
18	20	8,1801417	3,27205668	219	0,5	0	0	1	10	1
20	20	8,78325254	3,51330102	225	0,5	0	0	1	11	1



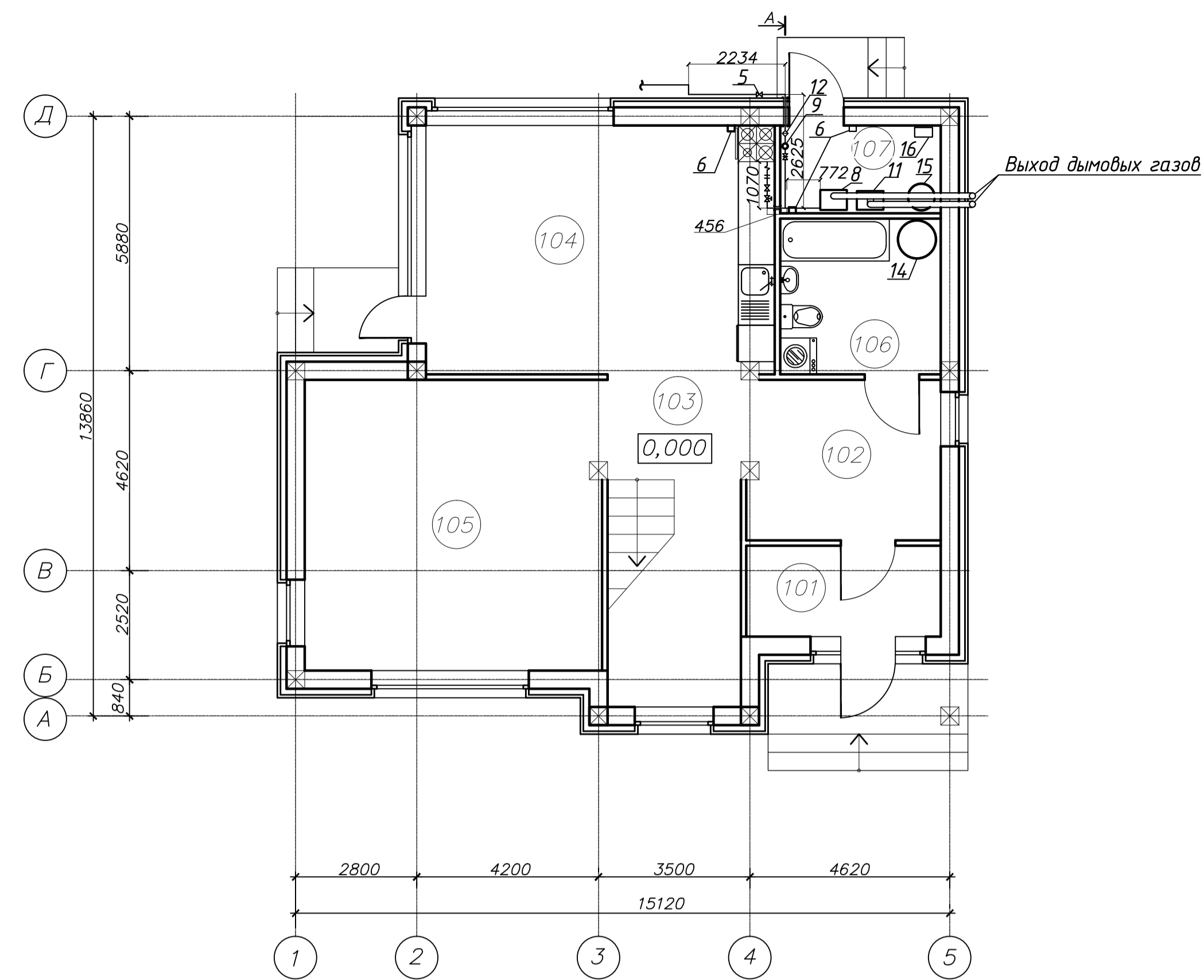
Выпускная квалификационная работа			
Разработка проекта газоснабжения восточного микрорайона коттеджной застройки			
Изм	Колуч	Подпись	Дата
Зав. каф.	Кобзарь А.В.		
Разработчик	Рудников А.С.		
Проверил	Кобзарь А.В.		
Руководит	Кобзарь А.В.		
Рецензент	Бурнацкий А.Ф.		
Проектирование газовой сети для ИЖС		Стадия	Лист
Генеральный план		П	8
		Кафедра "Инженерных систем зданий и сооружений"	



Спецификация оборудования

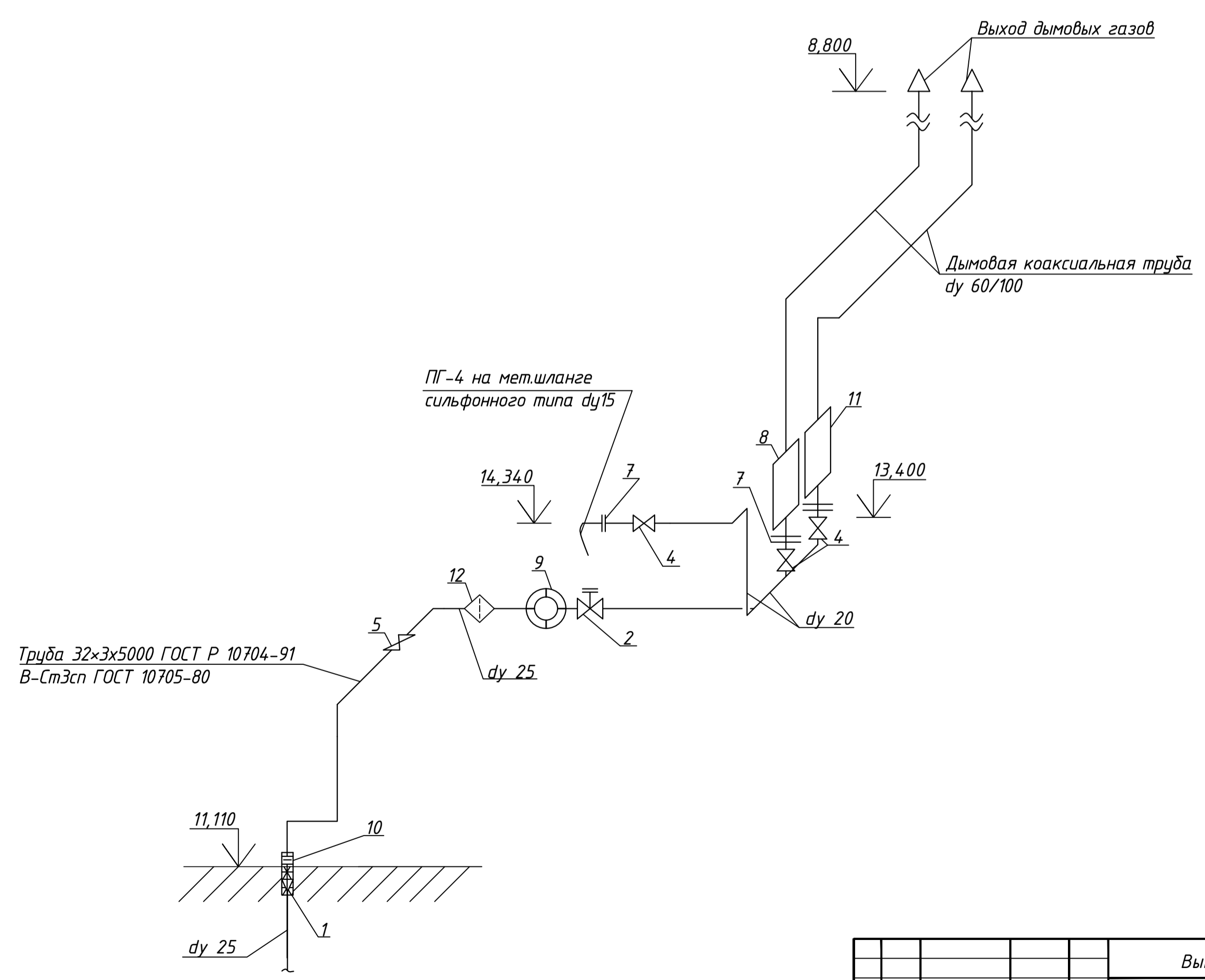
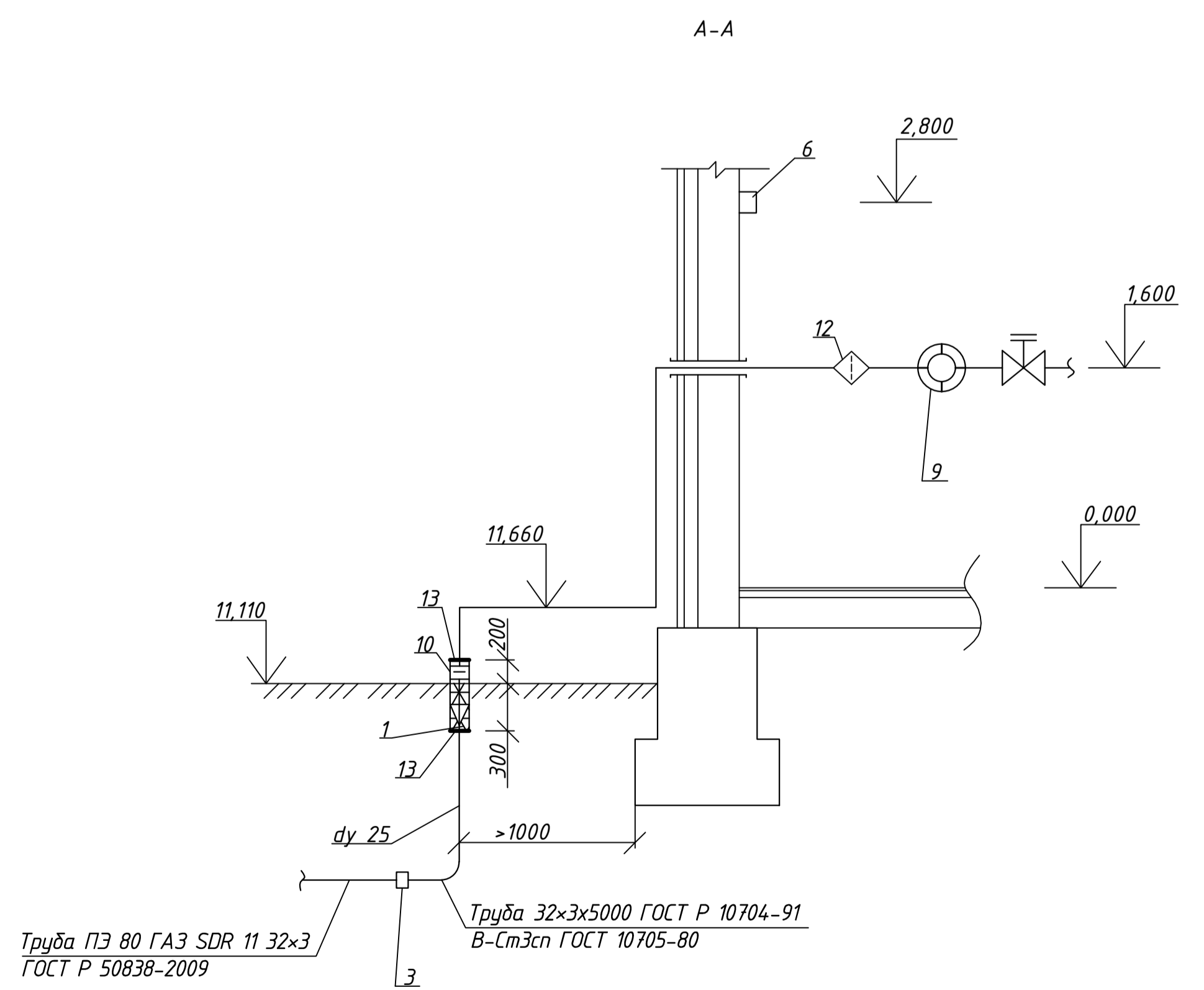
№ п/п	Обозначение	Наименование	Кол-во	Масса ед., кг	Примеч.
K1	VITOTWIN 300-W	Когенерационная установка	1	125	
K2	Wilo TOP-S 25/5 EM	Насос циркуляционный	1	4,1	
K3	Valtec VT.RV.R.060050	Бак расширительный на 50 литров	2		
K4	EV 2000 105 F44 TP2	Бак запаса горячей воды, 2 м ³	1		
K5	Valtec VT.RV.R.060008	Бак расширительный, 8 литров	1		
K6	EV 9S 160 60 F40 TP	Бак для ГВС, 150 литров	1		
K7	Baxi FOURTECH 1.24F	Газовый котел одноконтурный	1	32	
1	Valtec VT.052.N Dy 25	Запорно-регулирующий вентиль	21		
2	Valtec VT.161.N.06 Dy 25	Обратный клапан	5		
3	Valtec VT.192.N.06 Dy 25	Фильтр механической очистки косой	5		
4	A50.20	Термометр 0-120°C	9		
5	TM 510T	Манометр показывающий	12		
6	Valtec VTr.750.N.0504	Тройник для подкл.манометра/термометра	21		
7	116188к Dy15	Кран трехходовой для манометра	12		
8	Valtec VT.1831.N.06 Dy 25	Предохранительно-сбросной клапан	4		
9	Valtec VT.085.N.0507 Dy 25	Редуктор давления мембранный	1		

Выпускная квалификационная работа					
Разработка проекта газоснабжения восточного микрорайона коттеджной застройки					
Изм. Колуч	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разработчик Рудинков А.С.			Установка КГУ и резервного газового котла	П	2
Проверил Кобзарь А.В.			Тепловая схема газового оборудования, спецификация оборудования		8
Руководит Кобзарь А.В.			Кафедра "Инженерных систем зданий и сооружений"		
Рецензент Бурнаевский А.Ф.					



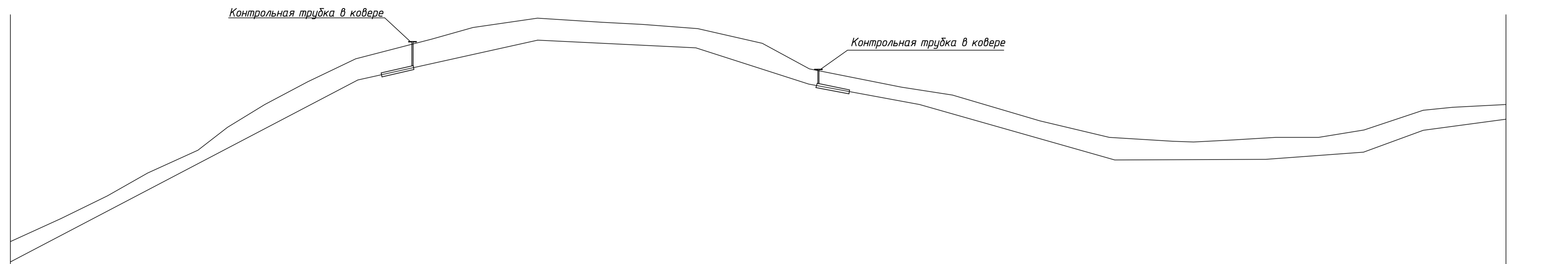
Поз	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ЗФГТ150-6	Фуфляр для газопровода Ду 32	1		
2	КЭГ-9720	Электромагнитный клапан нормально закрытый, Ду25	1		
3	ПЭЗЭ/СТ32х3	Переход "полиэтилен-сталь"	1		
4	11Б27п	Кран шаровый муфтовый Ду20, Ру 1,6МПа	2		
5	11Б27п	Кран шаровый муфтовый Ду25, Ру 1,6МПа	1		
6	СГГ 6М-П10	Сигнализатор горючих газов с внешним датчиком на СН	3		
7	ТУ 3490-001-78557376-2006	Вставка изолирующая Ду20	2		
8	VITOTWIN 300-W Mikro-KWK	Когенерационная газовая установка	1	125	
9	РЛ 62,5	Счетчик газовый	1		
10	СИ 32с	Соединение изолирующее, Ду25	1		
11	Vaxi FOURTECH 1.24F	Котел газовый резервный	1	32	
12	ФГ(ФС)-25	Фильтр газовый сетчатый Ду25	1		
13		Герметик на бутил-каучуковой основе	1		
14	EV 2000 105 F44 TP2	Емкостной накопитель 2 м³	1		
15	EV 9S 160 60 F40 TP	Емкостной накопитель ГВС 0,15 м³	1		
16	XTH 5000-24	Блок бесперебойного питания	1	40	

АксонOMETрическая схема газопровода



Выпускная квалификационная работа					
Разработка проекта газоснабжения восточного микрорайона коттеджной застройки					
Внутридомовой газопровод					
Изм.	Колуч.	Подпись	Дата	Стадия	Лист
Разработ	Рудинков А.С.			П	3
Проверил	Кабзарь А.В.			Э	8
Руководит	Кабзарь А.В.				
Рецензент	Бурнаевский А.Ф.				
План дана на отметке 0,000; аксонOMETрическая схема газопровода; А-А; спецификация оборудования				Кафедра "Инженерных систем зданий и сооружений"	

М 1:20 по горизонтали
М 1:4 по вертикали

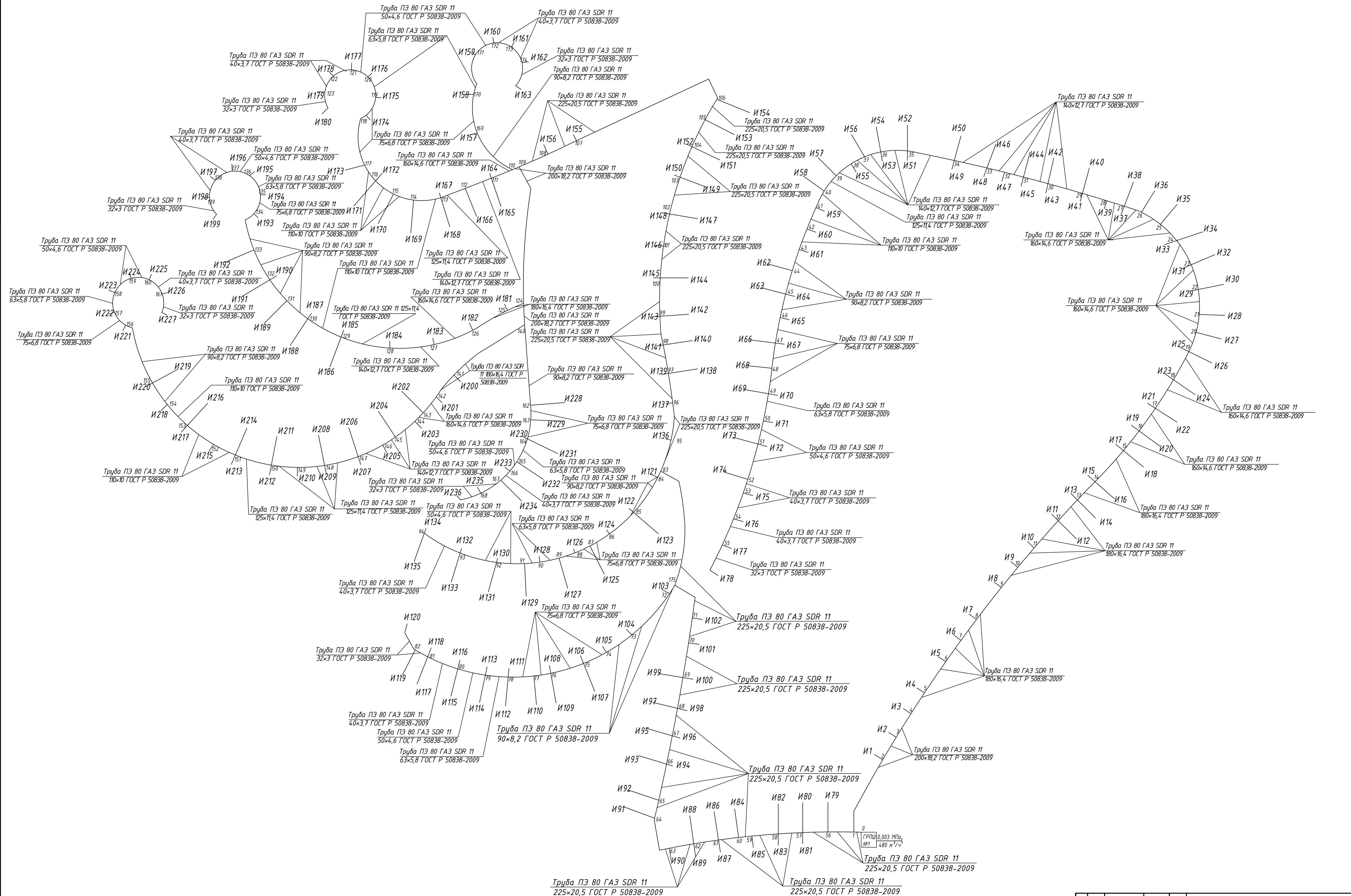


Расстояние	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	220	240	260	280	300	320	340	360	380	400	420	440	460	480	500	520	540	560	580	600	620	640	660	680	700	720	740	760						
Отметка земли проектная, м	117,900	119,700	121,500	123,300	125,100	126,900	128,700	130,500	131,800	133,300	134,900	134,500	133,600	132,000	130,400	129,200	128,000	127,600	125,600	124,000	122,400	122,300	122,400	122,500	122,500	124,000	124,000	122,500	122,300	122,400	122,500	122,900	123,300	124,900	125,400	126,000								
Отметка земли фактическая, м	117,900	119,700	121,500	123,300	125,100	126,900	128,700	130,500	131,800	133,300	134,900	134,500	133,600	132,000	130,400	129,200	128,000	127,600	125,600	124,000	122,400	122,300	122,400	122,500	122,500	124,000	124,000	122,500	122,300	122,400	122,500	122,900	123,300	124,900	125,400	126,000								
Отметка верха трубы, м	116,400	118,300	120,100	122,100	123,800	125,500	127,300	129,000	130,500	131,600	133,100	133,100	132,200	130,600	129,000	128,000	126,800	126,400	124,200	122,500	121,000	120,900	121,000	121,100	121,500	121,500	124,200	124,000	122,900	122,500	122,400	121,900	123,500	124,400	124,600									
Глубина траншеи, м	1,400	1,400	1,400	1,200	1,300	1,400	1,400	1,500	1,500	1,500	1,500	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,200	1,200	1,400	1,500	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400									
Обозначение трубы	ПЭ 80 ГАЗ SDR 11 225×20,5 ГОСТ Р 50838-2009																		ПЭ 80 ГАЗ SDR 11 90×8,2 ГОСТ Р 50838-2009				ПЭ 80 ГАЗ SDR 11 75×6,8 ГОСТ Р 50838-2009				ПЭ 80 ГАЗ SDR 11 63×5,8 ГОСТ Р 50838-2009		ПЭ 80 ГАЗ SDR 11 50×4,6 ГОСТ Р 50838-2009		ПЭ 80 ГАЗ SDR 11 40×3,7 ГОСТ Р 50838-2009		ПЭ 80 ГАЗ SDR 11 32×3 ГОСТ Р 50838-2009											
Основание	Естественное (песчаная подушка)																																											
Уклон %	14			170														25		53		17		15		23				62		55		17		50								
Длина, м	170																								90		80		55		50		84				62		47		30		40	
Расстояние	24	23	23	24	12	19	23	23	39	17	34	26	25	29	32	23	41	9	52	29	23	32	16	24	21	26	30	13	27															
Пикет	ПК 0	ПК 1			ПК 2		ПК 3		ПК 4		ПК 5		ПК 6		ПК 7																													
Развернутый план																																												

Выпускная квалификационная работа				
Разработка проекта газоснабжения восточного микрорайона коттеджной застройки				
Изм.	Колуч.	Подпись	Дата	
Разработ	Рудинков А.С.			
Проверил	Кобзарь А.В.			
Руководит	Кобзарь А.В.			
Рецензент	Бунаевский А.Ф.			
Проектирование газовой сети для ИЖС			Стадия	Лист
Профиль трассы газовой сети низкого давления			П	4
			Листов	8
			Кафедра "Инженерных систем зданий и сооружений"	



Выпускная квалификационная работа					
Разработка проекта газоснабжения восточного микрорайона коттеджной застройки					
Изм. Колуч	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разработчик Рудинков А.С.			Проектирование газовой	п	5
Проверил Кавзари А.В.			сети для ИЖС		8
Руководит Кавзари А.В.			Схема трассы газовой сети		
Рецензент Бурнаевский А.Ф.					
			Кафедра "Инженерных систем зданий и сооружений"		



Труба ПЭ 80 ГАЗ SDR 11
225x20,5 ГОСТ Р 50838-2009

Выпускная квалификационная работа					
Разработка проекта газоснабжения восточного микрорайона коттеджной застройки					
Изм. Колуч	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разработчик Рудинков А.С.			Проектирование газовой	П	6
Проверил Кавзари А.В.			сети для ИЖС		8
Руководит Кавзари А.В.			Схема трассы газовой сети		
Рецензент Бурнаевский А.Ф.			Кафедра "Инженерных систем зданий и сооружений"		

<i>Показатели</i>	<i>Ед. измерения</i>	<i>Варианты</i>	
		<i>КГУ</i>	<i>Газовый 2-х контурный котел</i>
<i>Годовое потребление газа</i>	<i>тыс.м³/год</i>	<i>18,396</i>	<i>15,290</i>
<i>Годовое потребление электроэнергии (выработка эл.энергии для КГУ)</i>	<i>тыс.кВт/ч</i>	<i>8,760</i>	<i>5,016</i>
<i>Единовременные затраты всего</i>	<i>тыс.руб</i>	<i>847</i>	<i>94</i>
<i>Стоимость потребленного газа</i>	<i>тыс.руб/год</i>	<i>123,565</i>	<i>102,703</i>
<i>Стоимость потребленной электроэнергии</i>	<i>тыс.руб/год</i>	<i>-</i>	<i>17,757</i>
<i>Срок окупаемости (для КГУ простой срок окупаемости)</i>	<i>лет</i>	<i>10</i>	<i>6,4</i>

<i>Выпускная квалификационная работа</i>				
<i>Разработка проекта газоснабжения восточного микрорайона коттеджной застройки</i>				
<i>Изм.</i>	<i>Колуч.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	
<i>Разработ</i>	<i>Рудинков А.С.</i>			
<i>Проверил</i>	<i>Кабзарь А.В.</i>			
<i>Руководит</i>	<i>Кабзарь А.В.</i>			
<i>Рецензент</i>	<i>Бурнаевский А.Ф.</i>			
<i>Проектирование газовой сети для ИЖС</i>				<i>Стадия</i>
<i>Технико-экономическое обоснование сравниваемых вариантов</i>				<i>Лист</i>
				<i>Листов</i>
				<i>п</i>
				<i>8</i>
				<i>8</i>
				<i>Кафедра "Инженерных систем зданий и сооружений"</i>

