Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт
институт
Кафедра «Теплотехника и гидрогазодиниамика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ _____
подпись инициалы, фамилия
«20» 06 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

140100.62 «Теплоэнергетика и теплотехника»
код — наименование направления

Проект теплоснабжения микрорайона «Северный» г.Минусинска
тема

Руководитель _____ _____ А.Ю. Радзюк
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ А.Г. Филиппов
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ А.Ю. Радзюк
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2016

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

Политехнический институт
институт
Кафедра «Теплотехника и гидрогазодинамика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ _____
подпись инициалы, фамилия
«____» _____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

в форме бакалаврской работы
бакалаврской работы, дипломного проекта, дипломной работы, магистерской диссертации

Студенту Филиппову Алексею Геннадьевичу
фамилия, имя, отчество

Группа ЗФЭ 11-02Б Направление (специальность) 140100.62
номер код

«Теплоэнергетика и теплотехника»
наименование

Тема выпускной квалификационной работы «Проект теплоснабжения микрорайона «Северный» г. Минусинска»

Утверждена приказом по университету № 6324/С от 12 мая 2016 г.

Руководитель ВКР А.Ю. Радзюк
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР Источник теплоснабжения — Минусинская ТЭЦ. Теплоноситель — горячая вода с температурой 150°С — 70°С. Закрытая система теплоснабжения

Перечень разделов ВКР
1 Аналитическая часть
1.1 Характеристика района
1.2 Природные условия
1.3 Грунтовые условия
2 Расчетно-технологическая часть
2.1 Расходы тепла

2.1.1 Определение расхода тепла системами отопления
2.1.2 Определение расхода тепла системами вентиляции
2.1.3 Определение расхода тепла на горячее водоснабжение
2.1.4 Расход тепла в горячей воде на технологические нужды
2.2 Годовой график потребления тепла
2.3 Выбор системы теплоснабжения
2.4 Регулировка отпуска тепла
2.4.1 Расчет и построение температурных графиков
2.4.2 Определение расходов сетевой воды
2.5 Гидравлический расчет тепловой сети
2.5.1 Задачи гидравлического расчета
2.5.2 Порядок выполнения гидравлического расчета
2.6 Построение пьезометрического графика и разработка гидравлических режимов водяных тепловых сетей
2.6.1 Требования к гидравлическим режимам водяных тепловых сетей
2.6.2 Порядок построения и использование пьезометрического графика
2.7 Выбор схем присоединения абонентских отопительных установок
2.8 Прокладка теплотрассы. Прокладка тепловых сетей. Трубы и опоры тепловых сетей, компенсаторы, арматура
2.9 Компенсация температурных удлинений
2.9.1 Расчет П - образного компенсатора
2.9.2 Расчет трубопроводов на самокомпенсацию
2.10 Опоры трубопроводов
2.11 Способы прокладки и строительные конструкции тепловой сети
2.11.1 Подбор лотков тепловой сети
2.11.2 Подбор тепловой камеры
2.12 Тепловая изоляция
2.13 Защита трубопроводов от наружной коррозии

Руководитель ВКР _____ А.Ю. Радзюк
подпись инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____ А.Г. Филиппов
подпись, инициалы и фамилия студента

« 10 » Мая 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект теплоснабжения микрорайона «Северный» г. Минусинска» содержит 69 страниц текстового документа, 10 рисунков, 16 таблиц, 35 формул, 22 использованных источника.

РАСХОД ТЕПЛА, ГОДОВОЙ ГРАФИК, СИСТЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ, ПЬЕЗОНОМЕТРИЧЕСКИЙ ГРАФИК, ПРОКЛАДКА ТЕПЛОТРАССЫ.

Цели работы:

— определение годовых нагрузок отопления, вентиляции и ГВС;

— построение графика продолжительности тепловых нагрузок;

— выбор системы теплоснабжения;

— определение способа регулирования тепловой нагрузки и схемы присоединения абонентских установок к тепловым сетям;

— выполнение гидравлического расчета, выполнение пьезометрического графика;

—выбор способа прокладки тепловых сетей;

— разработка мероприятий по защите трубопроводов тепловых сетей от химической и электрохимической коррозии.

Таким образом, на основании проведенных расчетов можно сделать вывод о технической эффективности принятых в работе решений.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение…….. 3
1 Аналитическая часть…… 4
1.1 Характеристика района……... 4
1.2 Природные условия……. 6
1.3 Грунтовые условия…….. 7
2 Расчетно-технологическая часть…….. 8
2.1 Расходы тепла……... 10
2.1.1 Определение расхода тепла системами отопления…….. 11
2.1.2 Определение расхода тепла системами вентиляции…… 13
2.1.3 Определение расхода тепла на горячее водоснабжение…….. 14
2.1.4 Расход тепла в горячей воде на технологические нужды…… 17
2.2 Годовой график потребления тепла…… 18
2.3 Выбор системы теплоснабжения…… 20
2.4 Регулировка отпуска тепла…….. 22
2.4.1 Расчет и построение температурных графиков……... 23
2.4.2 Определение расходов сетевой воды…… 31
2.5 Гидравлический расчет тепловой сети…… 34
2.5.1 Задачи гидравлического расчета…… 34
2.5.2 Выполнение гидравлического расчета…… 35
2.6 Пьезометрический график…….. 40
2.6.1 Гидравлические режимы водяных тепловых сетей…… 40
2.6.2 Построение и использование пьезометрического графика…… 41
2.7 Выбор схем присоединения абонентских отопительных установок…… 44
2.8 Прокладка теплотрассы…… 46
2.9 Компенсация температурных удлинений…….. 49
2.9.1 Расчет П - образного компенсатора…… 51
2.9.2 Расчет трубопроводов на самокомпенсацию……... 53
2.10 Опоры трубопроводов……... 55
2.11 Способы прокладки и строительные конструкции тепловой сети…….. 58
2.11.1 Подбор лотков тепловой сети…… 59
2.11.2 Подбор тепловой камеры…… 61
2.12 Тепловая изоляция…… 62
2.13 Защита трубопроводов от наружной коррозии……..... 65
Заключение……... 67
Список использованных источников…….. 68

ВВЕДЕНИЕ

Важное, хотя и не главное, место в топливно-энергетическом комплексе страны занимает коммунальная энергетика. На ее долю приходятся услуги по потреблению около 30% всей тепловой энергии и около 13% электрической энергии, вырабатываемых в стране, содержание и эксплуатация систем электро-теплоснабжения, наружного освещения городов и поселков.

Косвенно, по признаку крупного потребления электрической энергии, сюда же следует отнести и системы водоснабжения и канализации городов и поселков, городской общественный транспорт.

Конечной целью процесса энергоснабжения потребителей является постоянное воссоздание среды обитания человека (освещение, отопление, горячее водоснабжение жилища) и поддержание его биоэнергетического потенциала (производство предметов потребления, продуктов питания, условий труда, транспортное обеспечение и т.д.).

Деление энергетики на «большую» и «малую отраслевую», в том числе и «коммунальную», весьма условно. Разница состоит только в масштабах и параметрах воспроизводства энергии, а также в отраслевой принадлежности и статусах государственной иерархии.

«Большая» энергетика, обеспечивает промышленное производство электроэнергии (≈82%) и их транспортировку, и оперирует высокими параметрами процессов: температурами до 1 500°С, давлениями до 30 МПа, напряжениями до 1 500 кВ.

Коммунальная энергетика преимущественно воспроизводит большую часть тепловой энергии на собственных источниках, транспортирует ее и получаемую от ТЭС электрическую и тепловую энергию и «потребляет» их в жилищно-коммунальном хозяйстве городов и поселков городского и сельского типа, оперирую при этом более низкими потенциалами энергоносителей: температурами до 350°С, давлениями до 3 МПа, напряжениями до 35 кВ.

В отличие от «большой» энергетики «коммунальная» выполняет еще одну чрезвычайно важную специфическую социальную функцию — непосредственное обслуживание населения в пределах жилых микрорайонов, жилых домов и общественных зданий, сельских населенных мест, доходя непосредственно до центральных и индивидуальных тепловых пунктов, отопительных систем, нагревательных и водоразборных приборов, линий горячего водоснабжения и вентиляции зданий.

Поэтому процесс энергоснабжения в коммунальной энергетике имеет дуалистический — двойственный характер. С одной стороны, - это промышленный процесс воспроизводства и транспортирования энергии с высокой долей (до 80%) в себестоимости ресурсов (топлива, воды, материалов, энергии), с другой, — своеобразная форма исполнения (оказания) услуги населению в организации процесса потребления ее, которую практически кроме структур ЖКХ никто не оказывает.

1 Аналитическая часть

1.1 Характеристика района

Муниципальное образование городской округ — город Минусинск является самым крупным муниципальным образованием на юге Красноярского края. В соответствии с Законом Красноярского края от 18.02.2005г. № 13-3049 «Об установлении границ муниципального образования город Минусинск и наделение его статусом городского округа» в состав городского округа входят городские населенные пункты: город Минусинск и рабочий поселок Зеленый Бор, тем самым, получив новый импульс к развитию.

Накопленный в городе потенциал и стремление горожан существенно улучшить качество своей жизни дают основание для постановки задачи максимального продвижения вперед по важнейшим направлениям социально-экономического развития в достаточно сжатые сроки.

С 1924 года — административный центр Минусинского района Красноярского края. Является городом краевого подчинения.

Минусинск сегодня — типичный представитель малых городов России. Минусинск – один из старинных городов южной Сибири, расположен он в южной части Красноярского края на правом берегу реки Енисей в ее верхнем течении в центре обширной лесостепной Минусинской котловины, окруженной со всех сторон горами. Ландшафт Минусинска и его окрестностей равнинный. Енисейская протока, пересекая город, придает ему особенную отличительную красоту и условно делит его на две части: старую, сохранившую черты сибирского города 19 века, старого деревянного города, в котором практически нет каменных строений за исключением общественных зданий, представляющих историческую и архитектурную ценность и нескольких жилых зданий построенных в последнее время; и новую, где возведены современные микрорайоны с коттеджами и многоэтажные микрорайоны с высотными зданиями. Административная часть расположена в старой части города.

Площадь, занимаемой округом территории, составляет 60 500 тыс.м^2, в том числе застроенных производственными объектами — 4 150 тыс.м^2, непроизводственными — 20 020 тыс.м^2, занятых лесами — 1 020 тыс.м^2, сельхозугодьями — 31 030 тыс.м^2. Средняя плотность населения Минусинска равна 1 157 человек на квадратный километр.

Площадь занимаемой территории городского округа составляет 0,08% площади территории Красноярского края.

Основу транспортного каркаса южного макрорайона составляют широтный (ближайшая железнодорожная станция расположена в 12 км от города на трассе “Абакан-Тайшет”) и меридиональный (Минусинский городской округ имеет достаточно развитую автодорожную сеть с твердым покрытием, межрегиональное автомобильное сообщение, которое осуществляется посредством дороги федерального значения «М-54-Красноярск-Абакан-Кызыл» и автодороги, связывающей город Минусинск с

краевым центром через восточные районы края. Удаленность от краевого центра — 450 км) транспортные коридоры. Пересечение этих осей образует один из важнейших узлов планировочной структуры края г. Минусинск.

Воздушное сообщение осуществляется через аэропорт города Абакана (Республика Хакасия), находящийся в 30 км от города Минусинска.

В этой связи уровень его социально-экономического развития оказывает существенное влияние на развитие Минусинского района в целом, в первую очередь, с точки зрения функционирования центральных узлов систем связи, грузо- и пассажироперевозок и т.п.

Протяженность береговой линии составляет 20 км. Речные пристани и порты на близлежащей береговой территории отсутствуют. Ранее существовавшее крупное судоходство прекратилось в связи со строительством Саяно-Шушенской ГЭС.

Хозяйственный комплекс муниципального образования — это все предприятия, организации, предпринимательские структуры, объекты социально-культурного назначения, общественные и политические организации, структуры некоммерческого сектора, находящиеся на территории данного муниципального образования.

Преимущественно аграрная специализация определяет и относительное экологическое благополучие юга края по сравнению с центральной группой территорий края. В силу особенностей геоморфологического строения территории, сложных условий для рассеивания выбросов в атмосферу (ввиду наличия малопроветриваемых котловин), размещение промышленных объектов требует серьезной экологической экспертизы. Минусинск расположен в центре Минусинской котловины, размещение здесь предприятий, дающих вредные выбросы не допустимо. Перспектива развития Минусинского промышленного узла видится за развитием легкой и пищевой промышленности.

Город Минусинск развивается в окружении уникального природно-ландшафтного комплекса. Его опоясывают уникальные ленточные боры, ценные сельскохозяйственные угодья. К востоку от него расположен «Лугавский Бор» — памятник природы. Большой популярностью пользуются озера Минусинской котловины: Большой и Малый Кызыкуль, Озеро Тагарское с его минеральной водой.

Географически Минусинск расположен в непосредственной близости от Республик Хакасии и Тывы, а также от индустриально-развитых регионов Южной Сибири (Кузбасса, Центрально-промышленных районов Красноярского края и Иркутской области), с которыми имеет автомобильную и железнодорожную связь. Близость столицы республики Хакасии Абакана (30 км) существенно влияет на экономическое развитие города.

1.2 Природные условия

Природно-климатические условия городского округа, как и на всей территории Минусинской котловины, выгодно отличаются своей умеренностью, относительно теплым и продолжительным летним сезоном с достаточным количеством атмосферных осадков, необходимых для обеспечения естественной высокой урожайности зерновых, овощных и плодово-ягодных культур. Данные особенности климата определили сельскохозяйственную ориентированность окружающих город районов (Минусинского, Ермаковского, Каратузского, др.), широкое распространение приусадебных хозяйств населения, а также развитость комплекса пищевой промышленности юга Красноярского края в целом и города Минусинска в частности.

Климат резко континентальный, с холодной зимой и жарким летом. Абсолютная амплитуда температур (от самой низкой до самой высокой) составляет 91ºС. Средне годовая температура – 0,3ºС.

Абсолютная минимальная температура воздуха составляет -52ºС, максимальная +39ºС. [15, с. 8]

Гидрографическая сеть представлена рекой Енисей и протокой Минусинской с небольшим правым притоком рекой Минусинкой. Русло реки Енисей в пределах Минусинского района разбивается на ряд проток, образуя многочисленные острова, одним из которых является остров Тагарский, площадь которого около 28,5 км^2.

Обеспечение населения и предприятий муниципального округа водой хозяйственно-питьевого назначения осуществляется за счет эксплуатации водозабора подруслового для питьевого и производственного водоснабжения, расположенного на берегу Енисей, на вышележащем острове группы Кузьминских островов. Он расположен возле с.Селиваниха Минусинского района. Основной водопотребитель — город Минусинск, находится на расстоянии 7 км от водозабора.

1.3 Грунтовые условия

Рельеф города Минусинска, расположенного в самом центре южно-Минусинской впадины, характеризуется сочетанием равнинных участков и возвышенностей.

Предгорный тип рельефа занимает большую площадь, окружающую Минусинск во всех сторон.

Промышленных запасов каких-либо минерально-сырьевых ресурсов на территории города Минусинска не имеется и с этой точки зрения он не является источником для возможного привлечения инвестиционных средств, способствующих развитию его социально-экономической инфраструктуры.

Грунты — супеси, суглинки твердые. В непосредственной близости от города для нужд местного строительного комплекса разрабатываются локальные месторождения глины, песка, гравия.

В целом, в масштабах Красноярского края, экологическое состояние города может быть охарактеризовано как условно удовлетворительное в виду отсутствия на его территории крупных промышленных объектов с вредными для здоровья населения производствами. Однако в силу ряда причин имеются следующие проблемы, требующие неотложного решения:

— Очистные сооружения ливневой канализации отсутствуют, сброс неочищенных сточных вод по коллектору (незавершенное строительство) производятся в черте города, где проводятся массовое купание жителей.

— Городская свалка не соответствует нормативным требованиям в части объектов для размещения отходов, что приводит к дополнительному захламлению прилегающих земель и загрязнения грунтовых вод. Так как отсутствуют контейнера для сброса твердых бытовых отходов для населения прибрежных зон р.Минусинска и Минусинской протоки, происходит захламление прибрежных зон и загрязнение водоемов. Кроме того, для улучшения экологической обстановки реки Протока, требуется ее очистка.

— В результате незавершенного строительства инженерной защиты города от воздействия Саяно-Шушенской ГЭС, нарушен гидрогеологический режим Минусинской протоки, который препятствует процессам самоочистки водоема и приводит к его обмелению и цветению.

2 Расчетно-технологическая часть

Теплоснабжение г. Минусинска 99% всех абонентов подключенных к централизованной системе теплоснабжения исторической и новой части города и микрорайоны) осуществляется от ТЭЦ находящейся за пределами города на расстоянии 5 км юго-восточнее по федеральной трассе М-54 Красноярск-Абакан-Кызыл. ТЭЦ эксплуатирует филиал «Минусинская ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» ИНН 2460237933, адрес 662600, Красноярский край, г. Минусинск, промплощадка МТЭЦ, а/я – 531.

Магистральные тепловые сети от Минусинской ТЭЦ до города, повысительные насосные станции (ПНС) и 60% тепловых сетей города находятся на эксплуатации филиал «Минусинская ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)».

Оставшиеся 40% тепловых сетей города находятся на эксплуатации в теплосетевой организации ООО «Ермак» ИНН 2455017724, адрес 662601, Красноярский край, г. Минусинск, ул. Красноармейская, д. 2 имеющий утвержденный тариф на транспорт тепловой энергии и теплоносителя.

Теплоснабжение 1% абонентов, подключенных к централизованной системе теплоснабжения: район ТУСМ и район «Лесхоз», осуществляется муниципальными котельными, располагаемыми по адресам: ул. Суворова, 23 В и ул. Советская, 116. Котельные и тепловые сети от источника до абонентов эксплуатирует МУП г. Минусинска «Горводоканал» ИНН 2455029945, адрес 662603, Красноярский край, г. Минусинск, ул. Делегатская, 20.

В г. Минусинск индивидуальное теплоснабжение распространяется, в основном, на частный сектор. Населенный пункт не газифицирован, поэтому основным видом топлива индивидуальных источников служат уголь и дрова.

Разработка схемы теплоснабжения представляет собой комплексную проблему, от правильного решения которой во многом зависят масштабы необходимых капитальных вложений в эти системы. Прогноз спроса на тепловую энергию основан на прогнозировании развития города, в первую очередь его строительной деятельности, определённой генеральным планом на период до 2028 года.

Основой для разработки и реализации схемы теплоснабжения является Федеральный закон от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении" (статья 23. Организация развития систем теплоснабжения поселений, городских округов), регулирующий всю систему взаимоотношений в теплоснабжении и направленный на обеспечение устойчивого и надёжного снабжения тепловой энергией потребителей.

В схеме теплоснабжения от Минусинской ТЭЦ предусмотрено развитие системы центрального теплоснабжение для подключения тепловой нагрузки нового строительства. В схеме рассчитаны возможные перспективные тепловые нагрузки, мероприятия и объем необходимых инвестиций необходимые для подключения существующего строительного фонда в исторической части города при переходе с автономного источника (печного отопления).

Вся вновь застраиваемая территория г. Минусинска разделена на жилые микрорайоны. Основной принцип деления – транспортная сеть города. Границами микрорайона, как правило, являются магистральные улицы.

Радиус действия теплоснабжения источника тепловой энергии Минусинская ТЭЦ: предельный радиус действия теплоснабжения $R_{пред.}$ = 16,82 км; эффективного радиус теплоснабжения $R_{опт.}$ = 13,81 км. Радиус эффективного теплоснабжения позволяющий определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности, определяемый для зоны действия каждого источника тепловой энергии. «Зона действия источника тепловой энергии» — территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

«Тепловые сети Минусинской ТЭЦ, сооружения на них и тепловые пункты». Описание структуры тепловых сетей от источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект — тепловые сети от (в том числе тепловые сети, эксплуатируемые ООО «Ермак» и далее по тексту — тепловые сети от Минусинской ТЭЦ): Схема тепловых сетей от котельной: тупиковая. Центральных тепловых пунктов нет. Две повысительные насосные станции. Все участки тепловых сетей двухтрубные.

Тепловые сети от Минусинской ТЭЦ: Год ввода 1977 год. Диаметры трубопроводов от D=32 мм до D=720 мм. Материал используемых труб — сталь. Суммарная протяженность L=112385 метров в двухтрубном исчислении. Способ прокладки: подземная в непроходных каналах, надземная на низких, средних и высоких опорах. В качестве тепловой изоляции используется минеральная вата. Компенсация температурных удлинений осуществляется П – образными компенсаторами, сильфонными компенсаторами и углами поворота. Грунты – супеси, суглинки твердые. Материальная характеристика 61724,8 $м^2$

Секционирующая и регулирующая запорная арматура на тепловых сетях от Минусинской ТЭЦ установлена согласно проектов и требований нормативно-технической документации. При надземной прокладке сетей, секционирующая и регулирующая арматура установлена в специальных крытых павильонах, препятствующих проникновению посторонних лиц.

Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов тепловые сети от Минусинской ТЭЦ: Тепловые камеры состоят из железобетонных блоков; средняя площадь камер 5 $м^2$; глубина залегания: 2 метра; высота камеры: 2 метра; Днище: монолитное; Люки: в камерах до 6 $м^2$ не менее 2-х, свыше 6 $м^2$ не менее 4-х.

Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности тепловые сети от Минусинской ТЭЦ: Температурный график 150/70°С. В г.Минусинск с ТЭЦ подается горячая вода в количестве 1243,5 тыс.$м^3$/год (3,4 тыс.$м^3$/сут).

2.1 Расходы тепла

Суммарная расчетная коммунально-бытовая и сантехническая нагрузка всех потребителей определяется по формуле:

$$\Sigma Q_р = Q_{ор} + Q_{вр} + Q_{гз} + Q_{тн} \quad (1)$$

$$\Sigma Q_р = 1{,}392 + 0{,}548 + 0{,}213 + 0{,}054 = 2{,}207 \text{ МВт} = 7{,}945 \text{ ГДж/ч} = 1{,}899 \text{ ГКал/ч}$$

В таблице 1 представлены исходные данные для выполнения расчетов.

Таблица 1 — Исходные данные

Наимено-вание здания	Жилой дом (105 квартир)	Магазин продо-вольственный	Администрат-ивное здание	Цех пере-работки овощей	Жилой дом	Жилой дом
$V_н$, м^3	35 280	6 087	5 194	14 018	2 554	2 554
$t^о_{н.в.}$, °С	-40	-40	-40	-40	-40	-40
$t^в_{н.в.}$, °С	-26	-26	-26	-26	-26	-26
$t_{вн.}$, °С	20	15	18	16	20	20
α, Вт/м	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
m, количество потребителей	420	10	25	60	30	30
a, л/час сут	5	65	5	11	5	5
c, кДж/кг °С	4,19	-	4,19	4,19	4,19	4,19
$К_ч$	2	4	6,86	1	2	2
$t_г$,°С	60	60	60	60	60	60
$t_х$,°С	5	5	5	5	5	5
$t_п$,°С	150	150	150	150	150	150
$t_о$,°С	70	70	70	70	70	70

2.1.1 Определение расхода тепла системами отопления

Для обеспечения требуемой температуры внутри помещения в зимнее время, необходимо значительное количество тепловой энергии.

Поэтому системы отопления являются наиболее крупными потребителями тепловой энергии.

Продолжительность подогрева зданий, в течение года, соответствует оптимальному периоду, т.е. числу суток, за весь год, с устойчивой температурой наружного воздуха.

Количество тепла на отопление определяется по уравнению теплового баланса отапливаемого здания, Вт:

$$Q_{ор} = (1 + \mu) \cdot q_о \cdot V\,(t_{вр} - t_{но}) - Q_{твр}, \qquad (2)$$

где μ — коэффициент инфильтрации, представляющий собой отношение теплопотерь от инфильтрации к теплопотерям от теплопередачи через наружные ограждения, принимается для общественных и жилых зданий μ=0, для промышленных предприятий μ=0,25÷0,3;

$q_о$ – удельная теплопотеря здания представляет собой часовые потери тепла через наружные ограждения при разности внутренней и наружной температур в один градус, отнесенные к одному кубическому метру здания по наружному обмеру, Вт/(м^3·ºС). Значение $q_о$ определяется по формуле $q_о = \beta \cdot q_{(-30ºC)}$.; $q_{(-30ºC)}$ – выбираем по приложению А, таблица А.1 [20, с. 47], Вт/(м^3·ºС); поправочный коэффициент β выбираем по приложению А, таблица А.2 [20, с. 48];

V – наружный строительный объем здания (без подвала), м^3;

$t_{вр}$ – температура внутри помещения, выбираем по приложению А, таблица А.1 [20, с. 47], °С;

$t_{но}$ – наружная температура воздуха на отопление (см. климатологические данные), °С;

$Q_{твр}$ – расчетное значение внутренних тепловыделений; для общественных и жилых зданий $Q_{твр}$ = 0, Вт/м.

На примере одного здания рассчитаем количество тепла на отопление жилого дома на 105 квартир

$$Q_{ор} = (1 + 0) \cdot 0{,}9 \cdot 0{,}42 \cdot 35\,280 \cdot (20 - (-40)) - 0 = 786\,815 \text{ Вт}$$

Таким же образом рассчитываем остальные здания. Результаты заносим в таблицу 2.

Таблица 2 — Расчетный расход теплоты на отопление

Наименование здания	$V_н$, м^3	μ	β	$q_{(-30°C)}$, Вт/м^3 °С	$q_о$, Вт/м^3 °С	$t_{вр}$, °С	$t_{но}$, °С	$Q_{твр}$, Вт	$Q_{ор}$	
									Вт	кДж/ч
Жилой дом (105 квартир)	35280	0	0,9	0,42	0,378	20	-39	0	786815	2832532
Магазин продовольственный	6087	0	0,9	0,45	0,405	12	-39	0	125727	452617
Административное здание	5194	0	0,9	0,44	0,396	18	-39	0	117239	422060
Цех переработки овощей	14018	0	0,9	0,35	0,315	16	-39	0	242862	874303
Жилой дом	2554	0	0,9	0,44	0,396	20	-39	0	59672	214818
Жилой дом	2554	0	0,9	0,44	0,396	20	-39	0	59672	214818
ИТОГО									1391986	5011148

Суммарный расчетный расход тепла на отопление всех зданий составил 1,4 МВт или 5,0 ГДж/ч.

2.1.2 Определение расхода тепла системами вентиляции

Вентиляция предназначена для поддержания внутри помещений определенного состава воздуха, который регламентируется санитарными нормами.

Потребителями теплоты в отопительный период являются приточные системы вентиляции, подающие в помещение наружный воздух. Теплопотребление на вентиляцию жилых зданий невелико; оно составляет не более 10% расхода теплоты на отопление и обычно учитывается величиной удельной теплопотери здания q_o. Таким образом, расход тепла на вентиляцию для жилых домов в расчет не принимаем.

В зданиях, где расположены коммунальные предприятия, общественно-культурные учреждения, в цехах промышленных предприятий, расход теплоты на вентиляцию составляет значительную долю общего теплопотребления.

Количество тепла на вентиляцию определяется по формуле, Вт:

$$Q_{вр} = q_в \cdot V_н \cdot (t_{вр} - t_{нв}), \quad (3)$$

где $q_в$ – удельная вентиляционная характеристика, Вт/м^3 °С;

V – наружный объем здания, м^3;

$t_{вр}$ – температура внутри помещения, °С;

$t_{нв}$ – наружная температура воздуха, °С.

На примере магазина рассмотрим расчет расхода тепла на вентиляцию

$$Q_{вр} = 0{,}5 \cdot 6\,087 \cdot (12 - (-26)) = 115\,653 \text{ Вт}$$

Таким же образом рассчитываем остальные здания. Результаты заносим в таблицу 3.

Таблица 3 — Расчетный расход теплоты на вентиляцию

Номер участка	Наименование здания	$V_н$, м^3	$q_в$, Вт/м^3 °С	$t_{вр}$, °С	$t_{нв}$, °С	$Q_{вр}$	
						Вт	кДж/ч
1	Магазин продовольственный	6087	0,50	12	-26	115653	416351
2	Административное здание	5194	0,09	18	-26	20568	74046
3	Цех переработки овощей	14018	0,70	16	-26	412129	1483665
	ИТОГО					548350	1974062

Суммарный расчетный расход тепла на вентиляциию всех зданий составил 0,55 МВт или 1,9 ГДж/ч.

2.1.3 Определение расхода тепла на горячее водоснабжение

Расход теплоты на горячее водоснабжение сильно меняется как в течение суток, так и недели. В жилых районах наибольший расход теплоты на ГВС имеет место обычно в предвыходные дни и в первый выходной день. Расход теплоты на ГВС общественных и производственных зданий определяется их назначением и режимом работы.

Среднесуточный расход теплоты на бытовое горячее водоснабжение жилых, общественных и промышленных зданий или группы однотипных зданий определяется по формуле, Вт:

$$Q_{гз}^{срн} = \frac{1{,}2 \cdot a^{ср} \cdot m \cdot c \cdot (\tau_г - \tau_х)}{3{,}6 \cdot n_с}, \qquad (4)$$

где 1,2 – коэффициент, учитывающий остывание горячей воды в абонентских системах горячего водоснабжения;

$a^{ср}$ – норма суточного расхода горячей воды в средние сутки с температурой $\tau_г$ = 60°С на одного потребителя или единицу измерения; определяем по таблицам А2 и А3 [10];

m – количество потребителей или единиц измерения, указано в задании на проектирование;

с – удельная теплоемкость воды, с = 4,19 кДж/(кг °С);

$\tau_г$ – температура горячей воды, °С; для жилых, общественных и производственных зданий обычно принимают $\tau_г$ = 60°С;

$\tau_х$ – температура холодной водопроводной воды, °С; при отсутствии данных о температуре холодной воды ее принимают в отопительном периоде $\tau_{хз}$ = 5°С, в летнем периоде $\tau_{хл}$ = 15°С;

$n_с$ – расчетная длительность подачи тепла на ГВС, ч/сут; для жилых зданий принимают круглосуточный режим водоразбора $n_с$ = 24 ч/сут; для промышленных предприятий в зависимости от сменности $n_с$ = 6÷24 ч/сут;

3,6 – коэффициент перевода кДж/ч в Вт.

В соответствии с СанПиН 2.1.4.2496-09 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения» (п. 2.4) [6] температура горячей воды в местах водоразбора $\tau_Г$ независимо от применяемой системы теплоснабжения должна быть не ниже 60 °С и не выше 75 °С.

Средний часовой расход теплоты на бытовое использование ГВС за сутки наибольшего водопотребления определяем по формуле, Вт:

$$Q_г^{срс} = K_{сут} \cdot Q_{гз}^{срн}, \qquad (5)$$

где $К_{сут}$ — коэффициент суточной неравномерности расхода теплоты; принимается для жилых и общественных зданий $К_{сут}$ = 1,2, для промышленных объектов $К_{сут}$ = 1.

Максимальный часовой расход теплоты на бытовое ГВС определяем по формуле, Вт:

$$Q_{г}^{max} = К_{сут} \cdot К_{ч} \cdot Q_{гз}^{срн}, \qquad (6)$$

где $К_{ч}$ — коэффициент часовой неравномерности расхода теплоты за сутки наибольшего водопотребления; принимается для жилых и общественных зданий $К_{ч}$ = 2, для промышленных объектов $К_{ч}$ = 1.

Расход теплоты на ГВС в летнее время определяем по формуле, Вт:

$$Q_{гл}^{срн} = Q_{гз}^{срн} \cdot \frac{(\tau_{г} - \tau_{хл})}{(\tau_{г} - \tau_{хз})} \cdot \beta, \qquad (7)$$

где β — коэффициент, учитывающий изменение среднего расхода воды на ГВС в неотопительный период по отношению к отопительному периоду; принимается для жилищно-коммунального сектора β = 0,8 (для курортных и южных городов β = 1,5), для предприятий β = 1,0.

На примере рассмотрим расчет количества тепла на горячее водоснабжение жилого дома на 105 квартир

$$Q_{гз}^{срн} = \frac{1{,}2 \cdot 105 \cdot 420 \cdot 4{,}19 \cdot (60 - 5)}{3{,}6 \cdot 24} = 141\ 151 \text{ Вт}$$

$$Q_{г}^{срс} = 1{,}2 \cdot 141\ 151 = 169\ 381 \text{ Вт}$$

$$Q_{г}^{max} = 1{,}2 \cdot 2 \cdot 141\ 151 = 338\ 762 \text{ Вт}$$

$$Q_{гл}^{срн} = 141\ 151 \cdot \frac{(60 - 15)}{(60 - 5)} \cdot 0{,}8 = 92{,}390 \text{ Вт}$$

Таким же образом рассчитываем остальные здания. Результаты заносим в таблицу 4.

Суммарный средний расчетный расход тепла на ГВС всех объектов в зимнем периоде составил 0,213 МВт или 0,766 ГДж/ч; суммарный максимальный расчетный расход тепла на ГВС всех объектов в зимнем периоде составил 0,469 МВт или 1,688 ГДж/ч; суммарный средний расчетный расход тепла на ГВС всех объектов в летнем периоде составил 0,148 МВт или 0,533 ГДж/ч.

Таблица 4 — Расчетный расход теплоты на горячее водоснабжение

Наименование здания		Жилой дом (105 квартир)	Магазин продовольственный	Административное здание	Цех переработки овощей	Жилой дом	Жилой дом	ИТОГО
m, количество потребителей		420	10	25	60	30	30	
$a_{ср}$ (a_{max}), л/сут (л/ч)		105	65	5	270	90	90	
c, кДж/кг °С		4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	
$К_{сут}$		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	
$К_{ч}$		2	2	2	1	2	2	
n_c, ч/сут		24	12	10	8	24	24	
β		0,8	0,8	0,8	1,0	0,8	0,8	
$Q_{гз}^{срн}$	Вт	141151	2 080	400	51 851	8 642	8 642	212 766
	кДж/ч	508 142	7 490	1 440	186 665	31 111	31 111	765 958
$Q_{Г}^{срс}$, Вт		169 381	2 497	480	3 457	10 370	10 370	196 555
$Q_{Г}^{max}$, Вт		338 762	4 993	960	82 962	20 741	20 741	469 158
$Q_{ГЛ}^{срн}$, Вт		92 390	1 362	262	42 424	5 657	5 657	147 750

2.1.4 Расход тепла в горячей воде на технологические нужды

Для производственного теплоснабжения применяются пар и горячая вода. Потребителями пара являются сушильные и теплообменные аппараты, выпарные установки, паровые молоты, прессы и т.п. Давление применяемого пара колеблется в пределах от 0,2 до 4 МПа. Горячая вода на промышленных предприятиях используется для выпаривания, сушки, нагревания и отмывки материалов. Температура горячей воды для различных производственных процессов составляет от 20—30 до 180—200°С.

Суточные графики расхода теплоты на промышленных объектах зависят от характера технологического процесса, сменности работы предприятия, объемов производства и т.д.

Точные данные для составления графиков могут быть получены технологами на основании соответствующих расчетов или в результате испытаний оборудования на действующих предприятиях. При отсутствии данных о теплопотреблении предприятия пользуются удельными расходами теплоты (в паре или горячей воде) на технологические цели. Эти данные даются на единицу продукции в штучном или денежном выражении.

Удельные расходы теплоты зависят от совершенства технологического процесса, который со временем непрерывно изменяется. Меняются также теплоносители и их параметры. Поэтому удельные расходы теплоты могут быть использованы только для ориентировочной оценки теплопотребления.

В нашем проекте на технологические нужды для овощеконсервного завода для цеха по переработке овощей принимаем 54 кВт.

2.2 Годовой график потребления тепла

Большинство систем теплоснабжения имеет разнообразную тепловую нагрузку, причем одна из них является сезонной, а другие - круглогодичными. Поэтому для системы теплоснабжения необходимо иметь годовой график суммирования суточных графиков разнообразных потребителей, показанный на рисунке 1. Построение такого графика осуществляется путем суммарной нагрузки.

В правой части графика по оси «х» откладывают продолжительность работ котельной в сутках, в левой – температуру наружного воздуха. По оси «у» откладывают количество тепла, потребляемого системой теплоснабжения. Сначала строят график изменения расходов тепла на отопление, в зависимости от температуры наружного воздуха. Для этого по оси «у» откладывают сумму максимального расхода тепла на отопление этих зданий и найденную точку соединяют прямой с точкой, соответствующей температуре наружного воздуха, равной усредненной расчетной температуре внутри помещения. Так как начало отопительного сезона +10ºС (п. 7, пп. 7.4) [14, с. 15]. Расход тепла на вентиляцию – это «прямая» от температуры внутри помещения до расчетной температуры наружного воздуха для данного климатического района. Расход тепла на горячее водоснабжения не зависит от температуры наружного воздуха.

В левой части строят суммарный график расхода тепла, он имеет вид ломаной линии. В правой части откладывают для каждой температуры наружного воздуха число суток отопительного сезона, в течение которых держалась температура, равная и ниже той, для которой делается построение, и через эти точки проводят вертикальные линии. Далее на выведенные линии из суммарного графика проецируют ординаты, соответствующие расходу тепла при тех же температурах. Полученные точки соединяют плавной прямой, представляющей собой график тепловой нагрузки за отопительный период. Площадь, ограниченная осями и кривой показывает суммарную нагрузку тепла в течение года.

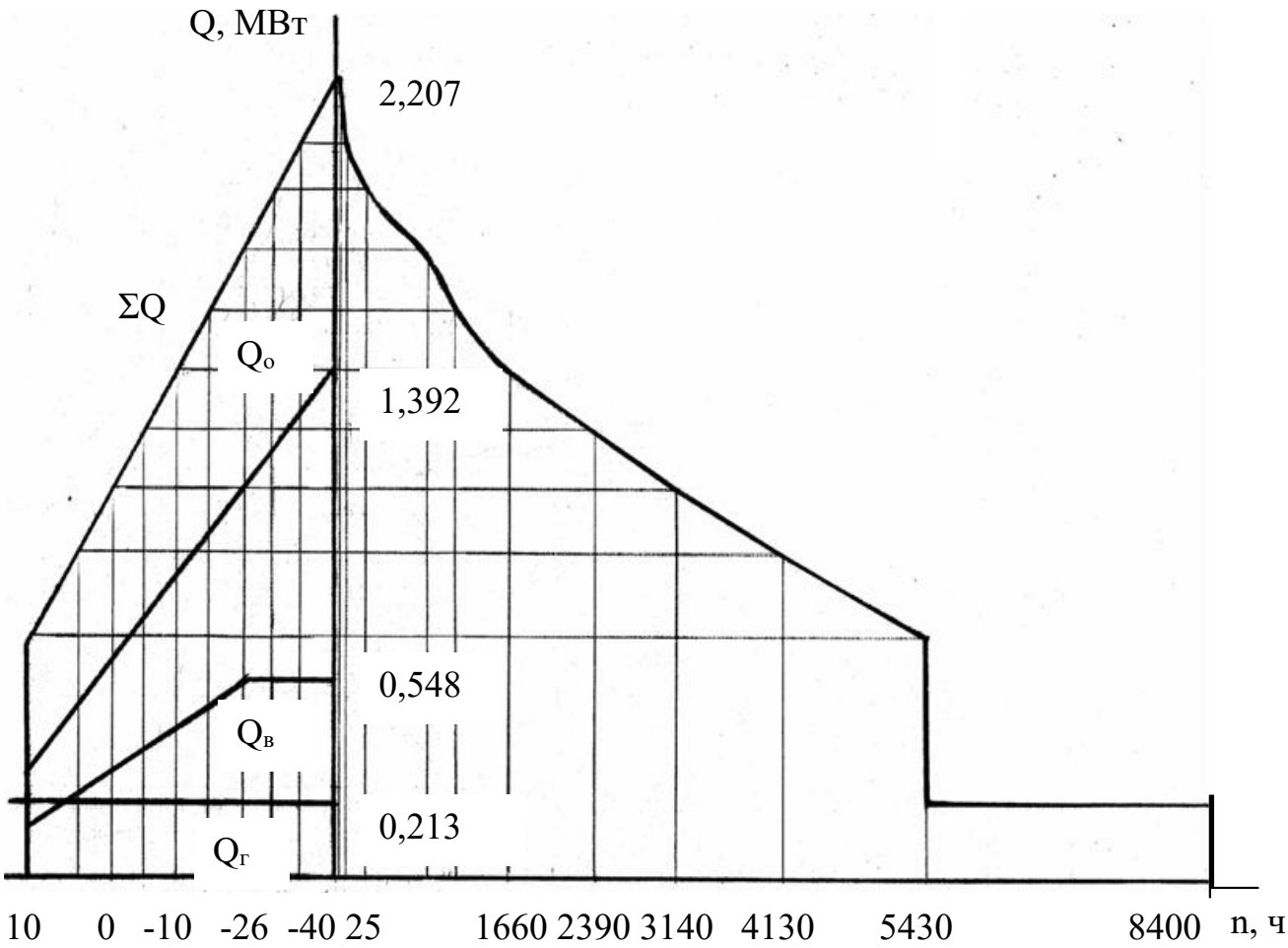


Рисунок 1 — Годовой график потребления тепла

2.3 Выбор системы теплоснабжения

Системой теплоснабжения называется комплекс устройств по выработке, транспорту и использованию теплоты.

По виду источника теплоты системы централизованного теплоснабжения подразделяют на районное теплоснабжение и теплофикацию. При районном теплоснабжении источником теплоты служит районная котельная, а при теплофикации — ТЭЦ (теплоэлектроцентраль).

Теплофикация от районного теплоснабжения отличается не только видом источника теплоты, но и самим характером производства тепловой энергии. Она может быть охарактеризована как централизованное теплоснабжение на базе комбинированного производства тепловой и электрической энергии.

Кроме источника теплоты, все другие элементы в системах районного теплоснабжения и теплофикации одинаковы. Однако, как правило, охват централизованным теплоснабжением, т.е. количество снабжаемых теплотой абонентов, при теплофикации значительно выше, чем при районном теплоснабжении.

Теплоносителем называется среда, которая передает теплоту от источника теплоты к нагревательным приборам систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

По виду теплоносителя системы теплоснабжения делятся на две группы: на водяные и паровые системы теплоснабжения. Из названия ясно, что в водяных системах теплоснабжения основным теплоносителем служит вода, а в паровых — пар. В нашей стране для городов и жилых районов в качестве теплоносителя используют воду.

Технико-экономические требования к теплоносителю сводятся к тому, чтобы при применении того или иного теплоносителя стоимость трубопроводов, по которым транспортируется теплоноситель, была наименьшей, а также малой была масса нагревательных приборов и обеспечен наименьший расход топлива для нагрева помещений, вентиляционного воздуха и водопроводной воды.

Тепловая нагрузка объектов теплопотребления состоит из отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и технологической нагрузки. Таким образом, поскольку все указанные виды теплового потребления являются низко-потенциальными, в качестве теплоносителя выбираем перегретую воду.

Основные преимущества воды как теплоносителя:

— Бóльшая удельная комбинированная выработка электроэнергии на ТЭЦ на базе теплового потребления.

— Возможность центрального регулирования однородной тепловой нагрузки или определенного сочетания двух разных видов нагрузки при одинаковом отношении расчетных величин этих нагрузок у абонентов.

— Сохранение конденсата на ТЭЦ, что имеет особенно важное значение для станций высокого давления.

— Повышенная аккумулирующая способность водяной системы.

— Возможность транспортировки воды на большие расстояния без заметного уменьшения ее теплового потенциала (до 25 ÷ 30 км).

— Сравнительно низкая температура воды, а следовательно, и поверхности нагревательных приборов.

Основные недостатки воды как теплоносителя:

— Большой расход электроэнергии на транспортировку.

— Бóльшая чувствительность к авариям.

— Жесткая гидравлическая связь между всеми точками системы вследствие большой плотности и несжимаемости воды.

По количеству труб выбираем двухтрубную систему как наиболее дешевую.

В соответствии со статьей 29 п. 8 и 9 Федерального закона № 190 ФЗ от 27 июля 2010 г. «О теплоснабжении» (с поправками согласно Федеральному закону от 7 декабря 2011 г. № 417-ФЗ "О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "О водоснабжении и водоотведении") [1; 2]:

— с 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается;

— с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

Основные преимущества закрытых систем теплоснабжения:

— Гидравлическая изолированность водопроводной воды, поступающей на ГВС, повышает ее качество и упрощает санитарный контроль за ГВС.

— Упрощен контроль герметичности системы теплоснабжения.

Основные недостатки закрытых систем теплоснабжения:

— Усложнение оборудования и эксплуатации абонентских вводов из-за наличия водоподогревателей ГВС.

— Выпадение накипи в водоподогревателях и трубопроводах местных установок ГВС при использовании водопроводной воды, имеющей повышенную карбонатную жесткость.

— Коррозия местных установок ГВС из-за поступления в них недеаэрированной воды, особенно при мягкой водопроводной воде с большим содержанием растворенных газов O_2 и CO_2, а также при наличии в воде хлоридов и сульфитов.

Таким образом, выбираем закрытую систему теплоснабжения.

Для уменьшения диаметров трубопроводов и затрат на транспортировку сетевой воды принимаем расчётную температуру сетевой воды в подающем трубопроводе в отопительном сезоне равной 150 ºС, а в обратном – равной 70 ºС, в неотопительном периоде – в подающем трубопроводе 70 ºС, в обратном 40 ºС.

2.4 Регулировка отпуска тепла

Основным методом регулирования отпуска теплоты в наиболее распространенных водяных системах отопления является качественное регулирование, путем изменения в зависимости от температуры наружного воздуха $t_{н.в,}$ температуры воды в подающих трубопроводах этих систем при ее постоянном расходе. При таком способе регулирования расчетные температуры воды в подающих трубопроводах систем отопления $t^{р}_{от.под}$ достигаются при расчетной температуре наружного воздуха для этих систем $t_{ор}$

При качественном регулировании температуры воды в подающих трубопроводах снижаются по мере повышения наружного воздуха $t_{нв}$ от $t_{ор}$ до соответствующей началу или концу отопительного периода $t_{нп}$ Одновременно снижаются средние температуры воды в нагревательных приборах, их теплоотдача воздуху отапливаемых помещений и, наконец, температуры воды в обратных трубопроводах систем. Расчетный расход воды в этих системах при качественном регулировании поддерживается постоянным и определяется расчетной разностью температур в подающем и обратном трубопроводах.

Качественное регулирование обеспечивает устойчивость гидравлических режимов отдельных систем теплопотребления при переменных тепловых нагрузках. Колебания расходов воды в системах отопления приводят к разрегулировке гидравлического режима системы и в результате — к отклонениям значений их теплоотдачи от требуемых при данном режиме. В связи с этим количественное регулирование отпуска теплоты в системах водяного отопления за счет изменения только расходов воды при ее постоянной температуре в подающих трубопроводах тепловой сети является неприемлемым. Допускается незначительное изменение расходов воды наряду с ее температурой в подающих трубопроводах, т.е. применение смешанного качественно-количественного регулирования.

2.4.1 Расчет и построение температурных графиков

Расчет и построение температурного графика для выбранного метода связного регулирования отпуска тепла по суммарной или совмещенной, тепловой нагрузке отопления и ГВС производят в 2 этапа: в начале рассчитывают, так называемый, отопительный температурный график – показан на рисунке 2, а затем повышенный температурный график. Результаты заносим в таблицу 5.

Таблица 5 — Температурный график сетевой воды

Температура сетевой воды, °С	Температура наружного воздуха $t_н$, °С				
	10	-8,8	-20,8	-26	-40
τ_{1o}	46,5	88,2	113,2	123,8	150,0
τ_{2o}	33,0	49,1	57,9	61,5	70,0
τ_{3o}	37,2	61,3	75,2	81,0	95,0

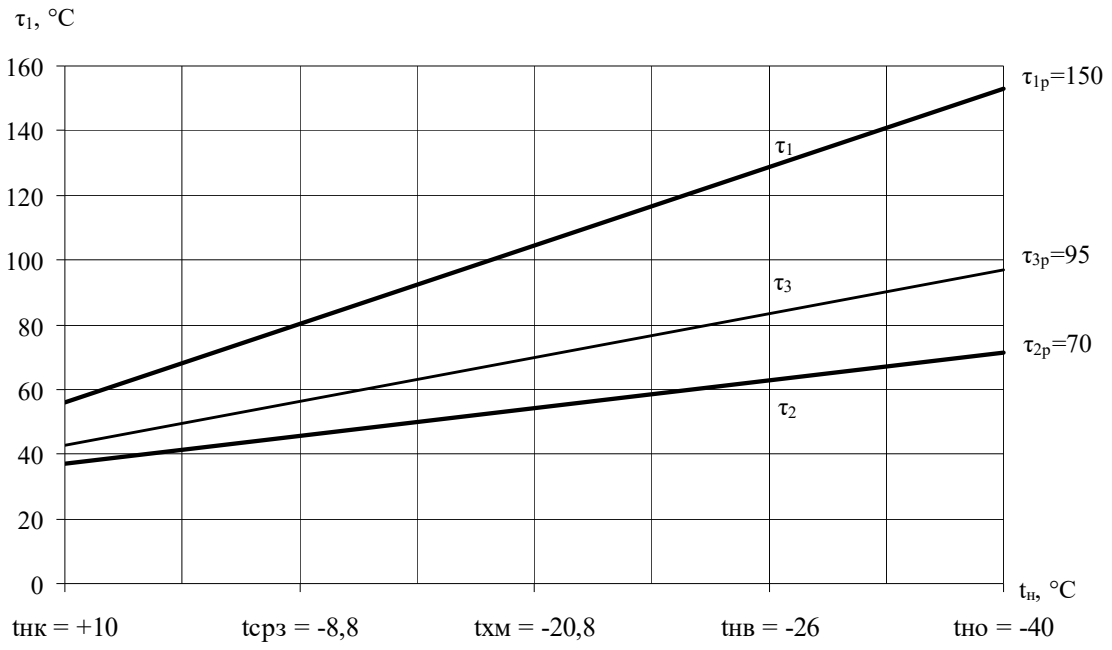


Рисунок 2 — Температурный график

Расчетные температуры сетевой воды в подающей магистрали τ_1=150 ºС.

В обратной магистрали τ_2=70 ºС.

После элеватора τ_3=95 ºС.

Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления t_o=-40 ºС.

Расчетная температура воздуха внутри помещения t_i=20 ºС.

Расчетные тепловые потоки: $Q_{o\,max}$=1,392 МВт; $Q_{v\,max}$=0,548 МВт; $Q_{h\,m}$=0,213 МВт.

Температура горячей воды в системах горячего водоснабжения t_h =60 °С, температура холодной воды t_c = 5 °С. Балансовый коэффициент для нагрузки горячего водоснабжения $\alpha_б$ = 1,2. Схема включения водоподогревателей систем горячего водоснабжения (в соответствии с величиной коэффициента ρ) двухступенчатая последовательная:

$$\rho = K_ч \cdot \frac{Q_{h\,m}}{Q_{o\,max}} = \frac{Q_{h\,max}}{Q_{o\,max}} \tag{6}$$

$$\rho = 2 \cdot \frac{1{,}2 \cdot 0{,}213}{1{,}392} = 0{,}367$$

Предварительно выполним расчет и построение отопительно-бытового графика температур с температурой сетевой воды в подающем трубопроводе для точки излома τ_1^I =70 °С.

Для температур наружного воздуха $t_н$ = +10; -8,8; –20,8; –26; –40 °С определим значения температур сетевой воды для систем отопления τ_{1o}; τ_{2o}; τ_{3o}, используя расчетные зависимости:

$$\tau_{1o} = t_i + \Delta t \cdot \left(\frac{t_i - t_н}{t_i - t_o}\right)^{0,8} + (\Delta\tau - 0{,}5 \cdot \theta) \cdot \left(\frac{t_i - t_н}{t_i - t_o}\right) \tag{7}$$

$$\tau_{2o} = t_i + \Delta t \cdot \left(\frac{t_i - t_н}{t_i - t_o}\right)^{0,8} - 0{,}5 \cdot \theta \cdot \left(\frac{t_i - t_н}{t_i - t_o}\right) \tag{8}$$

$$\tau_{3o} = t_i + \Delta t \cdot \left(\frac{t_i - t_н}{t_i - t_o}\right)^{0,8} + 0{,}5 \cdot \theta \cdot \left(\frac{t_i - t_н}{t_i - t_o}\right) \tag{9}$$

Определим значения величин Δt ,$\Delta\tau$,θ:

$$\Delta t = \frac{\tau_3 + \tau_2}{2} - t_i \tag{10}$$

$$\Delta\tau = \tau_1 - \tau_2 \tag{11}$$

$$\theta = \tau_3 - \tau_2 \tag{12}$$

$$\Delta t = \frac{95+70}{2} - 20 = 62{,}5\ °C$$
$$\Delta\tau = 150 - 70 = 80\ °C$$
$$\theta = 95 - 70 = 25\ °C$$

Для $t_н$=+10 ºС значения τ_{1o}, τ_{2o}, τ_{3o} соответственно составят:

$$\tau_{1o} = 20 + 62{,}5 \cdot \left(\frac{20-10}{20-(-40)}\right)^{0,8} + (80 - 0{,}5 \cdot 25) \cdot \left(\frac{20-10}{20-(-40)}\right) = 46{,}5°C$$

$$\tau_{2o} = 20 + 62{,}5 \cdot \left(\frac{20-10}{20-(-40)}\right)^{0,8} - 0{,}5 \cdot 25 \cdot \left(\frac{20-10}{20-(-40)}\right) = 33{,}0\ °C$$

$$\tau_{3o} = 20 + 62{,}5 \cdot \left(\frac{20-10}{20-(-40)}\right)^{0,8} + 0{,}5 \cdot 25 \cdot \left(\frac{20-10}{20-(-40)}\right) = 37{,}2\ °C$$

Аналогично выполним расчеты температур сетевой воды и для других значений $t_н$.

Рассчитаем для $t_н$=-8,8 ºС

$$\tau_{1o} = 20 + 62{,}5 \cdot \left(\frac{20-(-8{,}8)}{20-(-40)}\right)^{0,8} + (80 - 0{,}5 \cdot 25) \cdot \left(\frac{20-(-8{,}8)}{20-(-40)}\right) = 88{,}2°C$$

$$\tau_{2o} = 20 + 62{,}5 \cdot \left(\frac{20-(-8{,}8)}{20-(-40)}\right)^{0,8} - 0{,}5 \cdot 25 \cdot \left(\frac{20-(-8{,}8)}{20-(-40)}\right) = 49{,}1\ °C$$

$$\tau_{3o} = 20 + 62{,}5 \cdot \left(\frac{20-(-8{,}8)}{20-(-40)}\right)^{0,8} + 0{,}5 \cdot 25 \cdot \left(\frac{20-(-8{,}8)}{20-(-40)}\right) = 61{,}3\ °C$$

Рассчитаем для $t_н$=-20,8 ºС

$$\tau_{1o} = 20 + 62{,}5 \cdot \left(\frac{20-(-20{,}8)}{20-(-40)}\right)^{0,8} + (80 - 0{,}5 \cdot 25) \cdot \left(\frac{20-(-20{,}8)}{20-(-40)}\right) = 113{,}2°C$$

$$\tau_{2o} = 20 + 62{,}5 \cdot \left(\frac{20-(-20{,}8)}{20-(-40)}\right)^{0,8} - 0{,}5 \cdot 25 \cdot \left(\frac{20-(-20{,}8)}{20-(-40)}\right) = 57{,}9\ °C$$

$$\tau_{3o} = 20 + 62{,}5 \cdot \left(\frac{20-(-20{,}8)}{20-(-40)}\right)^{0,8} + 0{,}5 \cdot 25 \cdot \left(\frac{20-(-20{,}8)}{20-(-40)}\right) = 75{,}2\ °C$$

Рассчитаем для $t_н$=-26 ºС

$$\tau_{1o} = 20 + 62{,}5 \cdot \left(\frac{20-(-26)}{20-(-40)}\right)^{0,8} + (80 - 0{,}5 \cdot 25) \cdot \left(\frac{20-(-26)}{20-(-40)}\right) = 123{,}8°C$$

$$\tau_{2o} = 20 + 62{,}5 \cdot \left(\frac{20-(-26)}{20-(-40)}\right)^{0,8} - 0{,}5 \cdot 25 \cdot \left(\frac{20-(-26)}{20-(-40)}\right) = 61{,}5\ °C$$

$$\tau_{3o} = 20 + 62{,}5 \cdot \left(\frac{20-(-26)}{20-(-40)}\right)^{0,8} + 0{,}5 \cdot 25 \cdot \left(\frac{20-(-26)}{20-(-40)}\right) = 81{,}0\ °C$$

Рассчитаем для $t_н$=-40 ºС

$$\tau_{1o} = 20 + 62{,}5 \cdot \left(\frac{20-(-40)}{20-(-40)}\right)^{0,8} + (80 - 0{,}5 \cdot 25) \cdot \left(\frac{20-(-40)}{20-(-40)}\right) = 150{,}0°C$$

$$\tau_{2o} = 20 + 62{,}5 \cdot \left(\frac{20-(-40)}{20-(-40)}\right)^{0,8} - 0{,}5 \cdot 25 \cdot \left(\frac{20-(-40)}{20-(-40)}\right) = 70{,}0\ °C$$

$$\tau_{3o} = 20 + 62{,}5 \cdot \left(\frac{20-(-40)}{20-(-40)}\right)^{0,8} + 0{,}5 \cdot 25 \cdot \left(\frac{20-(-40)}{20-(-40)}\right) = 95{,}0\ °C$$

Используя расчетные данные и приняв минимальную температуру сетевой воды в подающем трубопроводе τ_1 = 70 °С, построим отопительно-бытовой график температур, представлен на рисунке 3.

Рассчитаем для $t_н$=-1°С

$$\tau_{1o} = 20 + 62{,}5 \cdot \left(\frac{20-(-1)}{20-(-40)}\right)^{0,8} + (80 - 0{,}5 \cdot 25) \cdot \left(\frac{20-(-1)}{20-(-40)}\right) = 71{,}4°C$$

$$\tau_{2o} = 20 + 62{,}5 \cdot \left(\frac{20-(-1)}{20-(-40)}\right)^{0,8} - 0{,}5 \cdot 25 \cdot \left(\frac{20-(-1)}{20-(-40)}\right) = 42{,}9\ °C$$

$$\tau_{3o} = 20 + 62{,}5 \cdot \left(\frac{20-(-1)}{20-(-40)}\right)^{0,8} + 0{,}5 \cdot 25 \cdot \left(\frac{20-(-1)}{20-(-40)}\right) = 51{,}8\ °C$$

Точке излома температурного графика будут соответствовать температуры сетевой воды τ_1^I = 71,4 °С, τ_2^I = 42,9 °С, τ_3^I = 51,8 °С, температура наружного воздуха $t_н^I$ = –1°С. Полученные значения температур сетевой воды для отопительно-бытового графика сведем в таблицу 6.

Далее приступаем к расчету повышенного температурного графика.

Задавшись величиной недогрева $\Delta t_н$ = 7 °С, определим температуру нагреваемой водопроводной воды t_h^I после водоподогревателя первой ступени:

$$t_h^I = \tau_2^I - \Delta t_н = 42{,}9 - 7 = 35{,}9°C$$

Определим балансовую нагрузку горячего водоснабжения по формуле:

$$Q_{h\,m}^{б} = \alpha \cdot Q_{h\,m} \qquad (13)$$

$$Q_{h\,m}^{б} = 1{,}2 \cdot 0{,}213 = 0{,}256\ МВт$$

Определим суммарный перепад температур сетевой воды в обеих ступенях водоподогревателей по формуле:

$$\delta = \delta_1 + \delta_2 = \frac{Q_{h\,m}^{б}}{Q_{o\,max}} \cdot (\tau_1 - \tau_2) \qquad (14)$$

$$\delta = \frac{0{,}213}{1{,}392} \cdot (150 - 70) = 14{,}7\ °C$$

Определим перепад температур сетевой воды в водоподогревателе первой ступени по формуле:

$$\delta_2^I = \delta \cdot \frac{t_h^I - t_c}{t_h - t_c} \qquad (15)$$

Для диапазона температур наружного воздуха от $t_н$=+10 ºС до $t_н^I$=-1 ºС

$$\delta_2^I = 14{,}7 \cdot \frac{35{,}9 - 5}{60 - 5} = 8{,}3\ °C$$

Определим для указанного диапазона температур наружного воздуха перепад температур сетевой воды во второй ступени водоподогревателя

$$\delta_1^I = \delta - \delta_2^I = 14{,}7 - 8{,}3 = 6{,}4\ °C$$

Определим значения величин δ_2 и δ_1, используя формулы:

$$\delta_2 = \delta_2^I \cdot \frac{\tau_{2o} - t_c}{\tau_2^I - t_c} \qquad (16)$$

$$\delta_1 = \delta - \delta_2 \qquad (17)$$

Для диапазона температур наружного воздуха от $t_н^I$ = –1°С до $t_о$= –40°С.

Так, для $t_н$ = –20,8 °С эти значения составят:

$$\delta_2 = 8{,}3 \cdot \frac{57{,}9 - 5}{42{,}9 - 5} = 11{,}6\ °C$$

$$\delta_1 = 14{,}7 - 11{,}6 = 3{,}1\ °C$$

Аналогично определим δ_2 и δ_1 для $t_н$=-26 °С и $t_н$=-40 °С

Так, для $t_н$=-26°С

$$\delta_2 = 8{,}3 \cdot \frac{61{,}5 - 5}{42{,}9 - 5} = 12{,}4\ °C$$

$$\delta_1 = 14{,}7 - 12{,}4 = 2{,}3\ °C$$

Так, для $t_н$=-40°С

$$\delta_2 = 8{,}3 \cdot \frac{70 - 5}{42{,}9 - 5} = 14{,}2\ °C$$

$$\delta_1 = 14{,}7 - 14{,}2 = 0{,}5\ °C$$

Температуры сетевой воды $\tau_{1п}$ и $\tau_{2п}$ в подающем и обратном трубопроводах для повышенного температурного графика определим по формулам:

$$\tau_{1п} = \tau_{1o} + \delta_1 \qquad (18)$$

$$\tau_{2п} = \tau_{2о} - \delta_2 \qquad (19)$$

Так, для $t_н$=+10 °С и $t_н$=-1°С

$\tau_{1п} = 71{,}4 + 6{,}4 = 77{,}8$ °С

$\tau_{2п} = 42{,}9 - 8{,}3 = 34{,}6$ °С

Для $t_н$=-20,8°С

$\tau_{1п} = 113{,}2 + 3{,}1 = 116{,}3$ °С

$\tau_{2п} = 57{,}9 - 11{,}6 = 46{,}3$ °С

Аналогично выполним расчеты для $t_н$=-26 °С и $t_н$=-40°С.

Для $t_н$=-26°С

$\tau_{1п} = 123{,}8 + 2{,}3 = 126{,}1$ °С

$\tau_{2п} = 61{,}5 - 12{,}4 = 49{,}1$ °С

Для $t_н$=-40°С

$\tau_{1п} = 150{,}0 + 0{,}5 = 150{,}5$ °С

$\tau_{2п} = 70{,}0 - 14{,}2 = 55{,}8$ °С

Полученные значения величин δ_2 и δ_1; $\tau_{1п}$ и $\tau_{2п}$ сведем в таблицу 6.

Для построения графика температуры сетевой воды в обратном трубопроводе после калориферов систем вентиляции $\tau_{2v\ н} = f(t_н)$ в диапазоне температур наружного воздуха $t_н$ = +10 ... –1°С используем формулу:

$$\left(\frac{\Delta t_к}{\Delta t_к^I}\right)\cdot\left(\frac{\tau_1^I - \tau_{2v}^I}{\tau_1 - \tau_{2v}}\right)^{0,15} = \left(\frac{t_i - t_н}{t_i - t_н^I}\right)^{0,85} \qquad (20)$$

Определим значение τ_{2v} для $t_н$=+10°С

Предварительно зададимся значением τ_{2v}=18°С

Определим температурные напоры в калорифере $\Delta t_к$ и $\Delta t_к^I$ соответственно для $t_н$=+10°С и $t_н$=-1°С

$$\Delta t_к = \frac{\tau_1 + \tau_{2v}}{2} - \frac{t_н + t_i}{2} = \frac{70 + 18}{2} - \frac{10 + 20}{2} = 29{,}0\ °С$$

$$\Delta t_к^I = \frac{\tau_1^I + \tau_{2v}^I}{2} - \frac{t_н^I + t_i}{2} = \frac{70 + 42{,}9}{2} - \frac{-1 + 20}{2} = 47{,}7\ °С$$

Вычислим левые и правые части уравнения (20)

Левая часть:

$$\left(\frac{29{,}0}{48{,}1}\right)\cdot\left(\frac{70 - 42{,}9}{70 - 18}\right)^{0,15} = 0{,}553$$

Правая часть:

$$\left(\frac{20 - 10}{20 - (-1)}\right)^{0,85} = 0{,}532$$

Поскольку численные значения правой и левой частей уравнения близки по значению, то примем значение τ_{2v}=18°С как окончательное.

Для систем вентиляции с рециркуляцией воздуха определим температуру сетевой воды после калориферов τ_{2v} для $t_н=t_0=-40°C$, используя формулу:

$$\left(\frac{\Delta t_к}{\Delta t_р}\right)\cdot\left(\frac{\tau_{1vp}-\tau_{2vp}}{\tau_1-\tau_{2v}}\right)^{0,15}=1 \qquad (21)$$

Здесь значения $\Delta t_{кр}$, τ_{1vp}, τ_{2vp} соответствуют $t_н=t_v=-26°C$.

Поскольку данное выражение решается методом подбора, предварительно зададимся значением $\tau_{2v}=54°C$.

Определим значения $\Delta t_к$ и $\Delta t_{кр}$

$$\Delta t_к=\frac{\tau_1+\tau_{2v}}{2}-\frac{t_н+t_i}{2}=\frac{150+54}{2}-\frac{-39+20}{2}=112,0\ °C$$

$$\Delta t_{кр}=\frac{\tau_{1vp}+\tau_{2vp}}{2}-\frac{t_v+t_i}{2}=\frac{123,8+61,5}{2}-\frac{-26+20}{2}=96,0\ °C$$

Далее вычислим левую часть выражения

$$\left(\frac{112,0}{96,0}\right)\cdot\left(\frac{123,8-61,5}{150-54}\right)^{0,15}=1,093$$

Поскольку левая часть выражения близка по значению правой (1,093 ≈ 1), принятое предварительно значение τ_{2v} = 54 °C будем считать окончательным. Используя данные таблицы 5 и 6, построим отопительно-бытовой и повышенный температурные графики регулирования, показано на рисунке 3.

Таблица 6 — Повышенный температурный график сетевой воды

Температура сетевой воды, °С	Температура наружного воздуха $t_н$, °С				
	+10	-1	-20,8	-26	-40
$\tau_{1о}$	71,4	71,4	113,2	123,8	150,0
$\tau_{2о}$	42,9	42,9	57,9	61,5	70,0
$\tau_{3о}$	51,8	51,8	75,2	81,0	95,0
δ_1	6,4	6,4	3,1	2,3	0,5
δ_2	8,3	8,3	11,6	12,4	14,2
$\tau_{1п}$	77,8	77,8	116,3	126,1	150,5
$\tau_{2п}$	34,6	34,6	46,3	49,1	55,8
τ_{2v}	18	42,9	57,9	61,5	54

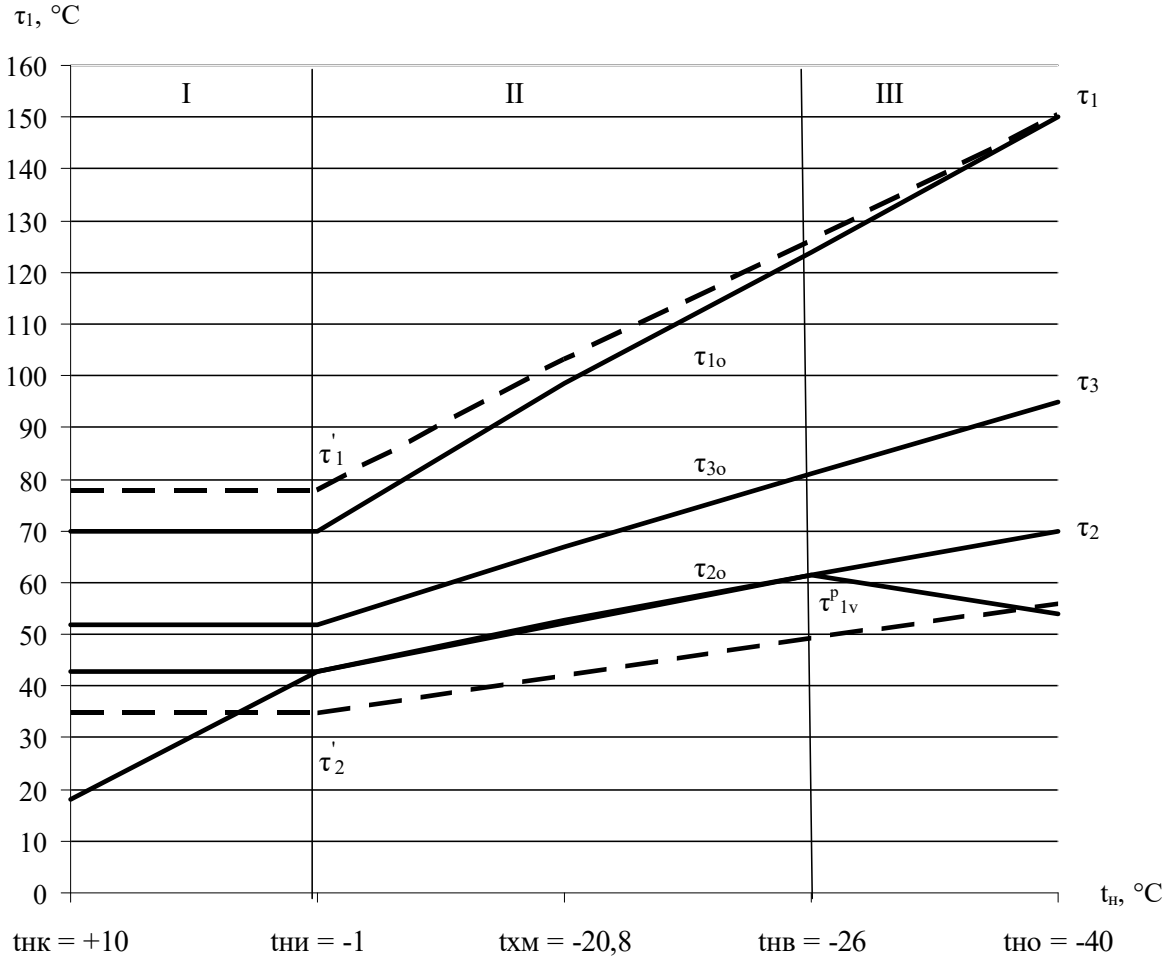


Рисунок 3 — Температурные графики регулирования сетевой воды для закрытой системы теплоснабжения
(——— – отопительно-бытовой; – – – – повышенный)

2.4.2 Определение расходов сетевой воды

Расчетный расход сетевой воды на отопление равен:

$$G_o = \frac{Q_{ор} \cdot 10^3}{c \cdot (\tau_{1р} - \tau_{2р})} = \frac{5{,}011 \cdot 10^3}{4{,}19 \cdot (150 - 70)} = 14{,}949 \text{ т/ч} \quad (22)$$

Здесь и далее тепловые нагрузки выражены в ГДж/ч.

В I зоне при $t_н > t_{ни}$ расход сетевой воды при местном количественном регулировании на отопление линейно зависит от температуры наружного воздуха, поэтому расчет выполняем для $t_н = +10°$ С:

$$G_{o1} = G_o \cdot \frac{(t_{вр} - t_н)}{(t_{вр} - t_{ни})} = 14{,}949 \cdot \frac{20 - 10}{20 - (-1)} = 7{,}119 \text{ т/ч} \quad (23)$$

Во II и III зонах при качественном регулировании отопительной нагрузки расход воды равен расчетному:

$$G_{o2} = G_{o3} = G_o = 14{,}949 \text{ т/ч}$$

Расчетный расход сетевой воды на вентиляцию равен:

$$G_в = \frac{Q_{вр} \cdot 10^3}{c \cdot (\tau_{1ВР} - \tau_{2ВР})} = \frac{Q_{вр} \cdot 10^3}{c \cdot (\tau_1'' - \tau_2'')} = \frac{1{,}974 \cdot 10^3}{4{,}19 \cdot (123{,}8 - 61{,}5)} = 7{,}562 \text{ т/ч} \quad (24)$$

где $\tau_{1вр}$, $\tau_{2вр}$, — расчетные температуры для проектирования системы вентиляции; в зависимости от выбранного значения $t_{нв}$ расчетные температуры $\tau_{1вр}$ и $\tau_{2вр}$ принимают соответствующие значения: если $t_{нв}$ равна температуре холодного периода при параметрах В, то $\tau_{1вр} = \tau_{1р}$; $\tau_{2вр} = \tau_{1р}$; если $t_{нв}$ равна температуре холодного периода при параметрах А, то $\tau_{1вр} = \tau''_1$; $\tau_{2вр} = \tau''_2$, °С (показано на рисунке 3). Принятая $t_{нв} = -26°$ С соответствует параметрам А, при этом $\tau_{1вр} = \tau''_1 = 123{,}8°$ С; $\tau_{2вр} = \tau''_2 = 61{,}5°$ С.

При принятом методе регулирования вентиляционной нагрузки — регулирование по воздуху в I, II и III температурных зонах расчетный расход сетевой воды сохранится постоянным $G_{вр}$ = 7,562 т/ч, при этом в I и III температурных зонах должна осуществляться рециркуляция воздуха через вентиляционный калорифер.

Расчетные расходы воды на ГВС.

Среднечасовой расход воды на ГВС:

$$G_г^{ср} = \frac{G_г^{ср} \cdot 10^3}{c \cdot (\tau'_1 - \tau'_2)} \cdot \left(\frac{\tau_г - \tau_п}{\tau_г - \tau_{хз}} + 0{,}2 \right) \quad (25)$$

$$G_г^{ср} = \frac{0{,}766 \cdot 10^3}{4{,}19 \cdot (60 - 33)} \cdot \left(\frac{60 - (33 - 5)}{60 - 5} + 0{,}2 \right) = 5{,}294 \text{ т/ч}$$

При использовании метода связного регулирования отпуска тепла по суммарной или совмещенной, тепловой нагрузке отопления и ГВС расчетный расход сетевой воды для покрытия нагрузки горячего водоснабжения в отопительном сезоне принимается равным нулю $G_г = 0$.

Максимально-часовой расход воды на ГВС:

$$G_г^{max} = \frac{0{,}55 \cdot G_г^{max} \cdot 10^3}{c \cdot (\tau'_г - \tau''_г)} \quad (26)$$

$$G_г^{max} = \frac{0{,}55 \cdot 1{,}689 \cdot 10^3}{4{,}19 \cdot (60 - 33)} = 8{,}211 \text{ т/ч}$$

где $\tau'_г - \tau''_г$ — температурный напор в системе ГВС.

Расчетный расход воды в двухтрубных тепловых сетях в неотопительном периоде определяем по формуле:

$$G_г^{летн} = \beta \cdot G_г^{max}, \quad (27)$$

$$G_г^{летн} = 0{,}8 \cdot 8{,}211 = 6{,}569 \text{ т/ч}$$

где β — коэффициент, учитывающий изменение среднего расхода воды на горячее водоснабжение в неотопительный период по отношению к отопительному периоду; в нашей работе в связи с преобладанием тепловой нагрузки жилищно-коммунального сектора принимаем $\beta = 0{,}8$.

Суммарные расчетные расходы сетевой воды в двухтрубных теплосетях закрытых систем теплоснабжения при качественном регулировании отпуска теплоты по совмещенной тепловой нагрузке отопления и ГВС определяем по формуле, т/ч:

$$\Sigma G = G_о + G_в + k_3 \cdot G_г \quad (28)$$

При регулировании по совмещенной нагрузке значение коэффициента k_3 принимаем равным нулю, $k_3 = 0$.

Полученные расходы сетевой воды по видам теплопотребления для различных режимов сведены в таблице 7.

Таблица 7 — Расходы сетевой воды по видам теплопотребления

Температура сетевой воды, °С	Температура наружного воздуха $t_н$, °С						
	летний режим	$t_{нк}$ = +8	$t_{ни}$ = +1	$t_{срз}$ = -5,6	$t_{хм}$ = -15,2	$t_{нв}$ = -26	$t_{но}$ = -40
$G_о$	-	7,119	14,949	14,949	14,949	14,949	14,949
$G_в$	-	7,562	7,562	7,562	7,562	7,562	7,562
$G_г$	6,569	-	-	-	-	-	-
ΣG	6,569	14,681	22,511	22,511	22,511	22,511	22,511

2.5 Гидравлический расчет тепловой сети

Гидравлические расчеты трубопроводов водяных тепловых сетей являются необходимым этапом их проектирования, следующим за определением расчетных тепловых нагрузок, выбором трассы и определением расчетных расходов сетевой воды. Такие расчеты выполняются отдельно по каждому участку сетей, на протяжении которого внутренние диаметры труб и расчетные расходы сетевой воды остаются неизменными, и предназначены для решения следующих основных задач.

2.5.1 Задачи гидравлического расчета

Гидравлический расчет является одним из важнейших разделов проектирования и эксплуатации тепловых сетей.

При проектировании в задачи гидравлического расчета входят:

— определение диаметров трубопроводов;

— определение падения давления (напора) в различных точках тепловой сети;

— определение давлений (напоров) в различных точках тепловой сети;

— увязка всех точек системы при статическом и динамическом режимах с целью обеспечения допустимых давлений и напоров сети в абонентских системах.

В некоторых случаях может быть поставлена задача определения пропускной способности трубопроводов при неизвестном их диаметре и заданной потере давления. Эта задача решается для действующей тепловой сети.

Результаты гидравлического расчета дают исходный материал для решения следующих задач:

— определения капиталовложений, расхода металла (труб) и основного объема работ по сооружению тепловой сети;

— установления характеристик сетевых (циркуляционных) и подпиточных насосов, количества насосов и их размещения;

— выяснения условий работы тепловой сети и абонентских систем и выбора схем присоединения абонентских установок к тепловой сети;

— выбора авторегуляторов для тепловой сети и абонентских вводов;

— разработка режимов эксплуатации.

Для проведения гидравлического расчета должны быть указаны схема и профиль тепловой сети, указаны размещения источника теплоснабжения и потребителей и расчетные нагрузки.

2.5.2 Выполнение гидравлического расчета

Перед проведением гидравлического расчета сеть трубопроводов разбивается на расчетные участки, показано на рисунке 4. Расчетным участком, называется отрезок трубопровода между двумя ответвлениями, на протяжении его не изменяются диаметр трубопровода и расход теплоносителя. Гидравлический расчет проводится по определенному расчетному расходу теплоносителя и заданному удельному линейному падению давления.

После определения количества тепла на здания, рассчитывается расход воды по участкам, пользуясь следующей формулой:

$$G = \frac{Q}{c \cdot (t_п - t_о)}, \qquad (29)$$

где G — расход воды на участке, кг/с;

Q — количество тепла, кВт;

c — удельная теплоемкость воды, принимается 4,19 кДж/кг °С;

$t_п$ — температура теплоносителя на подающем трубопроводе, принимается равной 150°С;

$t_о$ — температура теплоносителя на обратном трубопроводе, принимается равной 70°С.

Диаметры подбираются, исходя из расчетного расхода теплоносителя на участке и заданного удельного линейного падения давления R (Па/м). Удельное линейное падение давления для магистральных трубопроводов принимают до 80 Па/м; для ответвлений до 300 Па/м. За магистральный трубопровод принимают трубопровод от котельной до наиболее удаленного зданий и наиболее нагруженного.

Минимальный диаметр для распределительных сетей принимается не менее 40 мм, а для ответвлений к зданиям 25 мм.

Для примера возьмем участок: узел подключения—узел тепловой №1 (УП—$УТ_1$).

— по данным расхода и потерь давления определяем диаметр трубопровода

$$G = \frac{2\,207\,103}{4{,}19\,(150 - 70)} = 6{,}584 \text{ кг/с}$$

По таблице подбираем диаметр труб, он равен $D_у$ = 125х4,0.

Затем по таблице определяем потери давления R = 28,3 Па/м.

— определяем эквивалентную длину для участка $L_{экв}$ = 99,892 м.

Данные сводим в таблицу 8.

— определяем приведенную длину участка:

$$L_{пр} = L_{пл} + L_{экв} = 474{,}0 + 99{,}892 = 573{,}892 \text{ м}$$

— определяем потери по длине участка:

$$R_L = R \cdot L_{пр} = 28{,}3 \cdot 573{,}892 = 16\,241{,}144 \text{ Па}$$

Остальные расчеты аналогичны и сведены в таблицы 8, 9, 10.

Таблица 8 — Гидравлический расчет тепловой сети

Наимено-вание здания	Qор, Вт	Qвр, Вт	Qг, Вт	Qн, Вт	ΣQ, Вт	GΣP, кг/с	$L_{пл}$, м	$L_{экв}$, м	$L_{пр}$, м	$D_у$, мм	$d_н$ x S, мм	$d_{вн}$, мм	R, Па/м	ΔP ($L_{пр}$xR_L), Па	ΣΔP, Па
Главная магистраль															
Подвод	1391987	548 350	212 766		2207103	6,584	474	99,892	573,892	125x4,0	133x4,0	125	28,3	16241,144	16241,144
Жилой дом (105 квартир)	786 815		141 151		927966	2,768	151	32,832	183,832	100x4,0	108x4,0	100	39,05	7178,640	23419,784
Жилой дом	59 672		8 642		68 314	0,204	75	14,728	89,728	80x3,0	89x3,0	82	8,92	800,374	24220,158
Магазин продо-вольст-венный	125 727	115 653	2 080		243 460	0,726	54	12,264	66,264	65x3,0	76x3,0	70	15,1	1000,586	25220,744
Жилой дом	59 672		8 642		68 314	0,204	75	5,450	80,450	40x2,5	45x2,5	39	16,1	1295,245	26515,989
ИТОГО	1 031 886	115 653	160 515		1308054	3,902	829	65,274	420,274					26515,989	
Ответвления															
Цех пере-работки овощей	242 862	412 129	51 851	54 000	760 842	2,270	125	18,615	143,615	65x3,0	76x3,0	70	81	11632,815	11632,815
Адми-нист-ратив-ное здание	117 239	20 568	400		138 207	0,412	51	4,905	55,905	40x2,5	45x2,5	39	70,05	3916,145	15548,960
ИТОГО	360 101	432 697	52 251	54 000	899 049	2,682	176	23,520	199,520					15548,960	

Таблица 9 — Расчет тепловой сети

Наименование участка	GΣP, кг/с	$L_{пл}$,м
Главная магистраль		
УП—$УТ_1$	6 584	474
$УТ_1$—$УТ_2$	3 902	151
$УТ_2$—$УТ_3$	1 134	75
$УТ_3$—$УТ_4$	930	54
$УТ_4$—$УТ_5$	204	75
Ответвления		
$УТ_1$—$УТ_6$	2 682	125
$УТ_6$—$УТ_7$	412	51

Таблица 10 — Местные сопротивления

Наименование участка	$D_у$, мм	Наименование линейных сопротивлений	Количество линейных сопротивлений	Коэффициент линейных сопротивлений	Эквивалентная длина $L_{экв}$, м
Главная магистраль					
УП—$УТ_1$	125	Компенсатор	5	4,0x5	22,1*4,52= =99,892
		Тройник проходной	1	1,0x1	
		Переход	1	0,6x1	
		Задвижка	1	0,5x1	
$УТ_1$—$УТ_2$	100	Компенсатор	2	4,0x1	9,6 * 3,42 = =32,832
		Тройник проходной	1	1,0x1	
		Переход	1	0,6x1	
$УТ_2$—$УТ_3$	65	Компенсатор	1	4,0x1	5,6 * 2,63 = =14,728
		Тройник проходной	1	1,0x1	
		Переход	1	0,6x1	
$УТ_3$—$УТ_4$	65	Компенсатор	1	4,0x1	5,6 * 2,19 = =12,264
		Тройник проходной	1	1,0x1	
		Переход	1	0,6x1	
$УТ_4$—$УТ_5$	80	Компенсатор	1	4,0x1	5,0 * 1,09 = =5,45
		Отвод 90°	1	1,0x3	
Ответвления					
$УТ_1$—$УТ_6$	80	Компенсатор	2	4,0x1	8,5 * 2,19 = =18,615
		Задвижка	1	0,5x1	
$УТ_6$—$УТ_7$	40	Компенсатор	1	4,0x1	4,5 * 1,09 = =4,905
		Задвижка	1	0,5x1	

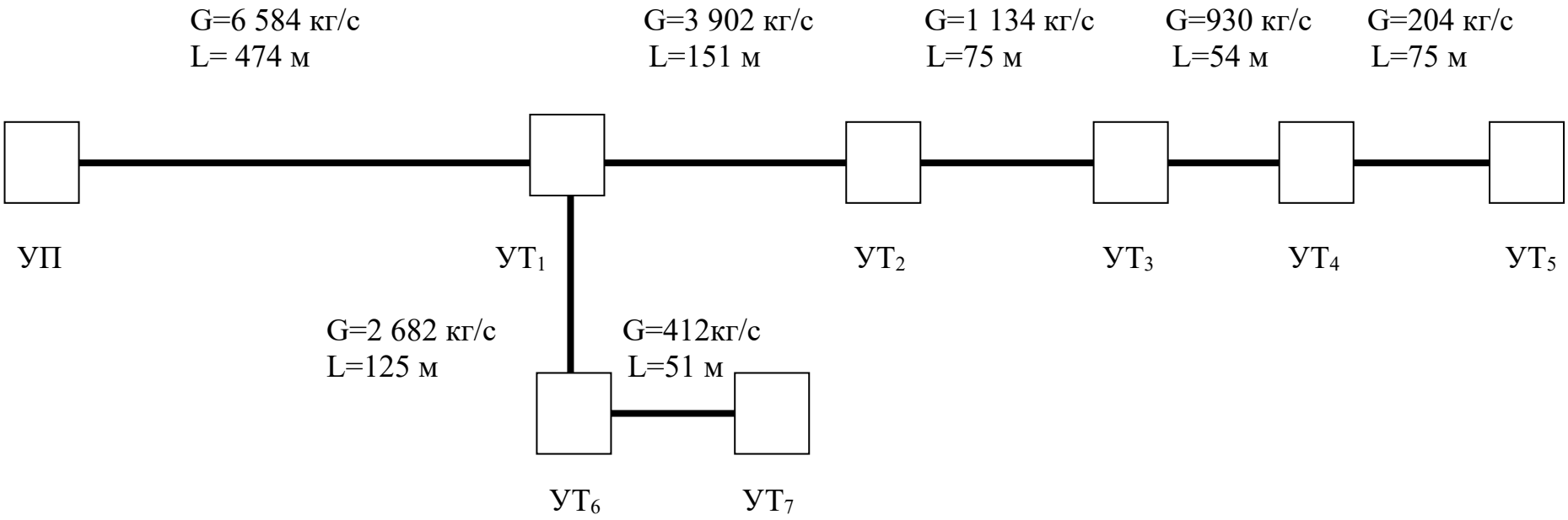


Рисунок 4 — Расчетная схема тепловой сети

2.6 Пьезометрический график

2.6.1 Гидравлические режимы водяных тепловых сетей

При разработке гидравлического режима тепловых сетей и систем теплопотребления учитываются следующие общие требования:

— давление в любой точке обратной магистрали не должно быть выше допустимого рабочего давления в местных системах; для новых систем отопления (с конвекторами) допустимое рабочее давление 0,1 МПа (1 бар, 10 м вод. ст.), для систем с чугунными радиаторами 0,6 МПа (6 бар, 60 м вод. ст.), при этом давление должно быть выше на 0,05 МПа (0,5 бар, 5 м вод. ст.) статического давления систем отопления для обеспечения заполнения их водой;

— давление воды в обратной магистрали во избежание подсоса воздуха должно быть выше статического не менее чем на 0,05 МПа (0,5 бар, 5 м вод. ст.);

— давление во всасывающих патрубках сетевых, подпиточных, подкачивающих и смесительных насосов не должно превышать допустимого по условиям прочности конструкции насосов и быть не ниже 0,05 МПа (0,5 бар, 5 м вод. ст.) для подавления кавитации;

— давление в подающем трубопроводе при работе сетевых насосов должно быть таким, чтобы не происходило вскипания воды при ее максимальной (расчетной) температуре теплоносителя в любой точке подающего трубопровода, в оборудовании источника тепла и в приборах систем теплопотребления, непосредственно присоединенных к тепловым сетям; при этом давление в оборудовании источника и в тепловой сети не должно превышать допустимых пределов по условиям прочности;

— располагаемый напор в конечной точке сети должен быть равен или больше расчетной потери напора на абонентском вводе при расчетном пропуске теплоносителя;

— статическое давление в системе теплоснабжения не должно превышать допустимого давления в оборудовании источника тепла, в тепловых сетях и системах теплопотребления, непосредственно присоединенных к тепловым сетям, и обеспечивать заполнение их водой; статическое давление должно определяться условно для температуры воды до 100° С; для случаев аварийной остановки сетевых насосов или отключения отдельных участков тепловой сети при сложном рельефе местности и гидравлическом режиме допускается учитывать повышение статического давления во избежание вскипания воды с температурой свыше 100° С;

— в летнем периоде давление в подающей и обратной магистралях принимают больше статического давления в системе ГВС.

2.6.2 Построения и использование пьезометрического графика

Пьезометрический график строится для определения давления в любой точке сети и потребителей тепла с целью проверки соответствия предельных давлений прочности элементов системы теплоснабжения, для уточнения схем присоединения абонентских теплопотребляющих установок.

Пьезометрические графики строятся для динамического и статического режимов системы теплоснабжения. Динамический режим характеризуется величинами давлений в сети и в системах теплопотребителей при работающих сетевых насосах. Статический режим характеризуется величинами давлений в сети при неработающих сетевых и включенных подпиточных насосах. Пьезометрический график позволяет определить напоры в подающем и обратном трубопроводах, а также располагаемый напор в любой точке тепловой сети с учетом рельефа местности, располагаемого напора и высоты зданий; выбрать схемы присоединения потребителей; подобрать авторегуляторы, сопла элеваторов, дроссельные устройства для местных систем теплопотребления; подобрать сетевые и подпиточные насосы. Пьезометрические графики строятся для главной магистрали, протяженных ответвлений, а также квартальных тепловых сетей.

За начало оси абсцисс (оси длин) в магистральных сетях принимают местоположение источника теплоснабжения. Под пьезометрическим графиком наносят спрямленную однолинейную схему теплотрассы с ответвлениями, указывают номера и длины участков. В принятых масштабах строят профиль трассы и высоты присоединенных потребителей. За начало отсчета оси ординат (оси напоров) обычно принимают отметку низшей точки теплотрассы или отметку сетевых насосов.

Вначале приступаем к построению графиков напоров для динамического режима, показано на рисунке 5. Поскольку в тепловых сетях циркулирует сетевая вода, нагретая до температур, близких к состоянию насыщения, при разработке гидравлических режимов необходимо надежно защитить насосное оборудование от гидродинамической кавитации. На оси ординат откладываем требуемый для подавления кавитации напор во всасывающих патрубках сетевых насосов $H_{вс}$ = 25 м вод. ст., достаточный для любой марки насоса.

Затем, используя результаты гидравлического расчета, строим линию потерь напора в обратной магистрали $\Delta H_{обр}$ = 26,5 м вод. ст., откладывая ее вверх от уровня 25 м из конечной точки магистрали. После этого, соединив точки построения, получаем пьезометрическую линию потерь напора в обратной магистрали. Величина напоров в обратной магистрали должна соответствовать требованиям, указанным выше.

Из конечной точки пьезометрической линии обратной магистрали строится линия располагаемого напора для конечного абонента (потребителя 5), то есть откладывается вверх величина требуемого располагаемого напора. Величина требуемого располагаемого напора при подключении квартальных сетей принимается не менее 40 м вод. ст., при подключении в конце теплотрассы отдельного здания величина требуемого

располагаемого напора определяется принятой схемой присоединения: при элеваторном или независимом присоединении не менее 15 м вод. ст., при непосредственном присоединении 3 м вод. ст. Откладываем вверх величину располагаемого напора у концевого абонента $\Delta H_{АБ}$ = 15 м вод. ст.

Затем в аналогичной последовательности строим линию потерь напора в подающей магистрали $\Delta H_{под}$ = 26,5 м вод. ст.

Линию потерь напора в коммуникациях источника теплоты откладываем вверх от пьезометрической линии подающей магистрали. При отсутствии данных потери напора в коммуникациях (котле, бойлере, внутренних трубопроводах) могут быть приняты равными 10 ÷ 30 м вод. ст. В настоящей работе принимаем $\Delta H_{ист}$ = 20 м вод. ст.

На пьезометрическом графике главной магистрали из точки разветвления аналогичным образом строится пьезометрический график расчетного ответвления: откладываем вверх от уровня напоров в точке разветвления обратных трубопроводов 39,5 м из конечной точки ответвления потерю напора в обратном трубопроводе ответвления $\Delta H_{ОБР.ОТВ}$ = 15,5 м вод. ст.; откладываем вниз от уровня напоров в точке разветвления подающих трубопроводов 78,5 м из конечной точки ответвления потерю напора в подающем трубопроводе ответвления $\Delta H_{ПОД.ОТВ}$ = 15,5 м вод. ст.; соединяя точки построения получаем пьезометрические линии ответвления и располагаемый напор конечного абонента, находящегося на ответвлении $\Delta H_{АБ.ОТВ}$ = 63,0 – 55,0 = 8,0 м вод. ст. Во всех точках подающего трубопровода, исходя из условия его механической прочности, напор не должен превышать 160 м вод. ст.

Затем строим линию статического напора S-S, величина которого должна быть выше местных систем теплопотребления не менее, чем на 5 м ($H_{ст} = {}_{н\ зд}$ + 5), обеспечивая их защиту от «опорожнения», и в то же время она не должна превышать максимальный рабочий напор для местных систем.

Величина максимального рабочего напора составляет для систем отопления со стальными нагревательными приборами и для калориферов – 80 м вод. ст.; для систем отопления с чугунными радиаторами – 60 м вод. ст.; для независимых схем присоединения с поверхностными теплообменниками – 100 м вод. ст. Статический напор при остановке сетевых насосов создается подпиточным насосом. Как указано выше, в динамическом режиме при работе сетевых насосов подпиточный насос создает антикавитационный подпор на всасывающих патрубках сетевых насосов $H_{вс}$.

Назначаем уровень напора в статическом режиме $H_{ст}$ = 59 м вод. ст., что выше статической высоты самого высокого здания (потребитель 2) с учетом рельефа местности на 5 м.

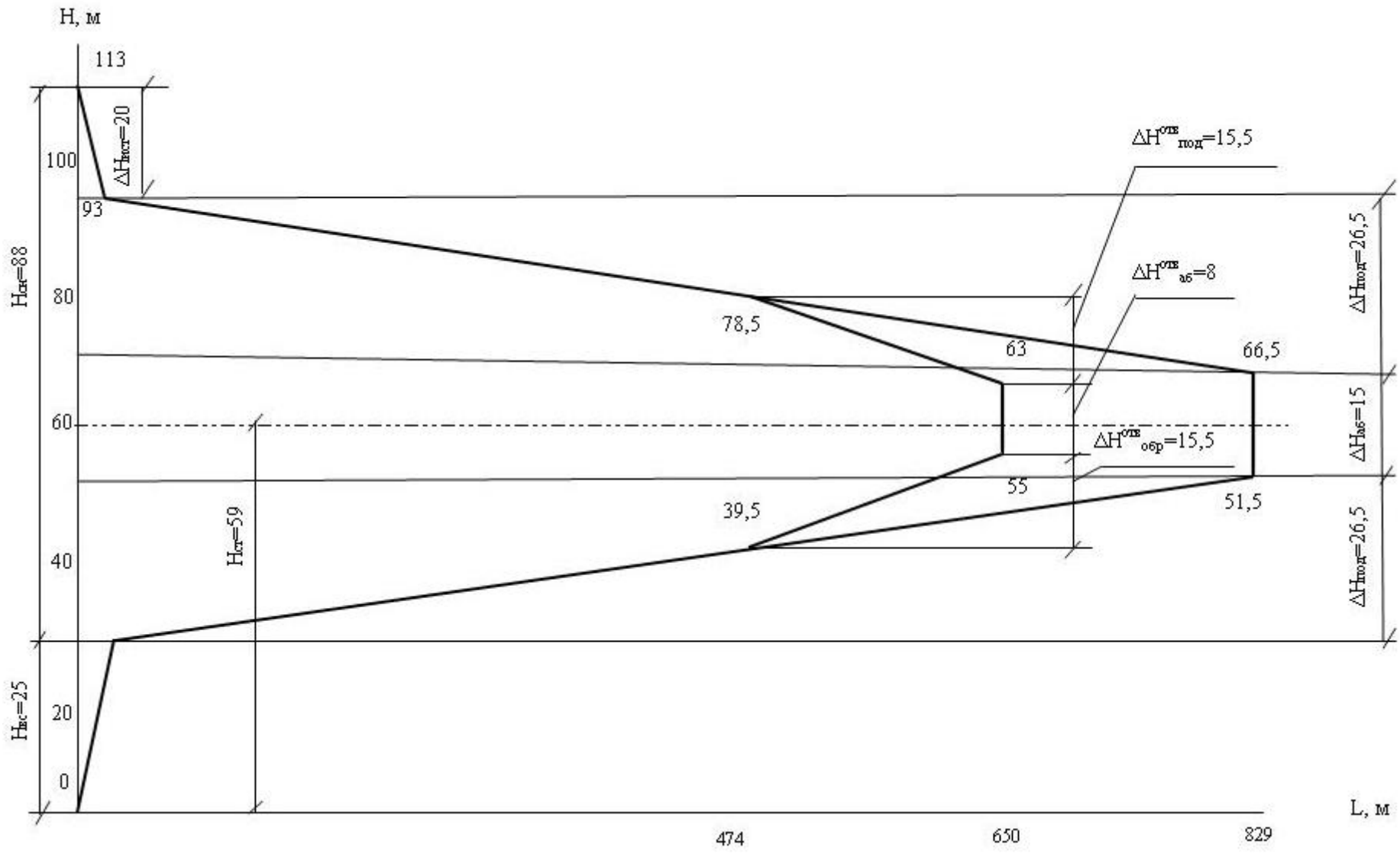
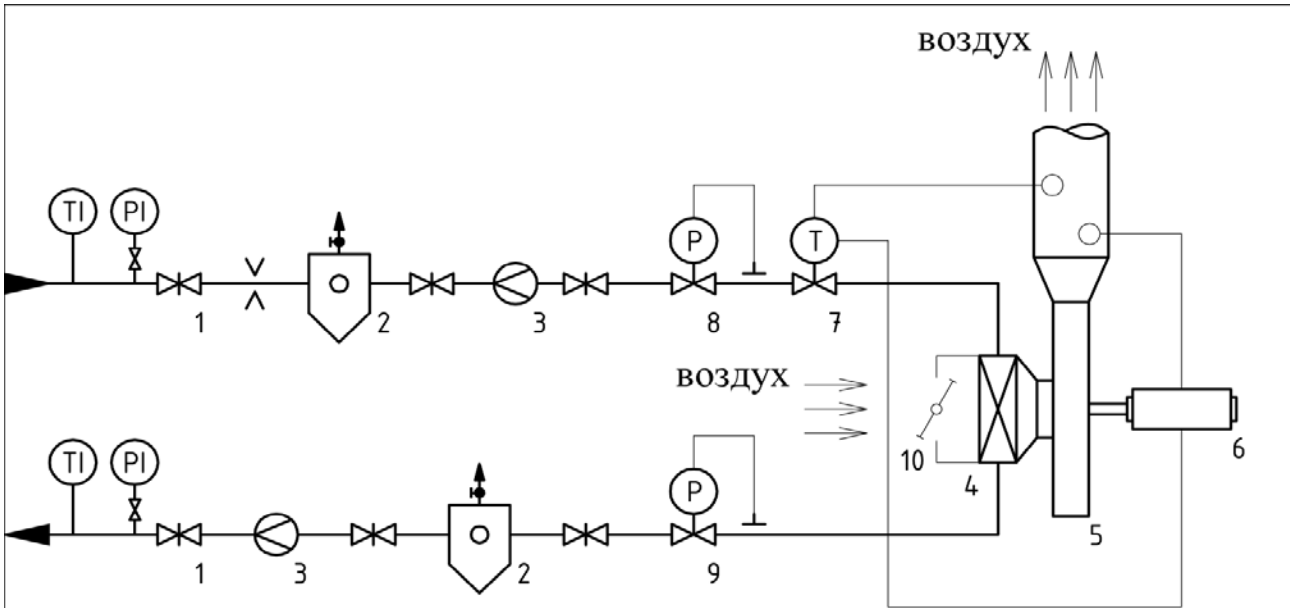


Рисунок 5 — Пьезометрический график

2.7 Выбор схем присоединения абонентских отопительных установок

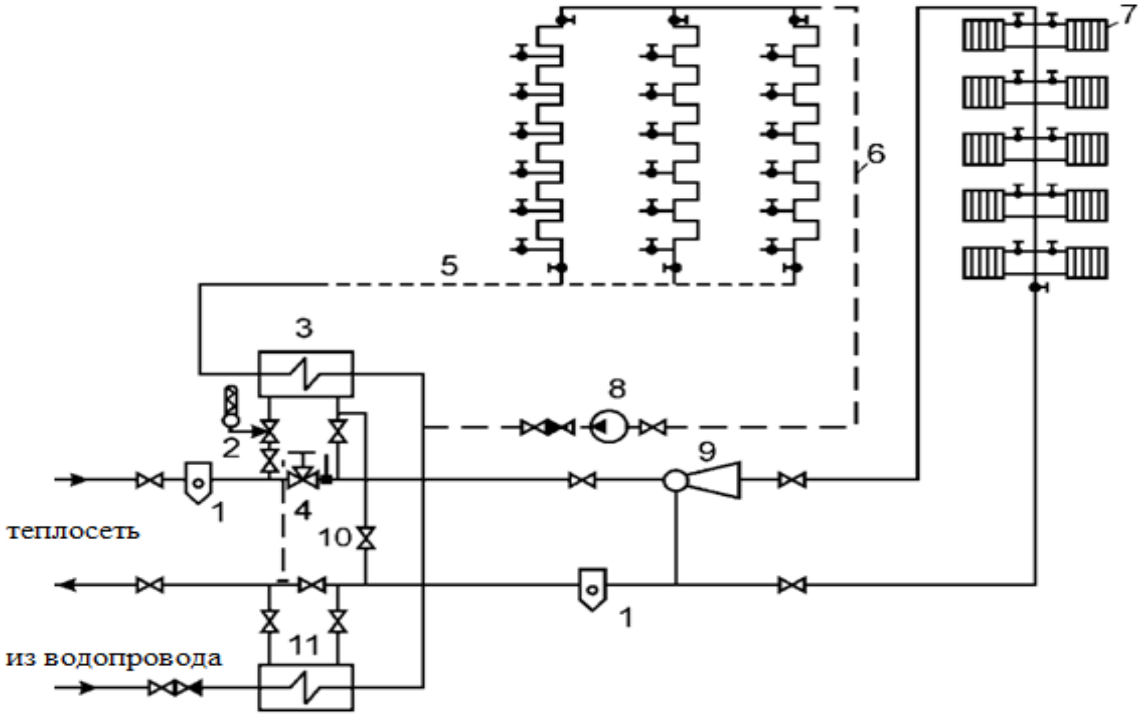
Для обеспечения перечисленных выше требований к гидравлическим режимам водяных тепловых сетей с помощью построенного пьезометрического графика производим проверку и корректировку схем присоединения абонентских установок к тепловым сетям.

Потребителей, имеющих вентиляционные системы, подключаем по непосредственной схеме, показано на рисунке 6. Установки горячего водоснабжения жилых зданий подключаем по двухступенчатой последовательной схеме, показано на рисунке 7.



1 – задвижка; 2 – грязевик; 3 – диафрагма к расходомеру; 4 – калорифер; 5 – вентилятор; 6 – электродвигатель; 7 – клапан регулятора температуры подаваемого воздуха; 8 – клапан регулятора постоянства располагаемого напора; 9 – клапан регулятора подпора сетевой воды в обратном трубопроводе; 10 – воздушный клапан-шибер

Рисунок 6 — Принципиальная схема присоединения установки приточной вентиляции общественных зданий



1 — грязевик; 2 — регулятор температуры РТ; 3 — водонагреватель II (верхней) ступени ПВ; 4 — регулятор расхода РР; 5 — разводящий трубопровод системы горячего водоснабжения; 6 — циркуляционный трубопровод; 7 — система отопления; 8 — циркуляционный насос; 9 — элеватор; 10 — перемычки для летнего периода; 11 — водонагреватель I (нижней) ступени ПН

Рисунок 7 — Двухступенчатая последовательная схема присоединения водонагревателей горячего водоснабжения

2.8 Прокладка теплотрассы

Детальное трассирование магистральных и распределительных тепловых сетей выполняется при разработке проекта. Для этого используют геодезический план местности в масштабе М 1:200, 1:500, 1:1 000 с нанесенными красными линиями существующих и перспективных зданий, и данными геодезических изысканий. При прокладке трассы выбирается наиболее рациональная схема с минимальными длинами, минимальным количеством тепловых камер, компенсаторов. Рекомендуется использовать узлы поворотов для естественной компенсации. Трасса, наносимая на план, выбирается по крайнему направлению котельной или ТЭЦ до зданий или ЦТП с учетом обхода труднопроходимых переходов. Минимальное расстояние в плане от тепловой сети до других сооружений принимается по СНиП 2.04.07-86. Приложение 6. Таблица 1.

Допускается прокладывать трассу под проезжей частью дорог, улиц, но в крайних полосах, или под проездом, имеющим капитальное дорожное покрытие. Пересечения дорог должны быть под углом 90° или близким к нему. Распределительные сети допускается прокладывать в подвальных помещениях жилых домов, если давление в тепловой сети не превышает 1 МПа и диаметр труб не превышает 350—500 мм. Теплотрасса на плане показывается двумя линиями, обозначающими стенки канала. По центру указываются осевые линии канала. Ширина канала на плане принимается 5—7 мм. В местах ответвлений участков устанавливаются тепловые камеры с указанием номера. По выбранной трассе проставляется общая длина участков с последующей ее корректировкой после расчетов компенсаторов и неподвижных опор. Указываются углы поворотов трассы, углы поворотов равны 90° или более, если угол больше 90°, то указывается его размер.

Тепловые сети прокладываются подземными и надземными способами.

Надземная прокладка осуществляется на эстакадах со сплошным пролетным строением, на высоких отдельно стоящих опорах и на низких опорах. В основном применяется на территории промышленных объектов.

К подземным способам относятся прокладки: в непроходных, полупроходных и проходных каналах, общих коллекторах совместно с другими инженерными коммуникациями, бесканальные [9]. Особенностью подземных прокладок является опасность увлажнения и разрушение тепловой изоляции, что ведет к наружной коррозии стальных труб. В силу этого современные подземные теплопроводы должны иметь надежную антикоррозионную защиту наружных поверхностей стальных труб и обладать высоким и устойчивым тепло-, влаго- и электросопротивлением изоляционной конструкции. Кроме того, современные конструкции теплопроводов должны обеспечивать индустриальность и сборность. На территории населенных пунктов применяется, как правило, подземная прокладка, которая не нарушает архитектурного облика, не мешает движению транспорта, снижает потери теплоты за счет теплоизолирующих свойств грунта. Для тепловых сетей $D_у = 32 \div 400$ мм следует предусматривать преимущественно бесканальную

прокладку. Тепловые сети под городскими проездами и площадями с усовершенствованным покрытием, а так же при пересечении крупных автомагистралей следует прокладывать в тоннелях или футлярах. В настоящее время широкое распространение получила бесканальная прокладка теплопроводов вследствие низкой первоначальной стоимости по сравнению с другими видами подземных прокладок. Однако при негерметичности выполнения гидрозащитной оболочки создаются условия для интенсивной коррозии наружных поверхностей труб, особенно при небольших диаметрах теплопроводов, что в итоге приводит к преждевременной замене труб.

Минимальный уклон тепловых сетей независимо от направления движения теплоносителя и способа прокладки должен быть не менее 0,002. Направление уклона участков ответвлений тепловых сетей к отдельным зданиям при подземной прокладке принимаем от здания к ближайшей камере. На отдельных участках (при пересечении коммуникаций, прокладке по мостам и т.п.) допускается прокладка тепловых сетей без уклона.

Заглубление тепловых сетей от поверхности земли или дорожного покрытия принимается не менее: до верха перекрытий каналов и тоннелей — 0,5 м; до верха перекрытий камер — 0,3 м; до верха оболочки бесканальной прокладки — 0,7 м. На вводе тепловых сетей в здание допускается уменьшение заглубления каналов до 0,3 м, бесканальной прокладки до 0,5 м.

Для передачи веса трубопровода с теплоносителем и тепловой изоляцией на грунт, строительные конструкции или фундамент в данной работе применяются неподвижные опоры. Места установки неподвижных опор совмещают, как правило, с узлами ответвлений труб и поворотов, местами установки на трубопроводах запорной арматуры, компенсаторов и другого оборудования. На участках подземной бесканальной прокладки тепловых сетей в качестве неподвижных применены щитовые железобетонные опоры. Подвижные опоры при бесканальной прокладке тепловых сетей не требуются.

Для компенсации тепловых удлинений и уменьшения напряжений, возникающих при нагреве трубопровода, применяем П-образные компенсаторы. Данные компенсаторы применяют участках при любых способах прокладки тепловых сетей, компенсаторы используются для трубопроводов всех диаметров. Данные компенсаторы не требуют обслуживания и не теряют работоспособность в течение всего срока эксплуатации теплосети.

Запорную арматуру в тепловых сетях следует предусматривать [4]: на всех трубопроводах выводов тепловых сетей от источников теплоты, независимо от параметров теплоносителя и диаметров трубопроводов; секционирующие задвижки, исходя из диаметра и длины теплосети; в узлах ответвлений. Для тепловых сетей преимущественно применяют стальную арматуру. Запорная арматура не может устанавливаться и использоваться в качестве регулирующей арматуры.

В нижних точках трубопроводов необходимо предусматривать штуцера с запорной арматурой для спуска воды — дренажные спуски. В высших точках

трассы предусматриваются штуцера с запорной арматурой для выпуска воздуха— воздушники.

Грязевики в водяных тепловых сетях установлены перед насосами и регуляторами давления в узлах рассечки. За насосами установлены обратные клапаны.

2.9 Компенсация температурных удлинений

Компенсаторы служат для восприятия температурных удлинений стальных трубопроводов и разгрузки температурных напряжений.

По своему характеру все компенсаторы могут быть разбиты на две группы: осевые и радиальные.

Осевые компенсаторы предназначены для компенсации температурных удлинений прямолинейных участков трубопроводов.

В практике применяют осевые компенсаторы двух типов: сальниковые и упругие.

Сальниковые компенсаторы применяются при подземной прокладке тепловых сетей, а также при прокладке на низких опорах. Сальниковые компенсаторы допускается применять при параметрах теплоносителя $P_y \leq 2{,}5$ МПа и $t \leq 300$ºС для трубопроводов диаметром 100 мм и более при подземной прокладке и надземной на низких опорах.

Применять сальниковые компенсаторы для трубопроводов, прокладываемых на эстакадах и отдельно стоящих высоких опорах, допускается в исключительных случаях.

Недостатком сальниковых компенсаторов всех типов является сальник, требующий систематического и тщательного ухода в эксплуатации. Набивка в сальниковом компенсаторе изнашивается, теряет со временем упругость и начинает пропускать теплоноситель. Подтяжка сальника в этом случае не дает положительного результата, поэтому через определенные периоды времени сальники приходится перенабивать.

Упругие компенсаторы свободны от недостатков сальниковых компенсаторов. На трубопроводах давлением от 1 до 25 МПа диаметром от 50 до 1 000 мм применяются сильфонные осевые (волнистые) компенсаторы.

Осевые сильфонные компенсаторы (СК) рекомендуется устанавливать в помещениях, в проходных и полупроходных каналах. Допускается установка СК на открытом воздухе в металлической оболочке, защищающей сильфонные компенсаторы от внешних воздействий и загрязнения.

Радиальные компенсаторы могут быть использованы при любой конфигурации трубопровода. При радиальной компенсации температурная деформация трубопроводов воспринимается за счет изгиба специальных эластичных вставок или отдельных участков самого трубопровода. Последний метод компенсации называется естественной компенсацией.

Преимуществами этого вида компенсации над другими являются: простота устройства, надежность, отсутствие необходимости в надзоре и уходе, разгруженность неподвижных опор от усилий внутреннего давления.

Недостатком естественной компенсации является поперечное перемещение деформируемых участков трубопровода, требующее увеличения ширины непроходных каналов и затрудняющее применение засыпных изоляций и бесканальной конструкции.

Участки трубопроводов, воспринимающие температурные деформации при естественной компенсации, состоят из колен и прямых участков. Гнутые

колена повышают гибкость трубопровода и увеличивают его компенсирующую способность. Влияние гнутых колен на компенсирующую способность особо заметно в трубопроводах большого диаметра.

Радиальные компенсаторы могут быть П-образными; S-образными и В-образными.

Наибольшее применение получили П-образные компенсаторы. Для выбора компенсатора необходимо рассчитать его компенсирующую способность. Для этого определяется количество компенсаторов на участке сети по допустимой длине участка, на котором необходимо установить компенсатор. Допустимые расстояния между компенсаторами определяются по таблице.

2.9.1 Расчет П-образного компенсатора

Целью расчета П-образных компенсаторов является определение размера, вылета, длины и ширины. П-образный компенсатор показан на рисунке 8.

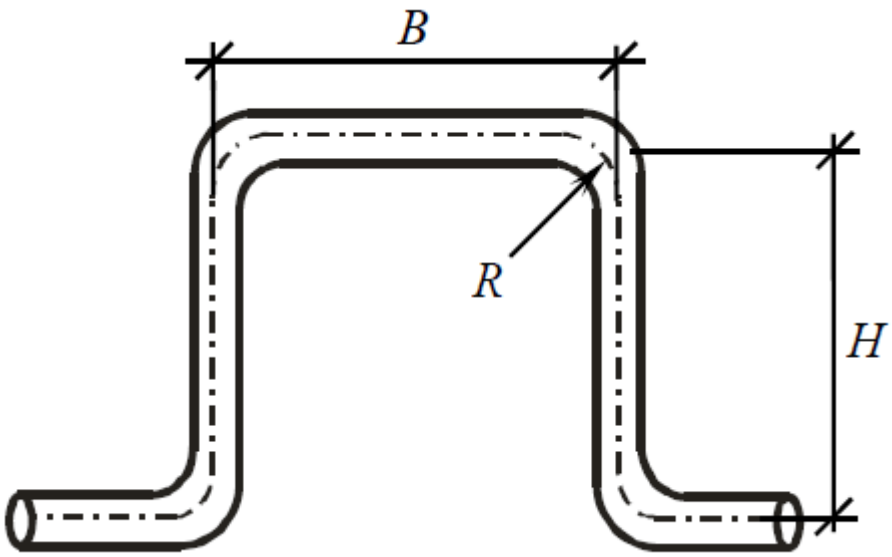


Рисунок 8 — П-образный компенсатор

Расчет компенсаторов начинается с определения тепловых удлинений между неподвижными опорами.

Рассмотрим расчет П-образного компенсатора $К_1$.

Находим расчетное тепловое удлинение по формуле:

$$\Delta l = \alpha \cdot L \cdot (t_п - t_о) \quad (30)$$

где Δl — расчетное тепловое удлинение, мм;

α — коэффициент линейного расширения; принимается в зависимости от температуры;

L — длина рассматриваемого участка, м;

$t_п$ — максимальная температура стенки трубы, принимается равной максимальной температуре теплоносителя, °С;

$t_о$ — температура окружающей среды, принимается равной расчетной температуре наружного воздуха для отопления, °С.

$$\Delta l = 1{,}2 \cdot 10^{-2} \frac{мм}{м\ °C} \cdot 90\ м \cdot (150\ °C - (-40°C)) = 205{,}2\ мм$$

Определим расчетное тепловое удлинение с учетом предварительной растяжки 50%:

$$\Delta l_р = \frac{\Delta l}{2} \qquad (31)$$

где $\Delta l_р$ — расчетное тепловое удлинение с учетом растяжки, мм;

Δl — расчетное тепловое удлинение, мм.

$$\Delta l_р = \frac{205{,}2 \text{ мм}}{2} = 102{,}6 \text{ мм}$$

Далее, при полочке компенсатора, равной половине вылета и при $\Delta l_р$ = 102,6 мм, по номограмме находим вылет компенсатора:

H = 3,0 м

B = 1,5 м

Аналогично рассчитываем и остальные компенсаторы.

2.9.2 Расчет трубопроводов на самокомпенсацию

Углы поворота также как и компенсаторы, могут компенсировать тепловые удлинения трубопровода, поэтому с помощью расчета необходимо проверить их компенсационную способность. На рисунке 9 показан Г-образный компенсатор.

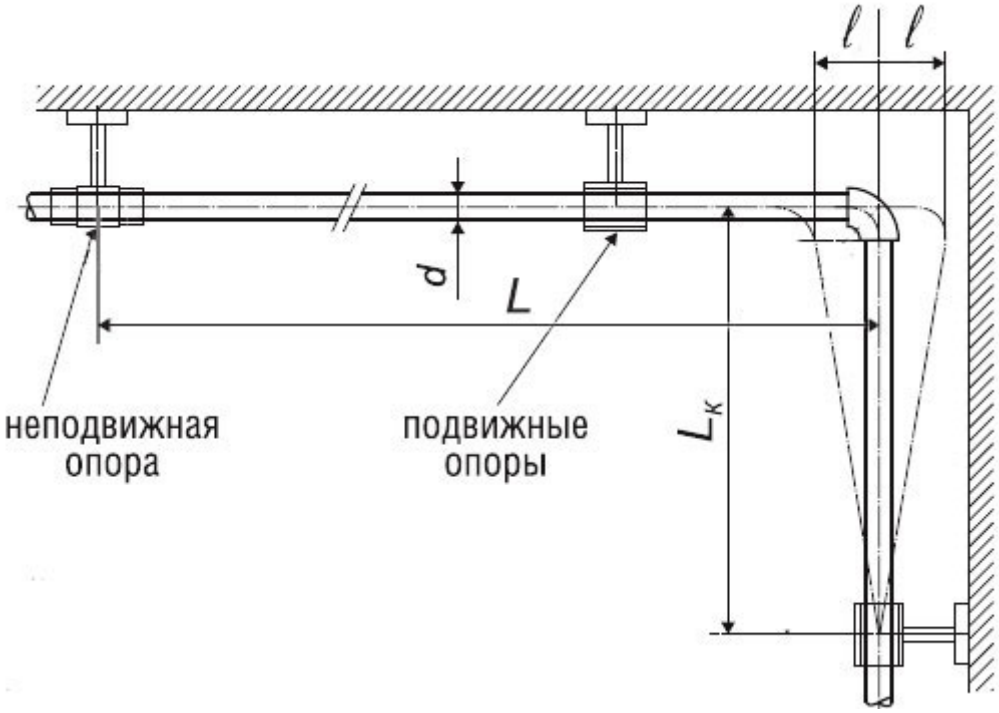


Рисунок 9 — Г-образный компенсатор

Для примера возьмем участок: $УТ_1$—$УТ_6$.

Определяем расчетный угол β = 90° - 90°=0°.

Определяем соотношение плеч угла поворота по формуле:

$$n = \frac{l_Б}{l_М}, \tag{32}$$

где n — соотношение плеч;

$l_Б$ – длина большего плеча, м;

$l_М$ – длина меньшего плеча, м.

$$n = \frac{30}{12} = 2{,}5$$

Определяем разность температур по формуле:

$$\Delta t = t_П - t_Н, \tag{33}$$

где Δt — разность температур, °С;

$t_п$ — температура подающего теплоносителя, °С;

$t_н$ — температура наружного воздуха, °С.

$\Delta t = 150\ °C - (-39°C) = 189\ °C$

По номограмме определяем значение вспомогательного коэффициента:

$$\frac{\alpha \cdot E \cdot D_н}{10^7} = 0{,}0182\ кг/мм^2$$

В заключение вычисляем продольное компенсационное напряжение короткого плеча по формуле:

$$\sigma_н^к = \frac{c \cdot \alpha \cdot E \cdot D_н}{10^7} \cdot \frac{\Delta t}{l_м}, \qquad (34)$$

где $\sigma_н^к$ — продольное компенсационное напряжение, кг/мм^2;

с — по диаграмме равно 5,0;

$\frac{\alpha \cdot E \cdot D_Н}{10^7}$ — вспомогательный коэффициент, кг/мм^2;

Δt — разность температур между подающим теплоносителем и наружным воздухом, °С;

$l_м$ — меньшая длина плеча, м.

$$\sigma_н^к = \frac{5{,}0 \cdot 0{,}0182}{10^7} \cdot \frac{189}{12} = 1{,}4\ кг/мм^2$$

Полученное значение не превышает 8 кг/мм^2, следовательно, расстояние между неподвижными опорами выбрано правильно и угол поворота будет компенсировать тепловые удлинения.

2.10 Опоры трубопроводов

Опоры трубопроводов используются для защиты трубопровода и оборудования, к которому он присоединяется от весовой нагрузки и препятствует температурному расширению трубопровода и нагрузки от компенсации тепловых расширений.

По назначению опоры делятся на неподвижные и подвижные.

Неподвижные опоры не допускают никаких перемещений от воздействий усилий трубопровода. Они могут иметь только собственные перемещения, обусловленные смещением самого опорного устройства, например, из-за температурного расширения корпуса, коллектора.

Подвижные опоры допускают перемещения трубопровода в определенном направлении.

Подвижные опоры делятся на жесткие, упругие и постоянного усиления.

Жесткие опоры под трубопроводы в зависимости от ограничений, накладываемых на перемещения трубопровода делятся на скольжения (скользящие), направляющие и выполненные в виде жестких подвесок.

Опоры скольжения не допускают перемещения трубопровода по вертикали вниз.

Направляющие не допускают перемещения трубопровода по вертикали вниз и в определенном направлении в горизонтальной плоскости.

Большую подвижность трубопроводу по сравнению с опорами скольжения допускают опоры, выполненные в виде жестких подвесок.

Упругие имеют отличную от нуля жесткость только в отношении вертикальных перемещений; нагрузка опоры пропорциональна смещению трубопровода.

Опоры постоянного усиления несут нагрузку, не зависящую от перемещения трубопровода.

Неподвижные опоры должны удерживать участок трубопровода и не позволять ему перемещаться в любом направлении. При помощи неподвижных опор трубопровод разделяется на участки, с тем, чтобы обеспечить нормальное поглощение его линейных удлинений компенсаторами или самокомпенсацией. Эти опоры помимо восприятий нагрузки, слагающейся из веса собственного трубопровода, веса транспортируемого по нему продукта и изоляции, снеговой (ледовой) нагрузки для наружных трубопроводов, также воспринимают большие горизонтальные нагрузки, возникающие при температурных деформациях.

Неподвижные опоры расставляются:

— на выходе из котельной, перед тепловой камерой или в камере (перед вводом в здание) и по длине трассы;

— по длине трассы неподвижные опоры расставляются в зависимости от диаметра.

Неподвижные опоры, расположенные в камере, выполнены в виде металлических конструкций, разработаны в соответствии с тепловыми конструкциями камер.

Трубопроводы закрепляют при помощи приварных планок и косынок или хомутами. При применении хомутов неподвижных опор, в целях исключения проскальзывания трубы в хомутах к трубе приворачиваются (привариваются) упорные планки (сухари), которые упираются в хомуты опоры.

Скользящие опоры бывают самых разнообразных конструкций, они применяются при всех способах прокладки и для всех диаметров.

Скользящие опоры выпускают по типовому проекту 4.903-1085 по ГОСТ 14911-82.

Скользящие опоры воспринимают массу труб с теплоносителем и изоляцией, обеспечивают перемещение труб при температурных удлинениях, расстояние между опорами принимается в зависимости от диаметра трубопровода. Приведено в таблице 11.

Таблица 11 — Таблица скользящих опор

$D_у$, мм	$D_н$, мм	Обозначение	Тип опоры подушки	Высота опор, м
40	45	Т.13.01	ОП-3	2,5
65	76	Т.13.04	ОП-1	3,0
80	89	Т.13.07	ОП-1	3,5
100	108	Т.13.10	ОП-1	4,0
125	133	Т.13.10	ОП-1	4,5

Количество подвижных опор определяется для каждого диаметра отдельно и сводится в таблицу 12.

$$m = \frac{\Sigma L \cdot 2}{l} \tag{35}$$

где m — количество подвижных опор, шт.;

ΣL — длина всех участков трассы с одинаковыми диаметрами, м;

Обязательно учитывается вылет компенсатора.

l — табличное расстояние между подвижными опорами, принимаем согласно таблице 13, м.

Количество опор округляется в большую четную сторону.

Для примера рассмотрим расчет количества подвижных опор на участке: узел подключения—узел тепловой №1 (УП—$УТ_1$).

$$m = \frac{474{,}0\ м \cdot 2}{7{,}9\ м} = 120\ шт.$$

Таблица 12 — Подвижные опоры

$D_н$, мм	Тип опоры	Тип опоры подушки	Σ L, м	l, м	m, шт.
45	Т.13.01	ОП-1	51	3,2	32
76	Т.13.04	ОП-1	651	5,2	251
89	Т.13.07	ОП-2	129	5,9	44
108	Т.13.07	ОП-2	151	6,3	48
133	Т.13.10	ОП-2	474	7,9	120

Таблица 13 — Рекомендуемые расстояния между подвижными опорами

Условный диаметр трубопровода $d_у$, мм	Расстояние между опорами при подземной прокладке, м
40	2,5
50	3
70	3
80	3,5
100	4
125	4,5

2.11 Способы прокладки и строительные конструкции тепловой сети

Тепловые сети прокладывают подземным и надземным способом. В данном случае использовалась подземная прокладка трубопроводов.

Выбор способа прокладки сетей должен производиться на основе технико-экономических испытаний и сравнений вариантов, с учетом гидрогеологических особенностей грунта по трассе прокладки.

При подземной прокладке вдоль трассы сооружаются камеры для размещения запорной, дренажной арматуры и компенсирующих устройств, требующих обслуживания; предусматриваются ниши для гнутых компенсаторов; неподвижные опоры. Недостатком подземных прокладок является опасность увлажнения теплопроводов, с последующим разрушением тепловой изоляции, и разрушением стальных труб наружной коррозии. В силу этого современные подземные теплопроводы должны иметь надежную антикоррозийную защиту наружной поверхности стальных труб и обладать высоким и устойчивым, в эксплуатационных условиях, тепло и влагосопротивлением изоляционной конструкции.

Заглубление камеры от верха перекрытия до поверхности земли равно 0,3 м. Высота камеры принимается по серии 3.006.-2187. Высота камеры 1,8 м. Толщина плиты перекрытия камеры принимается по типу камеры.

2.11.1 Подбор лотков тепловой сети

Широкое применение при подземной прокладке тепловых сетей получили непроходные каналы.

Основным конструктивным материалом, использующимся при сооружении каналов, служит сборный железобетон, показавший достаточную надежность и долговечность при эксплуатации в условиях повышенной температуры и влажности окружающей среды.

Тип канала, и тип лотка определяется по диаметру труб, используя типовой проект 3006-1-2187, приведено в таблице 14 и на рисунке 10.

Типы каналов и их размеры приведены в таблице 15.

Таблица 14 — Таблица размеров

В миллиметрах

$D_н$	К	М	h	Б	В	Н	А	l	c	z
45	100	102	230	50	220	450	200	160	280	620
76	100	100	244	50	206	450	200	160	280	620
89	100	100	250	50	200	450	200	300	400	1 000
108	100	100	260	50	190	450	200	300	400	1 000
133	100	100	273	50	327	600	200	300	400	1 000

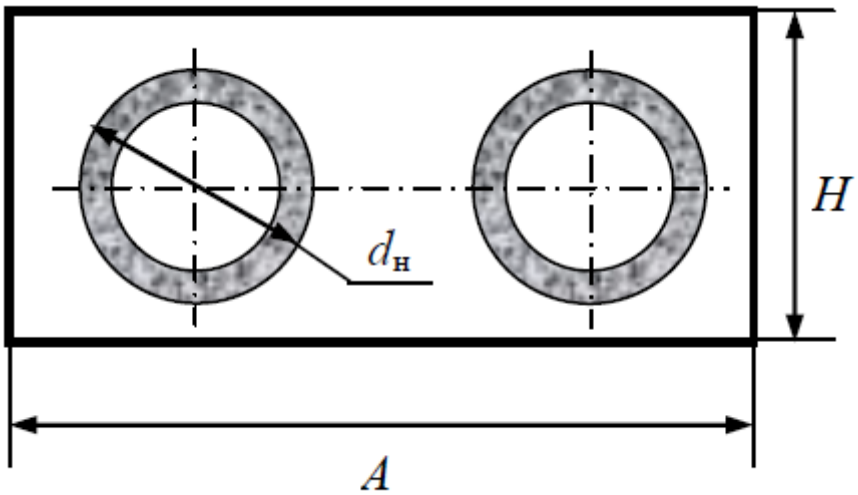


Рисунок 10 — Разрез канала

Таблица 15 — Тип и размеры каналов и лотков

Тип канала	Тип лотка	Тип плиты перекрытия	Сечение канала	Толщина плиты перекрытия	Толщина днища	Длина лотка
	Прямого					
КЛ 60х45-8	Л 4-8-1	П 5-8	620х450	70	80	6 м, 3 м, 0,75 м
КЛ 90х45-8	Л 6-8-1	П 8-8	1 000х450	70	80	6 м, 3 м, 0,75 м
КЛ 90х60-8	Л 7-8-1	П 8-8	1 000х600	70	80	6 м, 3 м, 0,75 м

2.11.2 Подбор тепловой камеры

При подземной прокладке тепловых сетей требуются тепловые камеры, в которых размещают задвижки, сальниковые компенсаторы, врезки на ответвления, изменения диаметра трубы – «переходы» и другое оборудование. Размер камер устанавливается из условия нормального обслуживания оборудования, размещенного в камере, в соответствии с требованиями СНиП 2.04.06-86.

Боковые проходы для обслуживания арматуры и сальниковых компенсаторов диаметром до 500 мм равны 600 мм. Для определения размеров необходимо вычертить эскиз тепловой камеры с расположенной в ней арматурой и другим оборудованием. Расстояние между двумя сварными стыками должно быть не менее 250 мм, при этом необходимо учитывать изоляцию двух труб и возможность ее обслуживания. Расстояние между подающим и обратным трубопроводом определяется по таблице сечения каналов, по оптимальным размерам находим длину и ширину тепловых камер и подбираем типовую камеру.

2.12 Тепловая изоляция

Теплоизоляционные конструкции тепловых сетей предназначены для поддержания заданной температуры теплоносителя, сокращения тепловых потерь, а также для снижения температуры на наружных поверхностях трубопроводов и оборудования, размещенных в помещениях, предназначенных для постоянного или временного пребывания людей. В таких помещениях во избежание ухудшения санитарно-гигиенических условий (опасность ожогов) оговаривается максимальная температура этих поверхностей, которая составляет 45°С для трубопроводов и оборудования, размещенных в жилых, общественных и производственных зданиях (при температуре воздуха и них не выше 25°С), и 60°С для трубопроводов, проложенных в тоннелях, коллекторах, а также доступных для обслуживания местах при надземной прокладке трубопроводов.

Теплоизоляционные конструкции следует предусматривать из следующих элементов:

— теплоизоляционного слоя;

— армирующих и крепежных деталей;

— пароизоляционного слоя;

— покровного слоя.

Защитное покрытие изолируемой поверхности от коррозии не входит в состав теплоизоляционной конструкции.

В теплоизоляционной конструкции пароизоляционный слой следует предусматривать при температуре изолируемой поверхности ниже 12°С. Необходимость устройства пароизоляционного слоя при температуре от 12°С до 20°С определяется расчетом.

Для изготовления теплоизоляционных конструкций используются специальные теплоизоляционные материалы, характерной особенностью которых являются низкие значения теплопроводности в интервале температур, соответствующем условиям работы конструкции. Чем ниже эти значения, тем меньше тепловые потери при прочих равных условиях.

Важным свойством теплоизоляционных материалов является их температуроустойчивость — способность сохранять свою структуру или физические свойства при температурах, соответствующих условиям их длительной эксплуатации. Для водяных тепловых сетей с температурами теплоносителя не выше 200°С достаточно использование материалов с повышенной температуроустойчивостью, но по технико-экономическим соображениям вместо них иногда применяются материалы с высокой температуроустойчивостью, если они обладают низкой температуропроводностью при умеренной стоимости.

Для обеспечения длительной и надежной работы теплоизоляции, а также для защиты изолируемых объектов необходимо соблюдение дополнительных требований к теплоизоляционным материалам: они не должны загораться при максимальных температурах теплоносителя, а также выделять при нагревании до этих температур вредные или способствующие коррозии вещества.

Изоляционные материалы не должны быть также подвержены гниению и разрушению микроорганизмами, грибками и т.п.

Тепловая изоляция труб представлена следующими конструкциями: подвесной сегментной, оберточной, набивочной, литой и мастичной. Выбор изоляционной конструкции зависит от способа прокладки теплопровода.

Подвесная сегментная изоляция выполняется из заранее изготовленных формованных сегментов различной формы, которые накладываются на трубопровод, обвязываются проволокой, а снаружи покрываются асбоцементной штукатуркой. Сегменты изготавливаются из пенобетона, минеральной ваты, газостекла и других материалов.

Оберточная изоляция выполняется из минерального войлока, асбестового термоизоляционного шнура, алюминиевой фольги и асбестовых листовых материалов. Этими материалами покрывают трубы в один или несколько слоев и крепят бандажами из полосового металла. Поверхность изоляции покрывают мешковиной и красят. Оберточные теплоизоляционные материалы применяются главным образом для изоляции арматуры, компенсаторов, фланцевых соединений.

Набивная изоляция применяется в виде чехлов, оболочек, сеток с заполнением порошкообразными сыпучими и волокнистыми материалами. Для набивки применяется минеральная вата, пенобетонная крошка, асбестотрепельные материалы и др. Непригодным считается любой материал, имеющий в своем составе коррозийно-активные вещества (например, сернистые соединения в шлаке).

Литая изоляция применяется при прокладках трубопроводов в непроходных каналах и при бесканальных прокладках. В качестве материалов для литой изоляции используется большей частью пенобетон.

Мастичная изоляция применяется только при ремонте тепловых сетей, проложенных в помещениях, или в проходных каналах. Изоляция из мастик накладывается слоями по 10—15 мм на горячий трубопровод с температурой не выше 70°С по мере высыхания предшествующих слоев. Мастичную изоляцию нельзя выполнять индустриальным методом, поэтому, указанная изоляционная конструкция для новых трубопроводов неприменима. Для мастичной изоляции применяется совелит, асбестотрепел и вулканит.

С 1990-х годов в России применяется прогрессивная конструкция изоляции «труба в трубе» с пенополиуретановой теплоизоляцией в гидроизолирующей оболочке из полиуретана или оцинкованной стали. При строительстве новых подземных трубопроводов эта конструкция применяется бесканально, а при замене старых — укладывается в существующий канал.

Пенополиуретан (ППУ) — наиболее эффективный и экологически чистый в настоящее время теплоизолятор для тепловых трубопроводов.

На практике доказано, что новая конструкция дает отличные результаты по сравнению с имеющимися старыми. В отличие от традиционных теплоизоляционных материалов ППУ при достаточной механической прочности обладает наименьшей теплопроводностью. Скорость коррозии трубопроводов тепловых сетей с пенополиуретаном в гидрозащитной

полиэтиленовой или оцинкованной оболочке снижается более чем в десять раз. Теплоизоляционный слой, который сделан из пенополиуретана, позволяет поддерживать температуру от -70ºС до +150ºС в течение минимум тридцати лет.

При использовании труб ППУ снижение удельной повреждаемости тепловых сетей составило с 30—40 в год на 100 км до 3—4, что привело к резкому снижению расходов эксплуатационных служб.

Толщина слоя тепловой изоляции определяется на основе технико-экономических расчетов или по действующим нормам. Указано в таблице 15.

Долговечность теплоизоляционной конструкции зависит от режима работы теплопроводов. При беспрерывно работающем теплопроводе тепловая изоляция находится в сухом состоянии, не разрушается и не теряет своих теплоизоляционных качеств. При выключении теплопровода влага с поверхности изоляции перемещается к поверхности трубопровода, изоляционная конструкция становится влажной, снижаются теплоизоляционные качества, и возникает опасность больших тепловых потерь и коррозии трубы.

В тепловых сетях, выключаемых на летний период, рекомендуется просушка изоляции прогревом теплопровода не реже одного раза в месяц в течение суток.

К источникам влаги, проникающей в теплоизоляционную конструкцию, кроме грунтовых и поверхностных вод относится естественная влага, содержащаяся в грунте. При наличии воздушного зазора между поверхностью изоляции и стенами канала влага, поступающая в канал, испаряется и увлажняет воздух. Из влажного воздуха возможна конденсация влаги, образование капель на поверхности перекрытий каналов и попадание капель на изоляцию. Для снижения воздействия капельной влаги на изоляцию необходима постоянная или периодическая вентиляция каналов, которая уменьшает влажность воздуха. Периодическая вентиляция осуществляется открытием люков в камерах.

2.13 Защита трубопроводов от наружной коррозии

Для защиты наружной поверхности труб тепловых сетей от химической коррозии, вызываемой кислородом, растворенном во влаге, поступающей к поверхности стального трубопровода из окружающего грунта через повреждения теплогидроизоляции, необходимо предусмотреть защитное покрытие.

Как уже отмечалось, для защиты слоя тепловой изоляции от увлажнения и механического повреждения на ее наружную поверхность наносят гидроизолирующее защитное покрытие (покровный слой) в 1 – 2 слоя из рулонных материалов.

С целью защиты всей теплоизоляционной конструкции от увлажнения и повреждений создают покровный слой, для чего используют листы и ленты из тонколистовой стали, в том числе с полимерным покрытием, из алюминия и алюминиевых сплавов толщиной 0,25 ÷ 1,0 мм, а также стеклотекстолит, лакостеклоткань, стеклоткань гидрофобную, штукатурку асбестоцементную по стальной сетке.

Электрохимическая коррозия возникает от «блуждающих» токов, стекающих в грунт от электрифицированного транспорта (метро, электричка, трамвай) и городских кабельных сетей. В местах попадания токов на трубопровод образуется так называемая катодная зона. В местах стекания электрического тока обратно в грунт (анодная зона) происходит интенсивная коррозия стенки трубы.

Защита труб тепловых сетей от электрохимической коррозии должна идти прежде всего по пути ликвидации причин появления «блуждающих» токов. Для этого необходимо, приведено в таблице 16:

— увеличить продольную электропроводность рельсового пути установкой электропроводящих перемычек между отдельными звеньями рельсов;

— повысить электросопротивление на границе рельсы-грунт путем их укладки на битуминизированный грунт или на резиновую основу;

— повысить электросопротивление наружной оболочки, используя, как например, в ППУ теплоизоляционной конструкции 5 ÷ 10 мм полиэтиленовое гидроэлектрозащитное покрытие;

— повысить электросопротивление теплопровода путем его электрического секционирования с помощью электроизолирующих прокладок между фланцами.

Таблица 16 Виды покрытий для защиты наружной поверхности труб тепловых сетей от коррозии

Способ прокладки	Температура теплоносителя, °С не более	Виды покрытий	Толщина покрытия, мм
Надземный	Независимо от температуры теплоносителя	Масляно-битумные в два слоя по грунтовке ГФ-021	0,15–0,2
Бесканальный (для воды и пара)	300	Стеклоэмалевые марок: – 105 Т в три слоя по слою грунта 596 – в один слой из эмали 25 М	 0,5–0,6 0,5

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Бакалаврская работа «Проект теплоснабжения микрорайона «Северный» г.Минусинска» разработана в соответствии с действующей нормативной базой. Принятые в работе инженерно-технические решения позволяют обеспечить расчетную тепловую нагрузку потребителей с требуемыми параметрами.

В результате выполнения технических расчетов в работе был решен ряд инженерных задач:

— определены расчетные значения по видам теплопотребления: отопление, вентиляции и ГВС для обеспечения коммунально-бытовых и санитарно-технических теплопотребителей; суммарный расчетный часовой расход тепла составил ΣQР = 1,899 Гкал/ч = 7,945 ГДж/ч;

— построен график продолжительности тепловых нагрузок;

— выбран тип источника теплоснабжения; в качестве источника тепла принята Минусинская ТЭЦ, работающая в отопительном сезоне по температурному графику 150/70°°С, в неотопительном периоде по температурному графику 70/40°°С;

— выбран тип системы теплоснабжения, способ регулирования тепловой нагрузки и схемы присоединения абонентских установок к тепловым сетям; выбрана закрытая система теплоснабжения, принято центральное качественное регулирование отпуска тепла по совмещенной тепловой нагрузке отопления и ГВС при использовании в качестве основной – двухступенчатой схемы присоединения отопительных установок;

— выполнен гидравлический расчет и проведена разработка гидравлического режима для отопительного периода. На основании гидравлического расчета выполнен пьезометрический график;

— произведен выбор способа прокладки тепловых сетей; принят подземный канальный способ прокладки;

— разработаны мероприятия по защите трубопроводов тепловых сетей от химической и электрохимической коррозии.

Таким образом, на основании приведенных расчетов можно сделать вывод о технической эффективности принятых в работе инженерных решений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Федеральный закон от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

2 Федеральный закон от 7 декабря 2011 г. № 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении».

3 ГОСТ 21605-82 Тепловые сети (теплотехническая часть). — М.: Стройиздат, 1982.

4 ГОСТ 30494-2011. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях [Текст]. — Введ. 2013-01-01. — Москва : Стандартинформ, 2013. — 16 с.

5 СТО 4.2–07–2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. – Введ. 09.01.2014. – Красноярск : ИПК СФУ, 2014. – 60 с.

6 СанПиН 2.1.4.2496-09. Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения. — М.: Минздрав России, 2009.

7 СП 41-101-95. Проектирование тепловых пунктов / Госстрой России. — М.: ФГУП ЦПП, 1996. — 40 с.

8 СП 41-103-2000. Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов / Госстрой России. — М.: ФГУП ЦПП, 2001. — 40 с.

9 СП 41-105-2002. Проектирование и строительство тепловых сетей бесканальной прокладки из стальных труб с индустриальной тепловой изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке / Госстрой России. — М.: ФГУП ЦПП, 2003. — 30 с.

10 СП 30.13330.2012: актуализир. ред. СНиП 2.04.01-85*. Внутренний водопровод и канализация зданий / Минрегионразвития РФ. — М.: ФАУ «ФЦС», 2012. —61 с.

11 СП 50.13330.2012: актуализир. ред. СНиП 23-02-2003. Тепловая защита зданий / Минрегионразвития РФ. — М.: ФАУ «ФЦС», 2012. — 70 с.

12 СП 60.13330.2012: актуализир. ред. СНиП 41-01-2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха / Минрегионразвития РФ. — М.: ФАУ «ФЦС», 2012. — 76 с.

13 СП 61.13330.2012: актуализир. ред. СНиП 41-03-2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов / Минрегионразвития РФ. — М.: ФАУ «ФЦС», 2012. — 76 с.

14 СП 124.13330.2012: актуализир. ред. СНиП 41-02-2003. Тепловые сети / Минрегионразвития РФ. — М.: ФАУ «ФЦС», 2012. — 74 с.

15 СП 131.13330.2012: актуализир. ред. СНиП 23-01-99*. Строительная климатология / Минрегионразвития РФ. — М.: ФАУ «ФЦС», 2012. — 96 с.

16 Бутина, О.Н. Курсовое проектирование по теплоснабжению [Текст] : учеб. пособие / О.Н. Бутина, А.Н. Хуторной. – Томск : Изд-во Том. гос. архит.-строит. ун-та, 2010. – 107 с.

17 Голубков Б.Н. Теплотехническое оборудование и теплоснабжение промышленных предприятий. — М.: Энергия, 1979.

18 Иванов В.Д. Системы теплоснабжения предприятий: учебно-методическое пособие для самостоятельной подготовки и выполнения контрольных и курсовой работ / СПбГТУРП. СПб., 2014. – 118 с.

19 Источники и системы теплоснабжения предприятий: учебное пособие по курсовому и дипломному проектированию – 2-е изд., стереот. / Е. П. Хаглеев, П. Е. Хаглеев. Красноярск: ИПК СФУ, 2015. 210 с.

20 Источники производства теплоты. Расчет системы теплоснабжения коммунально-бытовых и промышленных потребителей [Электронный ресурс] : методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления бакалавриата 140100 «Теплоэнергетика и теплотехника» (профиль «Промышленная теплоэнергетика») всех форм обучения: самост. учеб. электрон. изд. / Сыкт. лесн. ин-т ; сост.: Т. Л. Леканова, С. К. Бушуев. — Электрон. дан. — Сыктывкар : СЛИ, 2014. — Режим доступа: http://lib.sfi.komi.com. — Загл. с экрана.

21 Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети : учебник для вузов. — 6-е и 7-е изд. — М.: МЭИ, 1999, 2001. — 472 с.

22 Теплоснабжение района города : учеб. пособие / А. К.Тихомиров. – Хабаровск : Изд-во Тихоокеан. гос. ун-та, 2006. – 135 с.