

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»

УДК 620.9:662.92; 658.264

Гос. рег. № 01201174544

Инв.№

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по научной работе ИГЭУ
Тютиков В.В.

_____ 2011 г.

ОТЧЁТ О НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ

по теме: «Создание энергосберегающих систем транспортировки, распределения и потребления тепловой энергии в сетях централизованного теплоснабжения за счет разработки научно-технических основ и способов регулирования отпуска тепла»
государственный контракт № 16.516.11.6089 от 8 июля 2011 г.

Шифр «2011-1.6-516-037-030»

Этап 2. Исследования тепловых и гидравлических характеристик термогидравлического распределителя, насосного узла смешения с ЧРП и устройства устранения «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном
(промежуточный)

Начальник НИСа

_____ Таланов С.Б.
подпись, дата

Руководитель темы

_____ Созинов В.П.
подпись, дата

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель темы, д.т.н., профессор

_____ В.П. Созинов
подпись, дата

Исполнители темы:

Ответственный исполнитель,
ведущий научн. сотр., к.т.н., доцент

_____ А.А. Генварев
подпись, дата

К.т.н., доцент

_____ В.В. Сенников
подпись, дата

К.т.н., профессор

_____ В.Д.Таланов
подпись, дата

Инженер

_____ А.Е. Костров
подпись, дата

Инженер

_____ М.Г. Козлов
подпись, дата

Инженер

_____ Н.Н. Пронин
подпись, дата

Инженер

_____ В.В. Смирнов
подпись, дата

Инженер

_____ К.Б. Афонский
подпись, дата

Инженер

_____ В.М. Пушков
подпись, дата

Инженер

_____ А.М. Смирнов
подпись, дата

Инженер

_____ Н.Г. Астафьев
подпись, дата

Инженер

_____ Д.А. Голяков
подпись, дата

Студент

_____ Д.Р. Залаев
подпись, дата

СИСТЕМА ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ТЕПЛОВОЙ ПУНКТА, ТЕРМОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬ, НАСОСНЫЙ УЗЕЛ СМЕШЕНИЯ, ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМЫЙ ПРИВОД

Цель работы на данном этапе:

исследование тепловых и гидравлических характеристик термогидравлического распределителя, насосного узла смешения с ЧРП и устройства устранения «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном.

Объекты исследования: технические энергосберегающие устройства - термогидравлический распределитель, насосный узел смешения с частотно-регулируемым приводом (ЧРП) и устройство для предотвращения «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном.

В промежуточном отчёте:

- выполнены теоретические исследования физических процессов, на основе которых предложены новые технические средства в области транспортировки, распределения и потребления тепловой энергии;
- разработаны математические модели регулирования тепловой сети централизованного теплоснабжения с потребителями, подключёнными с помощью термогидравлического распределителя, насосного узла смешения с ЧРП и устройства устранения «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном;
- разработаны методические решения для реализации теоретических исследований; проведено моделирование объектов исследований, в том числе моделирование функционирования моделей термогидравлического распределителя, насосного узла смешения с ЧРП и устройства по устранению «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном, обеспечивающих процессы энергосбережения в теплоснабжении;
- разработаны программы и методики проведения исследовательских испытаний;
- изготовлены экспериментальные образцы термогидравлического распределителя, насосного узла смешения с ЧРП и устройства устранения «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Исследование природы объектов НИР, в том числе:.....	10
- теоретические исследования физических процессов, на основе которых разрабатываются новые технические средства в области транспортировки, распределения и потребления тепловой энергии.....	10
1.1 Физическое и математическое моделирование работы тепловых сетей централизованного теплоснабжения с установленными на ИТП пластинчатыми теплообменниками горячего водоснабжения	10
1.2 Теоретическое исследование физических процессов, происходящих при совместной работе новых технических средств: термогидравлического распределителя, насосного узла смешения, устройства устранения «перетопа», с потребителями тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение	27
2 Разработка математической модели регулирования тепловой сети централизованного теплоснабжения с потребителями, подключёнными с помощью термогидравлического распределителя, насосного узла смешения с ЧРП и устройства устранения «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном	47
2.1 Расчётные тепловые нагрузки	47
2.2 Температурные графики	51
2.3 Параметры работы подогревателей горячего водоснабжения при изменении расхода подогреваемой воды (вторичного теплоносителя).....	56
2.4 Расходы сетевой воды	60
2.5 Расчёт тепловых и гидравлических потерь трубопроводов	62
2.5.1 Надземная прокладка тепловых сетей.....	62
2.5.2 Канальная прокладка тепловых сетей	64
2.5.3 Бесканальная прокладка тепловых сетей	67
2.6 Математические модели термогидравлического распределителя, насосного узла смешения с ЧРП и устройства устранения «перетопа»	71
3 Разработка методических решений для реализации теоретических исследований, в том числе:.....	87
- разработка моделей термогидравлического распределителя, насосного узла смешения с ЧРП и устройства по устранению «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном, обеспечивающих процессы энергосбережения в теплоснабжении	87

3.1 Реконструкция тепловой схемы ИТП «Гараж» ИГЭУ путем установки термогидравлического распределителя вертикального типа.....	87
3.2 Разработка экспериментального образца насосного узла смешения с ЧРП и устройства по устранению «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном	93
4 Моделирование объектов исследований, в том числе:	118
- моделирование функционирования моделей термогидравлического распределителя, насосного узла смешения с ЧРП и устройства по устранению «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном, обеспечивающих процессы энергосбережения в теплоснабжении	118
5 Разработка плана и программы экспериментальных исследований	135
5.1 Программа и методики исследовательских испытаний экспериментального образца термогидравлического распределителя (16.516.11.6089 ПМ)	135
5.2 Программа и методики исследовательских испытаний экспериментального образца насосного узла смешения с ЧРП и устройства устранения «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном (16.516.11.6089 ПМ01).....	148
6 Разработка способов регулирования теплогидравлических режимов тепловых сетей с подключением потребителей с помощью теплогидравлического распределителя.....	162
6.1 Расчётные параметры тепловой сети ИГЭУ	162
6.2 Термогидравлический распределитель, установленный у потребителя «Гараж» ...	166
6.3 Наладочный и поверочный термогидравлические расчёты	166
6.4 Регулирование источника тепла при работе на тепловую сеть с потребителями, подключёнными с помощью теплогидравлического распределителя	167
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	171
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	175
ПРИЛОЖЕНИЕ А Методика регулирования теплогидравлических режимов тепловых сетей с подключением потребителей с помощью термогидравлического распределителя	176
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Методика расчета пластинчатых теплообменников	177
ПРИЛОЖЕНИЕ В Текст программы на Maple расчёта совместной работы термогидравлического распределителя, насосного узла смешения и потребителя тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.....	188
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Текст программы на Maple совместной работы термогидравлического распределителя, насосного узла смешения, устройства по	

устранению «перетопа» и потребителя тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.....	194
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Программа расчёта потерь давления и температуры тепловой сети при надземной прокладке	201
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Программа расчёта потерь давления и температуры тепловой сети при канальной прокладке.....	203
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж Программа расчёта потерь давления и температуры тепловой сети при бесканальной прокладке	207
ПРИЛОЖЕНИЕ З Теплогидравлический расчет тепловых сетей ИГЭУ с максимальным ГВС	211
ПРИЛОЖЕНИЕ И Теплогидравлический расчет тепловых сетей ИГЭУ на зимний режим.....	223

ВВЕДЕНИЕ

Применяемые в настоящее время открытые и закрытые системы централизованного теплоснабжения, к которым присоединены потребители с нагрузками отопления, вентиляции и горячего водоснабжения, ввиду изменяемой нагрузки горячего водоснабжения, имеют переменный расход сетевой воды, что негативно сказывается на работе теплообменного оборудования источников теплоснабжения и ухудшает теплогидравлический режим тепловых сетей.

Недостатком существующих систем теплоснабжения является применение водоструйных насосов – элеваторов, которые обеспечивают смешение потоков прямой и обратной сетевой воды для снижения температуры воды, подаваемой к нагревательным приборам, менее 95°C. Элеватор является устройством, простым в эксплуатации, без движущихся деталей, но с крайне низким к.п.д. Так для 5-ти этажного жилого здания (потеря давления в системе отопления которого составляет в среднем до 1 м.вод.ст.) необходим располагаемый напор – 15 м.вод.ст. Для старых зданий или для зданий система отопления которых загрязнена, перепад давления в системе отопления увеличивается до 2-3 м.вод.ст., следовательно, увеличивается и требуемый располагаемый перепад на сопле элеватора. Кроме того, элеватор практически не может создать напор более 3 метров водяного столба. По этой причине, потребители с системами отопления, эксплуатируемыми более 5 лет при отсутствии водоподготовки подпиточной воды, а также здания этажностью 9 и более и имеющие падение напора выше 3 метров водяного столба, вынуждены уменьшать коэффициент смешения элеватора или совсем прекращать подмес обратной сетевой воды. Это приводит в итоге к значительной разбалансировке теплогидравлического режима, «перетопу» для близко расположенных к источнику потребителей и к «недотопу» удаленных потребителей, а также к значительному перерасходу топлива на источнике теплоснабжения.

Элеватор требует необходимого располагаемого напора на входе в зависимости от величины потерь напора в подключенной системе отопления. Так, если потеря напора составляет 1 м.в.ст., то перед элеватором должен быть обеспечен располагаемый напор не менее 14 м.в.ст., если потеря напора 2 м.в.ст., то располагаемый напор должен быть не менее 28 м.в.ст. и т.д.

Так как располагаемый напор создается сетевыми насосами на источнике теплоснабжения, то, если в конце тепловой магистрали находится потребитель с потерей напора в отопительной системе 3 м.в.ст., завышение создаваемого напора на источнике составляет $42-3=39$ м.в.ст. Завышение напора сетевых насосов приводит к значительному

перерасходу электрической энергии на привод сетевых насосов. Сократить расточительное расходование электрической энергии позволяет применение вместо элеваторов малогабаритных высокоэкономичных регулируемых насосов мощностью 50-200 Вт в зависимости от величины подключенной тепловой нагрузки. Для поддержания постоянным коэффициента смешения необходимо применение частотного регулирования числа оборотов рабочего колеса насоса.

Подключение потребителей можно осуществлять и по независимой схеме при помощи теплообменников, но это требует значительных затрат – теплообменники стоят дорого, загрязняются, требуют установки фильтров и проведения периодической чистки поверхности теплообмена (механической или химической). Располагаемый перепад на входе в теплообменник должен быть не менее 5-6 м вод. ст.

В двухтрубных тепловых сетях с нагрузками отопления и горячего водоснабжения в весенне-осенние периоды происходит «перетоп», то есть подача на отопление количества тепла значительно большего, чем необходимо при данной температуре наружного воздуха, так как требуется обеспечить подачу горячей воды с температурой 60-70 °С, что приводит к существенному перерасходу топлива и ухудшению гигиенических условий в отапливаемых зданиях.

Для устранения «перетопа» возможно применение на абонентских вводах схем с перемычкой и рециркуляционным насосом с применением частотного регулирования насоса и регулируемого клапана на перемычке.

Поддержание стабильности расхода сетевой воды в тепловой сети позволяет осуществить термогидравлический распределитель, который обеспечивает гидравлическую независимость первичного контура от вторичных. Для применения ТГР в системах централизованного теплоснабжения необходима разработка методов наладочного и поверочного расчетов, позволяющих обеспечить заданные параметры у всех подключенных потребителей с учетом геодезических отметок и температурного графика.

В настоящее время устройства с термогидравлическим распределителем применяются за рубежом в децентрализованных системах теплоснабжения для теплогидравлического разделения контуров источника и потребителей, имеющих переменную тепловую нагрузку.

Насосные узлы смешения, применяемые в настоящее время, обеспечивают постоянство коэффициента смешения с помощью регулируемых дроссельных устройств.

Устройство для предотвращения «перетопа» в тепловых сетях централизованного теплоснабжения не применяется.

Данный этап работы посвящен проведению теоретических исследований физических процессов, на основе которых предлагаются новые технические средства в области транспортировки, распределения и потребления тепловой энергии и разработке математической модели регулирования тепловой сети централизованного теплоснабжения с потребителями, подключёнными с помощью термогидравлического распределителя, насосного узла смешения с ЧРП и устройства устранения «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном.

Для проведения исследовательских испытаний изготовлены объекты исследования:

- экспериментальный стенд с теплогидравлическим распределителем в ИТП «Гараж» ИГЭУ;
- экспериментальный стенд с насосным узлом смешения с ЧРП и устройством устранения «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном.

1 Исследование природы объектов НИР, в том числе:

- теоретические исследования физических процессов, на основе которых разрабатываются новые технические средства в области транспортировки, распределения и потребления тепловой энергии

1.1 Физическое и математическое моделирование работы тепловых сетей централизованного теплоснабжения с установленными на ИТП пластинчатыми теплообменниками горячего водоснабжения

В 90-х годах для улучшения работы тепловых сетей микрорайона, снабжающегося тепловой энергией от котельной ИГЭУ, была проведена реконструкция тепловых сетей с переходом от открытой на закрытую схему теплоснабжения. В ИТП жилых и общественных зданий были установлены в схемах ГВС теплообменники горячего водоснабжения производства ОАО «ALFA-LAVAL ПОТОК» г. Королев Московской области.

Согласно [1] схема присоединения подогревателей горячего водоснабжения в закрытых схемах выбирается в зависимости от соотношения максимального потока теплоты на горячее водоснабжение Q_{hmax} и максимального потока теплоты на отопление $Q_{o max}$;

$$0,2 \geq \frac{Q_{h max}}{Q_{o max}} \geq 1 - \text{одноступенчатая схема};$$

$$0,2 < \frac{Q_{h max}}{Q_{o max}} < 1 - \text{двухступенчатая схема.}$$

При этом для схем, указанных выше, предусматривается автоматическое ограничение максимального расхода воды из тепловой сети на ввод и регулирование расхода теплоты на отопление. Для схем с зависимым присоединением системы отопления при отсутствии регулятора расхода теплоты на отопление должна быть применена как одноступенчатая, так и двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения. Для этой схемы обязательно использование регуляторов перепада давлений.

Для ИТП «Гараж» ИГЭУ соотношение максимального потока теплоты на горячее водоснабжение Q_{hmax} и максимального потока теплоты на отопление Q_{omax} равно:

$$\frac{Q_{hmax}}{Q_{omax}} = \frac{0,137}{0,1675} = 0,81$$

Таким образом, использование одноступенчатой схемы присоединения теплообменников ГВС в ИТП «Гараж» ИГЭУ неоправданно, кроме того нарушение требований [1] не был установлен регулятор перепада давления. Отсутствие этого регулятора в тепловой схеме ИТП приводило к тому, что резко переменная нагрузка на ГВС оказывала влияние на нагрузку отопления потребителей, подключенных к ИТП по зависимой, непосредственной схеме по температурному графику 95/70°C.

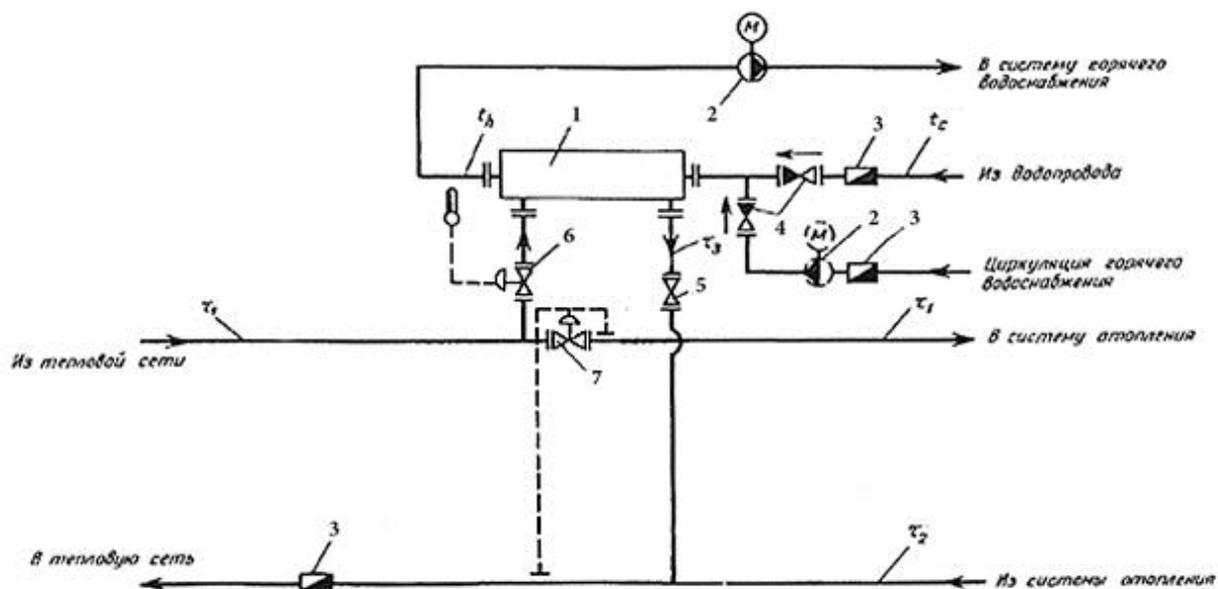


Рисунок 1.1 - Одноступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения с зависимым присоединением систем отопления при отсутствии регуляторов расхода теплоты на отопление в ЦТП и ИТП

1 — водоподогреватель горячего водоснабжения, 2 — повысительно-циркуляционный насос горячего водоснабжения (пунктиром — циркуляционный насос), 3 — водомер, 4 — обратный клапан, 5 — задвижка, 6 — регулятор подачи теплоты на горячее водоснабжение (прямого действия), 7 — регулятор перепада давлений (прямого действия) — отсутствует в ИТП «Гараж» ИГЭУ.

Физическое моделирование работы пластинчатых теплообменников ГВС в составе ИТП «Гараж» с использованием переносных приборов энергоаудита (ультразвукового расходомера «PORTAFLOW-300», ультразвукового толщиномера «DAKOTA-DX1») показало, что переменная в течение суток тепловая нагрузка на ГВС оказывает влияние на расход теплоносителя системы отопления.

Исключить взаимное влияние режимов работы системы ГВС на систему отопления абонентов, подключённых к ИТП «Гараж», возможно с помощью разработанных новых технических средств.

Ниже приведён анализ работы установленных на ИТП «Гараж» пластинчатых теплообменников. Исходная максимальная тепловая нагрузка на отопление составляет 0,1675 Гкал/ч, на ГВС – 0,137 Гкал/ч. На ИТП установлены пластинчатые теплообменники ГВС. Отопление выполнено по зависимой непосредственной схеме.

В ИТП «Гараж» ИГЭУ установлен разборный пластинчатый теплообменник типа M10-BFG с гофрированными пластинами с глубиной штамповки 2,5 мм (тип В – мелкая штамповка). Тип пластин теплообменника - тип Н с углом наклона гофр 60° (2 пластины данного типа образуют так называемый «Н-канал»). Общее количество пластин теплообменника равно 66, поверхность нагрева равна 15,84 м², уплотнение прокладки – NBRP. Максимальная рабочая температура 110°С, рабочее давление 13,7 бар.

Пластинчатые теплообменники фирмы «ALFA-LAVAL», установленные в ИТП, относятся к новому поколению теплообменников. Они имеют ряд конструктивных особенностей, которые снижают эксплуатационные расходы и обеспечивают тепловую производительность, недостижимую при использовании кожухотрубных теплообменников при одинаковых габаритных размерах. Также к основным достоинствам пластинчатых теплообменников относятся:

- высокое значение коэффициента теплопередачи от греющего теплоносителя к нагреваемому;
- небольшие габариты, облегчающие возможность монтажа и эксплуатации в стесненных условиях индивидуальных (ИТП) и центральных тепловых пунктов (ЦТП);
- возможность увеличения или уменьшения тепловой производительности разборного пластинчатого теплообменника путем изменения количества рабочих пластин;
- низкие эксплуатационные расходы (легкость в обслуживании, чистке каналов, возможность быстрой замены дефектных пластин и т.п.).

К недостаткам пластинчатых теплообменников можно отнести их относительно высокую стоимость и необходимость чистки каналов при повышении гидравлического сопротивления выше располагаемых значений. Впрочем, последнее легко устраняется при

грамотной эксплуатации (пластинчатые теплообменники обязательно монтируются с сетчатыми фильтрами на входе греющего и нагреваемого теплоносителей).

Расчет пластинчатых теплообменных аппаратов достаточно сложен и требует больших временных затрат. При этом решаются две основные задачи:

- при заданных внешних параметрах процесса теплообмена необходимо подобрать аппарат минимальной поверхности теплообмена или минимальной стоимости, удовлетворяющий всем заданным ограничениям (это так называемый тепловой конструктивный расчет теплообменника);
- при установленном теплообменном аппарате необходимо выяснить, как удовлетворяются значения внешних параметров и ограничений (тепловой поверочный расчет теплообменника).

Расчет пластинчатых теплообменников выполняется с использованием специально разработанного фирмой «ALFA-LAVAL» программного комплекса CAS. Авторами разработана методика проектирования пластинчатых теплообменников с помощью программы CAS-200 с использованием нормативно-технической документации, разрешённой к применению в Российской Федерации [2; 3].

На 1 этапе исследования была проанализирована правильность выбора пластинчатого теплообменника на максимальную нагрузку на ГВС (0,137 Гкал/ч).

Таблица 1.1 - Исходные данные для расчёта

Вид тепловой нагрузки	ГВС	
Тепловая мощность	0,137	Гкал/ч
Тип теплообменника	разборный	
Схема выполнения	параллельная	
Греющий контур		
Температура на входе (излом)	70	°С
Температура на выходе (излом)	30	°С
Допустимые потери напора	50	кПа
Нагреваемый контур		
Температура на входе	5	°С
Температура на выходе	60	°С
Допустимые потери напора	50	кПа
Рабочая температура	110	°С
Рабочее давление (макс.)	13,7	бар

На рисунке 1.2 приведены результаты теплового поверочного расчёта пластинчатого теплообменника, установленного в ИТП «Гараж». Результаты расчета показывают, что установленный в ИТП теплообменник выбран с очень большим запасом по поверхности нагрева (коэффициент М равен 85%; рекомендуется выбирать

теплообменники с $M = 0 - 10\%$) и работает неэффективно (коэффициент теплопередачи равен $544,2 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \text{ ч К})$ по сравнению с коэффициентом теплопередачи $2675 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \text{ ч К})$ для выбранного теплообменника согласно методике [2] – смотри рисунок 1.3).

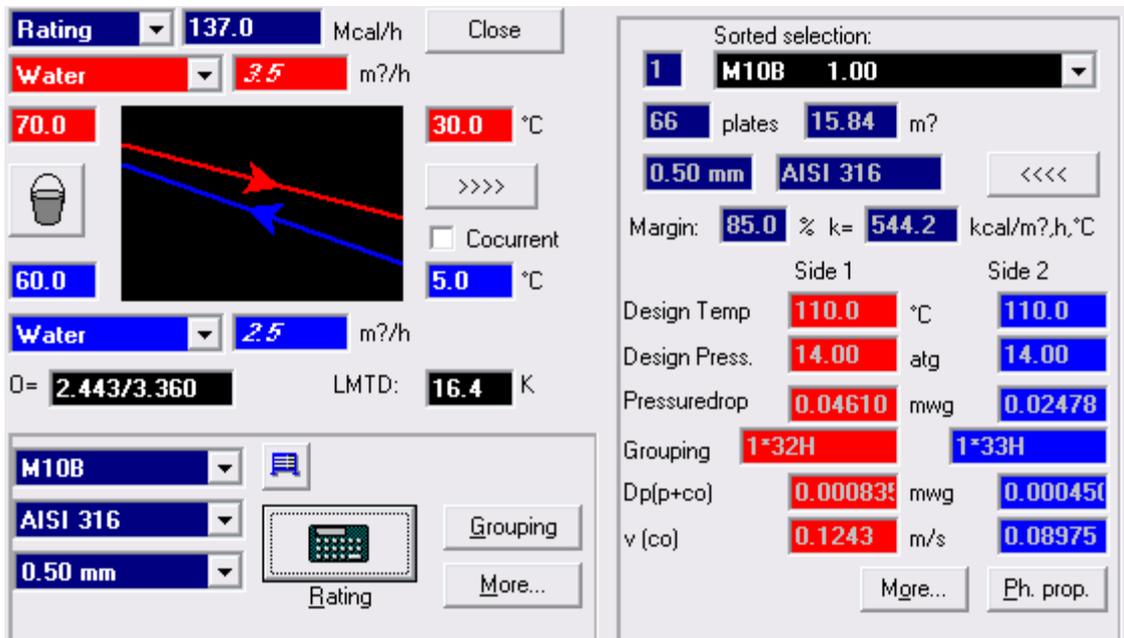


Рисунок 1.2 - Результаты теплового поверочного расчета пластинчатого теплообменника, установленного в ИТП «Гараж»

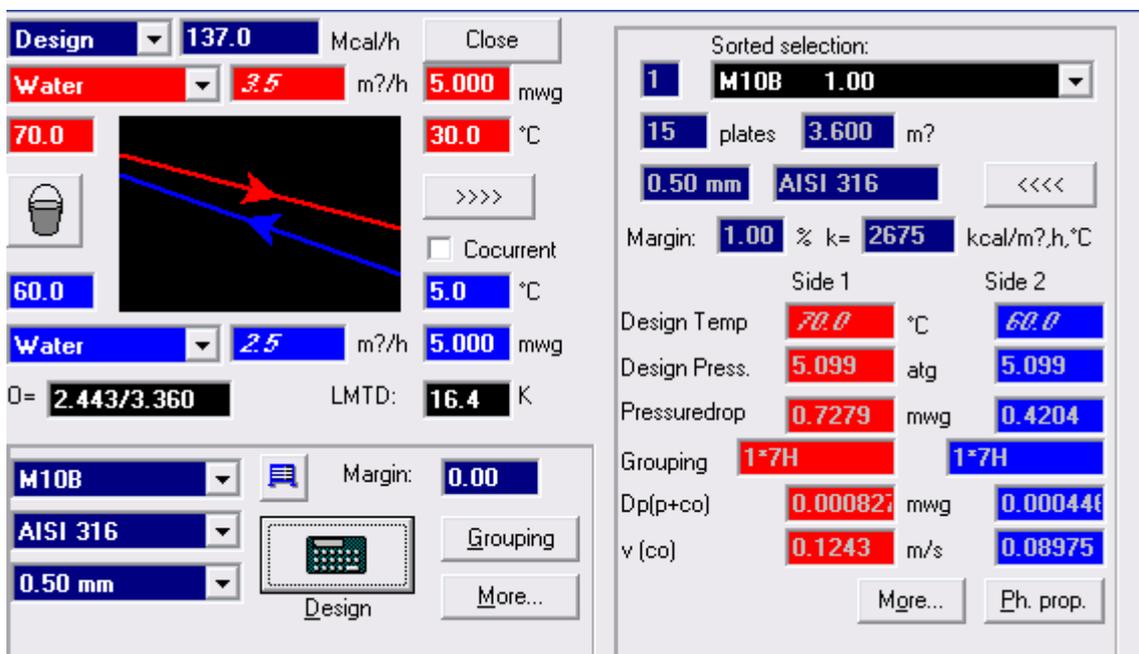


Рисунок 1.3 - Результаты теплового конструктивного расчета пластинчатого теплообменника по методике [2] на максимальную нагрузку ГВС 0,137 Гкал/ч

На втором этапе исследования были проанализированы режимы работы установленного на ИТП пластинчатого теплообменника: требовалось определить зависимости температуры воды после подогревателя ГВС и расхода сетевой воды для него от температуры наружного воздуха при условии поддержания постоянной температуры воды на ГВС путем изменения расхода сетевой воды автоматическим регулятором температуры прямого действия. Зависимости определены для максимального, среднего (коэффициент часовой неравномерности нагрузки горячего водоснабжения принят $\chi_z = 2,4$) и минимального расхода тепла на горячее водоснабжение ($Q_{г\text{ мин}} = 0,1 Q_{г\text{ макс}}$).

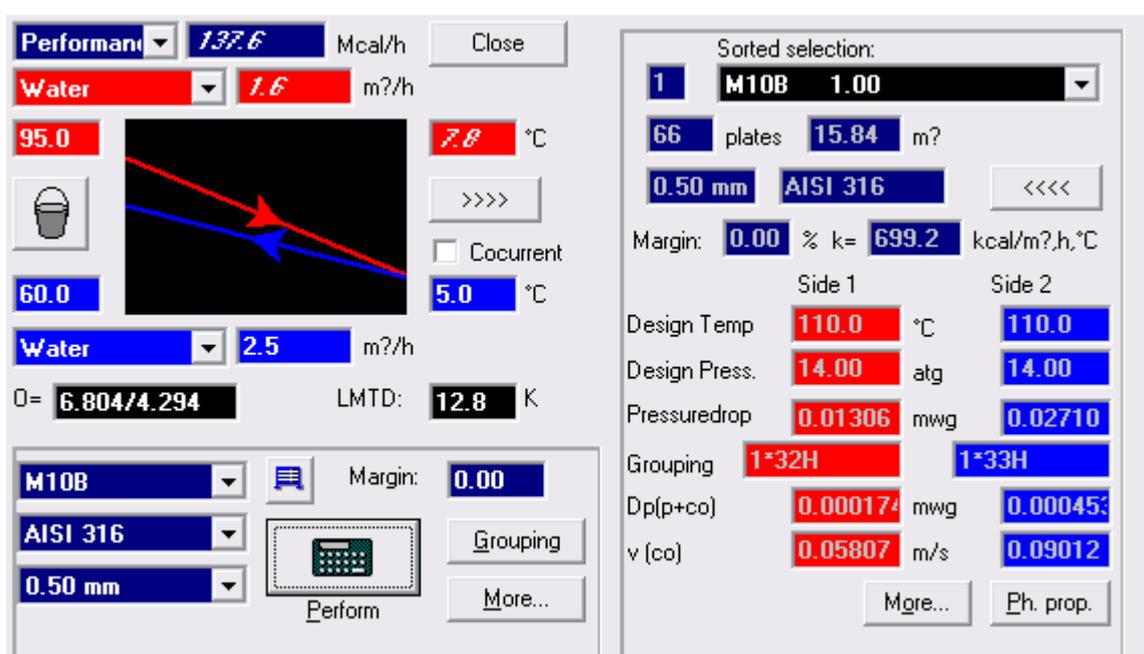


Рисунок 1.4 - Результаты теплового поверочного расчета пластинчатого теплообменника, установленного в ИТП «Гараж» (максимальная нагрузка 0,137 Гкал/ч; температура воды на ГВС поддерживается регулятором расхода)

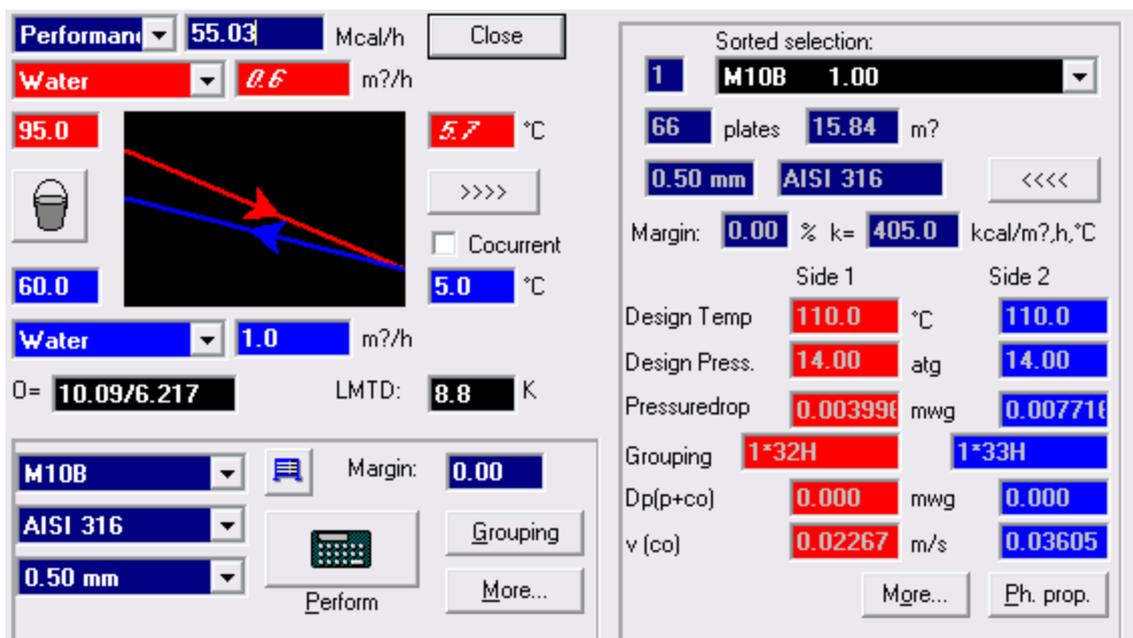


Рисунок 1.5 - Результаты теплового поверочного расчета пластинчатого теплообменника, установленного в ИТП «Гараж» (средняя нагрузка 0,055 Гкал/ч; температура воды на ГВС поддерживается регулятором расхода)

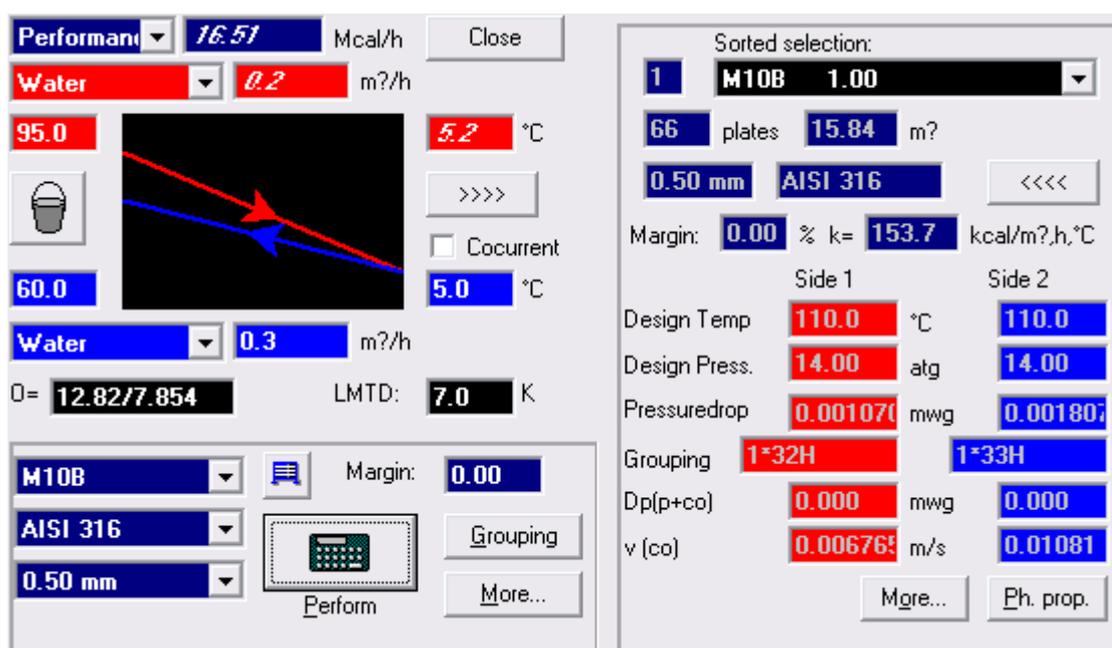


Рисунок 1.6 - Результаты теплового поверочного расчета пластинчатого теплообменника, установленного в ИТП «Гараж» (минимальная нагрузка 0,0137 Гкал/ч; температура воды на ГВС поддерживается регулятором расхода)

Результаты тепловых поверочных расчетов пластинчатого теплообменника, установленного в ИТП, на максимальную, среднюю и минимальную нагрузку по горячему водоснабжению при условии поддержания постоянной и равной 60 °С температуры воды при расчетном режиме ($t_n = -30$ °С) приведены на рисунках 1.4, 1.5 и 1.6.

В таблицах 1.2 - 1.4 приведены результаты расчетов объемных V_1 и массовых расходов G_1 , температуры сетевой воды после подогревателя ГВС $t_{2г}$ и коэффициента теплопередачи K пластинчатого теплообменника, установленного в ИТП, на максимальную, среднюю и минимальную расчетную нагрузку в зависимости от температуры наружного воздуха.

Таблица 1.2 - Расчет объемных и массовых расходов, температуры сетевой воды после подогревателя ГВС и коэффициента теплопередачи K пластинчатого теплообменника на максимальную расчетную нагрузку в зависимости от температуры наружного воздуха

$T_n, ^\circ\text{C}$	$T_1, ^\circ\text{C}$	$T_2, ^\circ\text{C}$	$T_{2гвс}, ^\circ\text{C}$	$V_1, \text{м}^3/\text{ч}$	$G_1, \text{кг}/\text{ч}$	$k, \text{Вт}/\text{м}^2\text{К}$
8	70,0	58,6	15,6	2,6	2533	875,5
7	70,0	58,4	15,6	2,6	2533	875,5
6	70,0	58,2	15,6	2,6	2533	875,5
5	70,0	58,0	15,6	2,6	2533	875,5
4	70,0	57,8	15,6	2,6	2533	875,5
3	70,0	57,6	15,6	2,6	2533	875,5
2	70,0	57,4	15,6	2,6	2533	875,5
1	70,0	57,1	15,6	2,6	2533	875,5
0	70,0	56,9	15,6	2,6	2533	875,5
-1	70,0	56,7	15,6	2,6	2533	875,5
-2	70,0	56,5	15,6	2,6	2533	875,5
-3	70,0	56,3	15,6	2,6	2533	875,5
-4	70,0	56,1	15,6	2,6	2533	875,5
-5	70,0	55,9	15,6	2,6	2533	875,5
-6	70,0	55,7	15,6	2,6	2533	875,5
-7	70,0	55,5	15,6	2,6	2533	875,5
-8	70,0	55,2	15,6	2,6	2533	875,5
-9	70,0	55,0	15,6	2,6	2533	875,5
-10	70,0	54,8	15,6	2,6	2533	875,5
-11	70,0	54,6	15,6	2,6	2533	875,5
-12	70,1	54,5	15,6	2,6	2526	874,1
-13	71,5	55,4	14,7	2,5	2443	855,9
-14	73,0	56,3	13,8	2,4	2327	838,4
-15	74,4	57,2	13,1	2,3	2246	824,7
-16	75,8	58,1	12,5	2,3	2175	812,2
-17	77,2	59,0	11,9	2,2	2109	800,4
-18	78,6	59,9	11,4	2,1	2050	789,5
-19	80,0	60,7	10,9	2,1	1995	779,2
-20	81,4	61,6	10,5	2	1944	769,4
-21	82,8	62,5	10,2	2	1896	760,2
-22	84,2	63,3	9,8	1,9	1852	751,5
-23	85,5	64,2	9,5	1,9	1813	743,7
-24	86,9	65,0	9,2	1,8	1773	735,9
-25	88,3	65,9	9,0	1,8	1735	729,4
-26	89,6	66,7	8,7	1,8	1702	723,7
-27	91,0	67,5	8,5	1,7	1668	717,7
-28	92,3	68,4	8,3	1,7	1638	712,4
-29	93,7	69,2	8,1	1,7	1607	707,1
-30	95,0	70,0	7,9	1,7	1580	702,4

Таблица 1.3 - Расчет объемных и массовых расходов, температуры сетевой воды после подогревателя ГВС и коэффициента теплопередачи К пластинчатого теплообменника на среднюю расчетную нагрузку в зависимости от температуры наружного воздуха

$T_n, ^\circ\text{C}$	$T_1, ^\circ\text{C}$	$T_2, ^\circ\text{C}$	$T_{2\text{гвс}}, ^\circ\text{C}$	$V1, \text{м}^3/\text{ч}$	$G1, \text{кг}/\text{ч}$	$k, \text{Вт}/\text{м}^2\text{К}$
8	70,0	58,6	10,2	0,9	921,1	489,0
7	70,0	58,4	10,2	0,9	921,1	489,0
6	70,0	58,2	10,2	0,9	921,1	489,0
5	70,0	58,0	10,2	0,9	921,1	489,0
4	70,0	57,8	10,2	0,9	921,1	489,0
3	70,0	57,6	10,2	0,9	921,1	489,0
2	70,0	57,4	10,2	0,9	921,1	489,0
1	70,0	57,1	10,2	0,9	921,1	489,0
0	70,0	56,9	10,2	0,9	921,1	489,0
-1	70,0	56,7	10,2	0,9	921,1	489,0
-2	70,0	56,5	10,2	0,9	921,1	489,0
-3	70,0	56,3	10,2	0,9	921,1	489,0
-4	70,0	56,1	10,2	0,9	921,1	489,0
-5	70,0	55,9	10,2	0,9	921,1	489,0
-6	70,0	55,7	10,2	0,9	921,1	489,0
-7	70,0	55,5	10,2	0,9	921,1	489,0
-8	70,0	55,2	10,2	0,9	921,1	489,0
-9	70,0	55,0	10,2	0,9	921,1	489,0
-10	70,0	54,8	10,2	0,9	921,1	489,0
-11	70,0	54,6	10,2	0,9	921,1	489,0
-12	70,1	54,5	10,1	0,9	918,8	488,5
-13	71,5	55,4	9,5	0,9	888,1	482,2
-14	73,0	56,3	8,9	0,9	859,0	476,0
-15	74,4	57,2	8,4	0,9	834,7	470,7
-16	75,8	58,1	8,0	0,8	812,4	465,8
-17	77,2	59,0	7,7	0,8	792,2	460,3
-18	78,6	59,9	7,4	0,8	773,4	454,7
-19	80,0	60,7	7,1	0,8	755,9	449,5
-20	81,4	61,6	6,9	0,8	739,5	444,5
-21	82,8	62,5	6,7	0,7	724,0	439,9
-22	84,2	63,3	6,5	0,7	709,3	435,4
-23	85,5	64,2	6,4	0,7	696,4	431,4
-24	86,9	65,0	6,3	0,7	683,1	427,3
-25	88,3	65,9	6,1	0,7	670,4	423,4
-26	89,6	66,7	6,0	0,7	659,1	419,9
-27	91,0	67,5	6,0	0,7	647,5	415,3
-28	92,3	68,4	5,9	0,7	637,2	410,8
-29	93,7	69,2	5,8	0,7	626,5	406,1
-30	95,0	70,0	5,8	0,6	617,0	401,8

Таблица 1.4 - Расчет объемных и массовых расходов, температуры сетевой воды после подогревателя ГВС и коэффициента теплопередачи K пластинчатого теплообменника на минимальную расчетную нагрузку в зависимости от температуры наружного воздуха

$T_n, ^\circ\text{C}$	$T_1, ^\circ\text{C}$	$T_2, ^\circ\text{C}$	$T_{2\text{ГВС}}, ^\circ\text{C}$	$V1, \text{м}^3/\text{ч}$	$G1, \text{кг}/\text{ч}$	$k, \text{Вт}/\text{м}^2\text{К}$
8	70,0	58,6	7,7	0,3	265,2	193,2
7	70,0	58,4	7,7	0,3	265,2	193,2
6	70,0	58,2	7,7	0,3	265,2	193,2
5	70,0	58,0	7,7	0,3	265,2	193,2
4	70,0	57,8	7,7	0,3	265,2	193,2
3	70,0	57,6	7,7	0,3	265,2	193,2
2	70,0	57,4	7,7	0,3	265,2	193,2
1	70,0	57,1	7,7	0,3	265,2	193,2
0	70,0	56,9	7,7	0,3	265,2	193,2
-1	70,0	56,7	7,7	0,3	265,2	193,2
-2	70,0	56,5	7,7	0,3	265,2	193,2
-3	70,0	56,3	7,7	0,3	265,2	193,2
-4	70,0	56,1	7,7	0,3	265,2	193,2
-5	70,0	55,9	7,7	0,3	265,2	193,2
-6	70,0	55,7	7,7	0,3	265,2	193,2
-7	70,0	55,5	7,7	0,3	265,2	193,2
-8	70,0	55,2	7,7	0,3	265,2	193,2
-9	70,0	55,0	7,7	0,3	265,2	193,2
-10	70,0	54,8	7,7	0,3	265,2	193,2
-11	70,0	54,6	7,7	0,3	265,2	193,2
-12	70,1	54,5	7,7	0,3	264,7	192,8
-13	71,5	55,4	7,3	0,3	257,4	188,2
-14	73,0	56,3	7,0	0,3	250,3	183,7
-15	74,4	57,2	6,7	0,3	244,2	179,9
-16	75,8	58,1	6,5	0,2	238,5	176,5
-17	77,2	59,0	6,3	0,2	233,2	173,4
-18	78,6	59,9	6,2	0,2	228,2	170,4
-19	80,0	60,7	6,0	0,2	223,4	167,6
-20	81,4	61,6	5,9	0,2	218,9	165,8
-21	82,8	62,5	5,8	0,2	214,6	164,3
-22	84,2	63,3	5,7	0,2	210,5	162,9
-23	85,5	64,2	5,6	0,2	206,8	161,7
-24	86,9	65,0	5,5	0,2	203,0	160,4
-25	88,3	65,9	5,5	0,2	199,4	159,2
-26	89,6	66,7	5,4	0,2	196,2	158,1
-27	91,0	67,5	5,4	0,2	192,9	157,0
-28	92,3	68,4	5,3	0,2	189,9	155,9
-29	93,7	69,2	5,3	0,2	186,8	154,9
-30	95,0	70,0	5,2	0,2	184,0	154,0

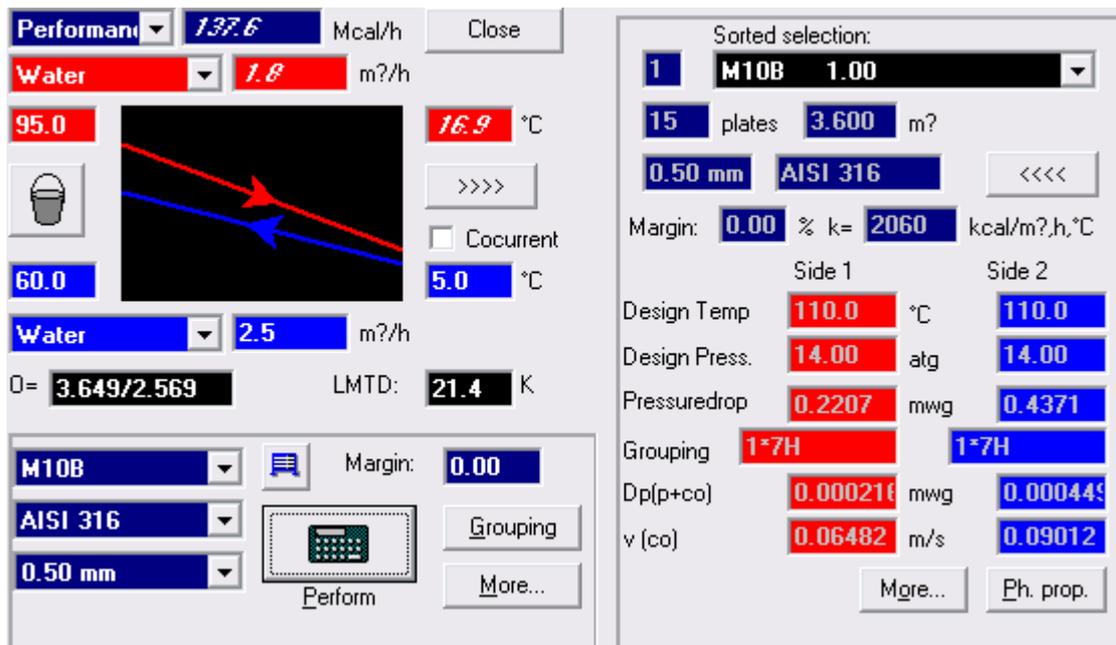


Рисунок 1.7 - Результат теплового поверочного расчета пластинчатого теплообменника по методике [2] на максимальную нагрузку ГВС 0,137 Гкал/ч; температура воды на ГВС поддерживается регулятором расхода

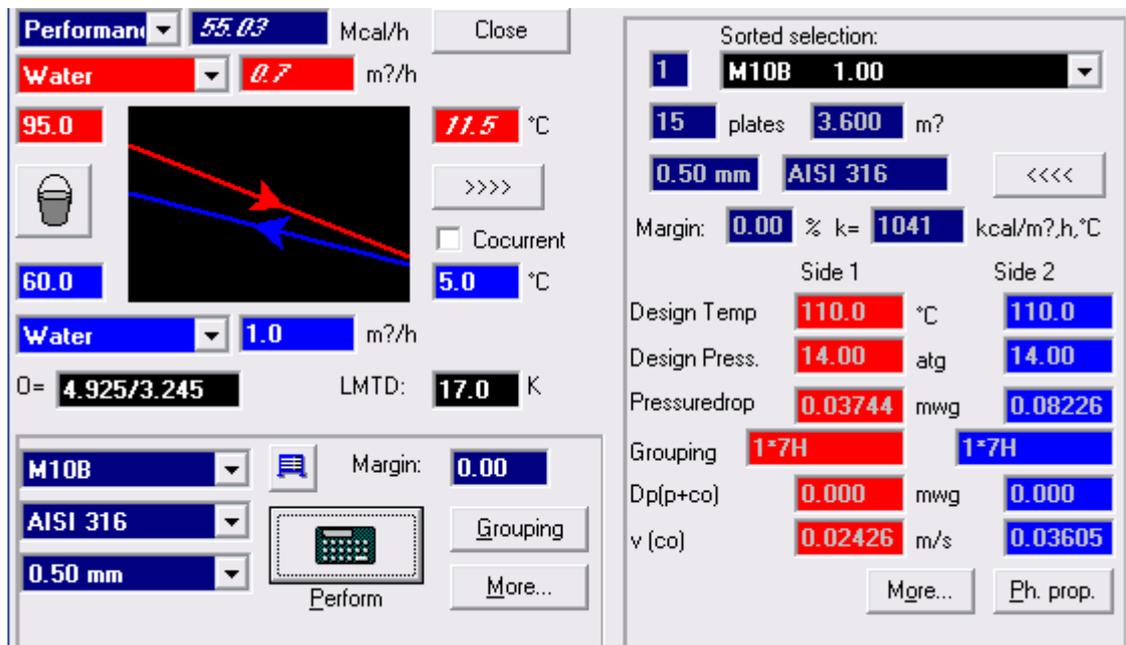


Рисунок 1.8 - Результат теплового поверочного расчета пластинчатого теплообменника по методике [2] на среднюю нагрузку ГВС 0,055 Гкал/ч; температура воды на ГВС поддерживается регулятором расхода

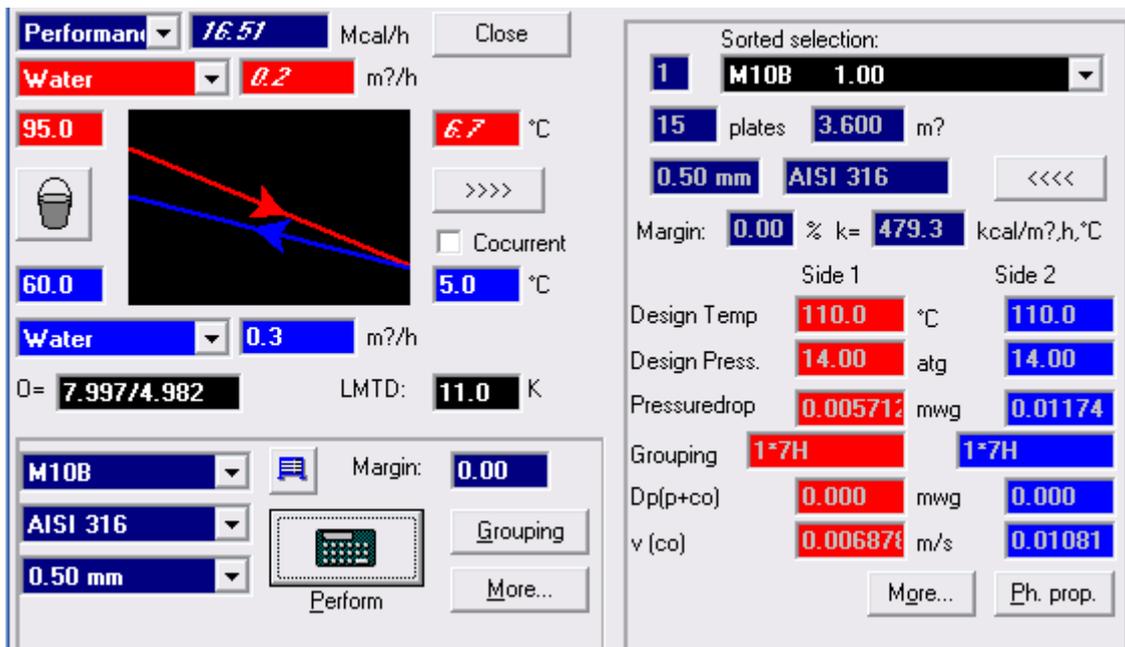


Рисунок 1.9 - Результат теплового поверочного расчета пластинчатого теплообменника по методике [2] на минимальную нагрузку ГВС 0,0137 Гкал/ч; температура воды на ГВС поддерживается регулятором расхода

На рисунках 1.7 – 1.9 представлены результаты тепловых поверочных расчетов пластинчатого теплообменника, рассчитанного по рекомендуемой методике [2], на максимальную, среднюю и минимальную нагрузку по горячему водоснабжению при условии поддержания постоянной и равной 60 °C температуры воды при расчетном режиме ($t_n = -30$ °C).

В таблицах 1.4 - 1.6 приведены результаты расчетов объемных и массовых расходов, температуры сетевой воды после подогревателя ГВС и коэффициента теплопередачи для пластинчатого теплообменника на максимальную, среднюю и минимальную расчетную нагрузку в зависимости от температуры наружного воздуха (по методике [2]).

Таблица 1.4 - Расчет объемных и массовых расходов, температуры сетевой воды после подогревателя ГВС и коэффициента теплопередачи k пластинчатого теплообменника на максимальную расчетную нагрузку в зависимости от температуры наружного воздуха (по методике [2]).

$T_n, ^\circ\text{C}$	$T_1, ^\circ\text{C}$	$T_2, ^\circ\text{C}$	$T_{2\text{ГВС}}, ^\circ\text{C}$	$V_1, \text{м}^3/\text{ч}$	$G_1, \text{кг}/\text{ч}$	$k, \text{Вт}/\text{м}^2\text{К}$
8	70,0	58,6	29,8	3,5	3434,0	2704,0
7	70,0	58,4	29,8	3,5	3434,0	2704,0
6	70,0	58,2	29,8	3,5	3434,0	2704,0
5	70,0	58,0	29,8	3,5	3434,0	2704,0
4	70,0	57,8	29,8	3,5	3434,0	2704,0
3	70,0	57,6	29,8	3,5	3434,0	2704,0
2	70,0	57,4	29,8	3,5	3434,0	2704,0
1	70,0	57,1	29,8	3,5	3434,0	2704,0
0	70,0	56,9	29,8	3,5	3434,0	2704,0
-1	70,0	56,7	29,8	3,5	3434,0	2704,0
-2	70,0	56,5	29,8	3,5	3434,0	2704,0
-3	70,0	56,3	29,8	3,5	3434,0	2704,0
-4	70,0	56,1	29,8	3,5	3434,0	2704,0
-5	70,0	55,9	29,8	3,5	3434,0	2704,0
-6	70,0	55,7	29,8	3,5	3434,0	2704,0
-7	70,0	55,5	29,8	3,5	3434,0	2704,0
-8	70,0	55,2	29,8	3,5	3434,0	2704,0
-9	70,0	55,0	29,8	3,5	3434,0	2704,0
-10	70,0	54,8	29,8	3,5	3434,0	2704,0
-11	70,0	54,6	29,8	3,5	3434,0	2704,0
-12	70,1	54,5	29,7	3,5	3416,0	2699,0
-13	71,5	55,4	28,4	3,3	3197,0	2635,0
-14	73,0	56,3	27,1	3,1	3002,0	2574,0
-15	74,4	57,2	26,0	2,9	2848,0	2522,0
-16	75,8	58,1	25,0	2,8	2714,0	2475,0
-17	77,2	59,0	24,1	2,7	2597,0	2432,0
-18	78,6	59,9	23,3	2,6	2492,0	2391,0
-19	80,0	60,7	22,5	2,5	2398,0	2355,0
-20	81,4	61,6	21,8	2,4	2313,0	2320,0
-21	82,8	62,5	21,1	2,3	2235,0	2287,0
-22	84,2	63,3	20,5	2,2	2165,0	2256,0
-23	85,5	64,2	20,0	2,2	2104,0	2229,0
-24	86,9	65,0	19,5	2,1	2043,0	2200,0
-25	88,3	65,9	19,0	2,1	1987,0	2173,0
-26	89,6	66,7	18,5	2,0	1938,0	2150,0
-27	91,0	67,5	18,1	2,0	1889,0	2125,0
-28	92,3	68,4	17,7	1,9	1846,0	2103,0
-29	93,7	69,2	17,2	1,9	1802,0	2080,0
-30	95,0	70,0	16,9	1,8	1763,0	2060,0

Таблица 1.5 - Расчет объемных и массовых расходов, температуры сетевой воды после подогревателя ГВС и коэффициента теплопередачи К пластинчатого теплообменника на среднюю расчетную нагрузку в зависимости от температуры наружного воздуха (по методике [2]).

$T_n, ^\circ\text{C}$	$T_1, ^\circ\text{C}$	$T_2, ^\circ\text{C}$	$T_{2\text{ГВС}}, ^\circ\text{C}$	$V_1, \text{м}^3/\text{ч}$	$G_1, \text{кг}/\text{ч}$	$k, \text{Вт}/\text{м}^2\text{К}$
8	70,0	58,6	21,6	1,2	1140,0	1353,0
7	70,0	58,4	21,6	1,2	1140,0	1353,0
6	70,0	58,2	21,6	1,2	1140,0	1353,0
5	70,0	58,0	21,6	1,2	1140,0	1353,0
4	70,0	57,8	21,6	1,2	1140,0	1353,0
3	70,0	57,6	21,6	1,2	1140,0	1353,0
2	70,0	57,4	21,6	1,2	1140,0	1353,0
1	70,0	57,1	21,6	1,2	1140,0	1353,0
0	70,0	56,9	21,6	1,2	1140,0	1353,0
-1	70,0	56,7	21,6	1,2	1140,0	1353,0
-2	70,0	56,5	21,6	1,2	1140,0	1353,0
-3	70,0	56,3	21,6	1,2	1140,0	1353,0
-4	70,0	56,1	21,6	1,2	1140,0	1353,0
-5	70,0	55,9	21,6	1,2	1140,0	1353,0
-6	70,0	55,7	21,6	1,2	1140,0	1353,0
-7	70,0	55,5	21,6	1,2	1140,0	1353,0
-8	70,0	55,2	21,6	1,2	1140,0	1353,0
-9	70,0	55,0	21,6	1,2	1140,0	1353,0
-10	70,0	54,8	21,6	1,2	1140,0	1353,0
-11	70,0	54,6	21,6	1,2	1140,0	1353,0
-12	70,1	54,5	21,5	1,2	1136,0	1351,0
-13	71,5	55,4	20,4	1,1	1079,0	1320,0
-14	73,0	56,3	19,3	1,1	1028,0	1291,0
-15	74,4	57,2	18,4	1,0	985,5	1267,0
-16	75,8	58,1	17,7	1,0	948,3	1244,0
-17	77,2	59,0	16,9	0,9	915,0	1223,0
-18	78,6	59,9	16,3	0,9	884,9	1204,0
-19	80,0	60,7	15,7	0,9	857,4	1186,0
-20	81,4	61,6	15,2	0,9	832,2	1169,0
-21	82,8	62,5	14,7	0,8	808,9	1153,0
-22	84,2	63,3	14,2	0,8	787,3	1137,0
-23	85,5	64,2	13,8	0,8	768,6	1124,0
-24	86,9	65,0	13,4	0,8	749,7	1110,0
-25	88,3	65,9	13,0	0,8	732,0	1097,0
-26	89,6	66,7	12,7	0,7	716,4	1085,0
-27	91,0	67,5	12,4	0,7	706,6	1073,0
-28	92,3	68,4	12,1	0,7	686,7	1062,0
-29	93,7	69,2	11,8	0,7	672,4	1051,0
-30	95,0	70,0	11,5	0,7	659,8	1041,0

Таблица 1.6 - Расчет объемных и массовых расходов, температуры сетевой воды после подогревателя ГВС и коэффициента теплопередачи к пластинчатого теплообменника на минимальную расчетную нагрузку в зависимости от температуры наружного воздуха (по методике [2]).

$T_n, ^\circ\text{C}$	$T_1, ^\circ\text{C}$	$T_2, ^\circ\text{C}$	$T_{2\text{ГВС}}, ^\circ\text{C}$	$V_1, \text{м}^3/\text{ч}$	$G_1, \text{кг/ч}$	$k, \text{Вт/м}^2\text{К}$
8	70,0	58,6	13,6	0,3	293,3	569,5
7	70,0	58,4	13,6	0,3	293,3	569,5
6	70,0	58,2	13,6	0,3	293,3	569,5
5	70,0	58,0	13,6	0,3	293,3	569,5
4	70,0	57,8	13,6	0,3	293,3	569,5
3	70,0	57,6	13,6	0,3	293,3	569,5
2	70,0	57,4	13,6	0,3	293,3	569,5
1	70,0	57,1	13,6	0,3	293,3	569,5
0	70,0	56,9	13,6	0,3	293,3	569,5
-1	70,0	56,7	13,6	0,3	293,3	569,5
-2	70,0	56,5	13,6	0,3	293,3	569,5
-3	70,0	56,3	13,6	0,3	293,3	569,5
-4	70,0	56,1	13,6	0,3	293,3	569,5
-5	70,0	55,9	13,6	0,3	293,3	569,5
-6	70,0	55,7	13,6	0,3	293,3	569,5
-7	70,0	55,5	13,6	0,3	293,3	569,5
-8	70,0	55,2	13,6	0,3	293,3	569,5
-9	70,0	55,0	13,6	0,3	293,3	569,5
-10	70,0	54,8	13,6	0,3	293,3	569,5
-11	70,0	54,6	13,6	0,3	293,3	569,5
-12	70,1	54,5	13,5	0,3	292,4	568,8
-13	71,5	55,4	12,6	0,3	281,0	560,3
-14	73,0	56,3	11,8	0,3	270,3	552,1
-15	74,4	57,2	11,2	0,3	261,5	545,1
-16	75,8	58,1	10,6	0,3	253,5	538,6
-17	77,2	59,0	10,1	0,3	246,3	532,5
-18	78,6	59,9	9,6	0,2	239,7	526,8
-19	80,0	60,7	9,2	0,2	233,6	521,5
-20	81,4	61,6	8,9	0,2	227,9	516,4
-21	82,8	62,5	8,5	0,2	222,6	511,6
-22	84,2	63,3	8,2	0,2	217,6	507,1
-23	85,5	64,2	8,0	0,2	213,3	503,0
-24	86,9	65,0	7,8	0,2	208,8	499,1
-25	88,3	65,9	7,5	0,2	204,6	495,3
-26	89,6	66,7	7,4	0,2	200,9	491,9
-27	91,0	67,5	7,2	0,2	197,1	488,4
-28	92,3	68,4	7,0	0,2	193,7	485,4
-29	93,7	69,2	6,8	0,2	190,2	482,2
-30	95,0	70,0	6,7	0,2	187,1	479,3

По результатам расчетов были построены графики температуры воды после пластинчатого подогревателя для закрытой системы теплоснабжения и параллельной схемы присоединения подогревателя системы горячего водоснабжения $\tau_{2Г} = f(t_n)$ и

графики расхода сетевой воды для них $G_r = f(t_{in})$ для температурного графика 95/70°C (рисунки 1.10 – 1.11).

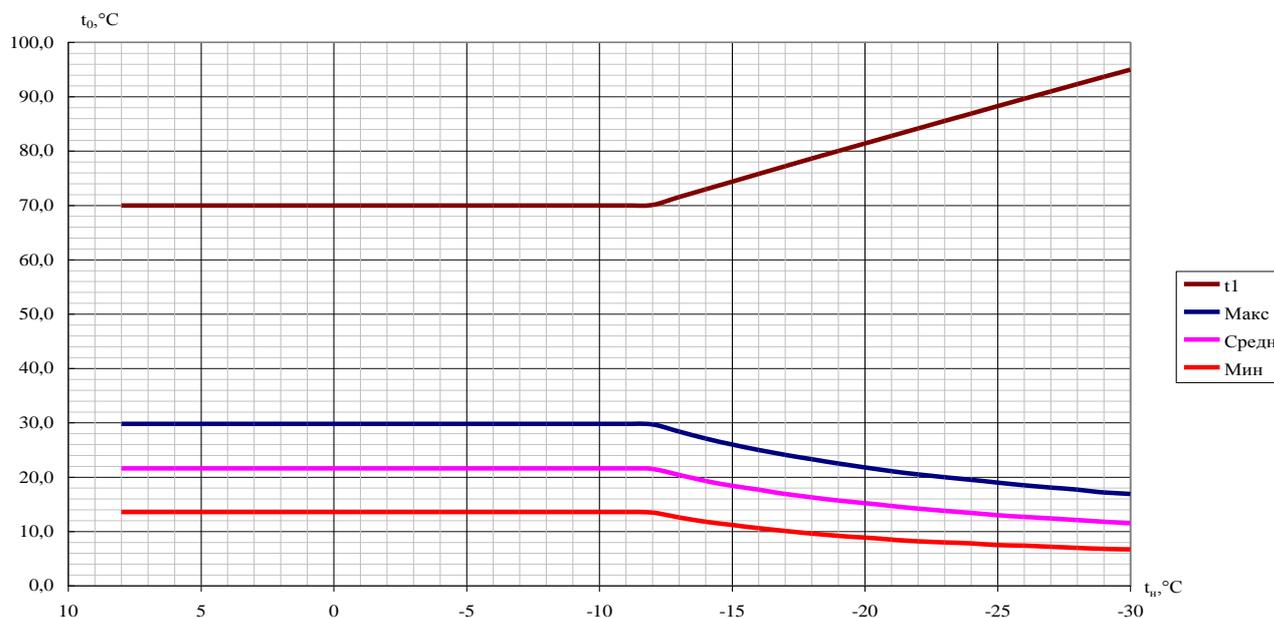


Рисунок 1.10 - Графики температуры воды после пластинчатого подогревателя системы горячего водоснабжения для максимальной, средней и минимальной расчетной нагрузки ГВС.

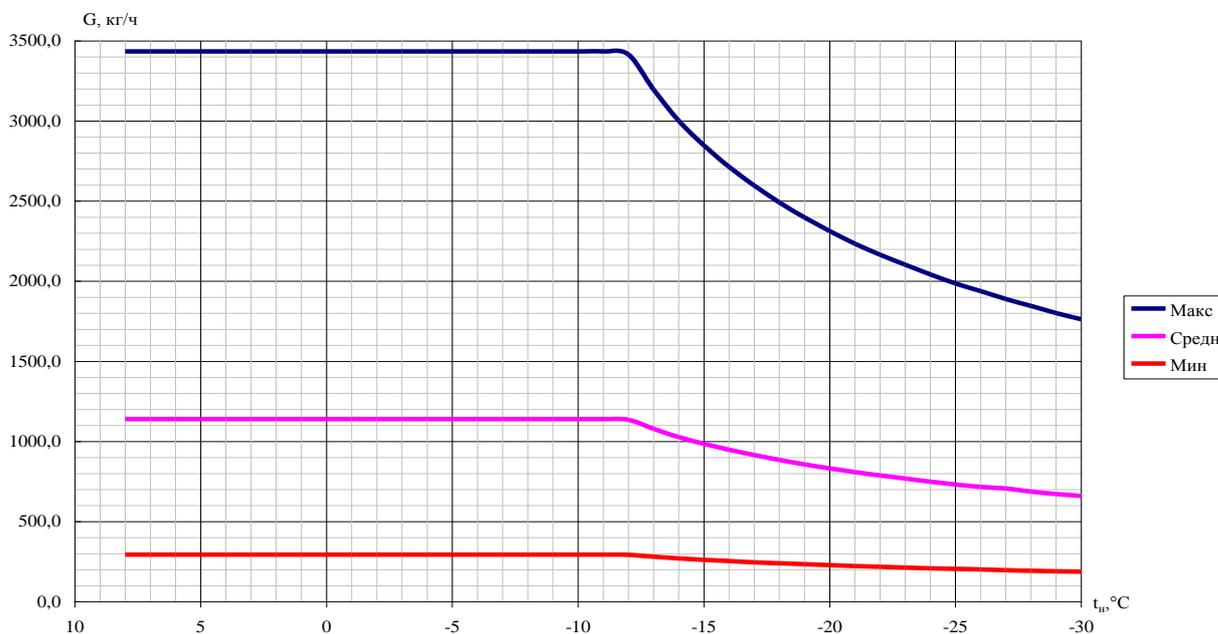


Рисунок 1.11 - График расходов сетевой воды на пластинчатые подогреватели системы горячего водоснабжения для максимальной, средней и минимальной расчетной нагрузки ГВС

По характеру изменения расхода воды в сети отопительный период можно разделить на два диапазона: первый – с постоянной температурой воды в подающей линии сети, второй – с переменной температурой воды.

При постоянной нагрузке горячего водоснабжения расход сетевой воды в первом диапазоне должен оставаться постоянным. Во втором диапазоне должно осуществляться местное количественное подрегулирование. При повышении температуры в подающем трубопроводе тепловой сети регулятор температуры, установленный на водоподогревательной установке ИТП, уменьшает расход греющей воды через водоводяной подогреватель, что замедляет рост средней температуры греющей воды в подогревателе и одновременно уменьшает коэффициент теплопередачи подогревателя. В результате тепловая нагрузка подогревателя сохраняется постоянной, а температура обратной сетевой воды после подогревателя снижается.

1.2 Теоретическое исследование физических процессов, происходящих при совместной работе новых технических средств: термогидравлического распределителя, насосного узла смешения, устройства устранения «перетопа», с потребителями тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение

Применение в тепловых сетях централизованного теплоснабжения новых технических устройств: термогидравлического распределителя, насосного узла смешения и устройства устранения «перетопа» в зависимости от режимных параметров совместно. Так при температурах в подающей линии более $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при температурном графике более $95/70\text{ }^{\circ}\text{C}$ термогидравлический распределитель должен работать совместно с насосным узлом смешения.

При температурах наружного воздуха, когда в подающей линии поддерживается температура $70\text{ }^{\circ}\text{C}$, необходима совместная работа термогидравлического распределителя, насосного узла смешения и устройства устранения «перетопа».

Схема совместной работы всех новых технических устройств с подключённым потребителем тепла с нагрузками отопления, вентиляции и горячего водоснабжения представлена на рисунке 1.12.

При понижении температуры наружного воздуха, когда температура в подающей линии становится более $70\text{ }^{\circ}\text{C}$, устройство устранения «перетопа» отключается путём закрытия задвижек, отключающих регулируемый клапан с сопротивлением S_{rk} и рециркуляционный насос с напором H_{nrk0} .

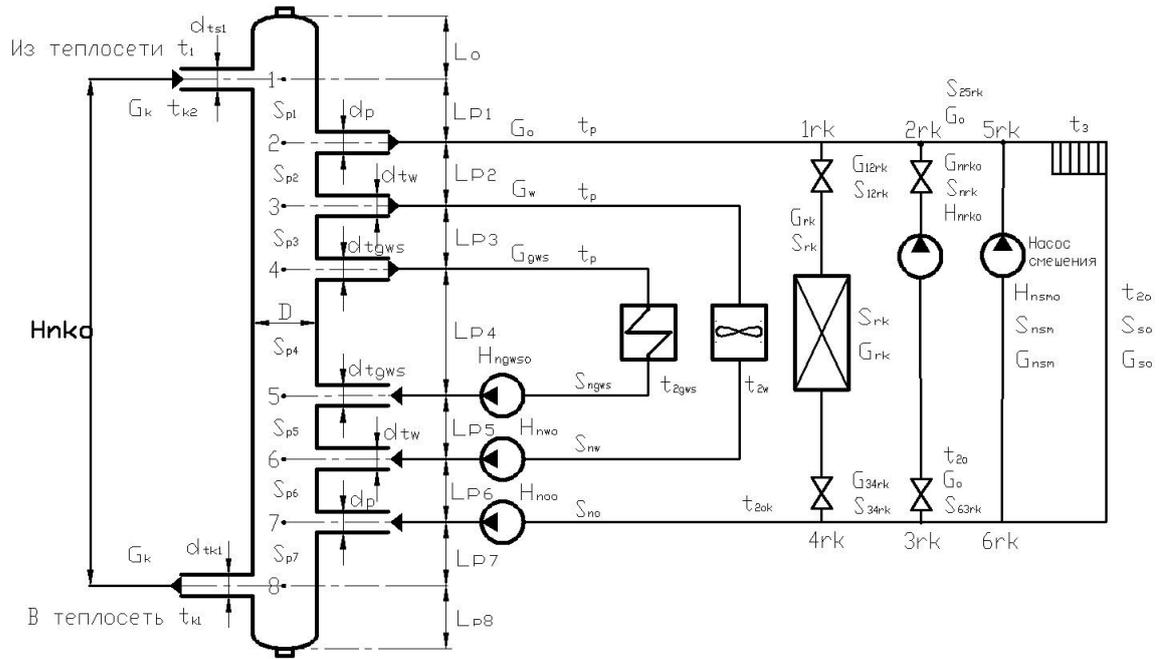


Рисунок 1.12 - Схема совместной работы термогидравлического распределителя с насосным узлом смешения, устройством устранения «перетопа» и потребителем тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение

Поддержание стабильности расхода сетевой воды, поступающей из тепловой сети, обеспечивается термогидравлическим распределителем. Смешение потоков происходит по действием частотного преобразователя изменением числа оборотов насоса смешения n_1 . Устранение «перетопа» вызывает совместное изменение сопротивления регулируемого клапана и с помощью частотного преобразователя числа оборотов насоса рециркуляции n_2 .

Математическое описание физических процессов, происходящих в термогидравлическом распределителе, насосном узле смешения и устройстве устранения «перетопа» основано на материалах [4] и [5] в соответствии с обозначениями на рисунке 1.12.

Температура подающей линии отопительной нагрузки при качественном регулировании:

Если $t_n \leq 8 \text{ } ^\circ\text{C}$ и $t_n \geq t_{n1}$ тогда $t_p = t_{p1}$ иначе

$$t_p = t_{br} + \left(\frac{t_{mr} + t_{or} - t_{br}}{2} \right) \cdot \left(\frac{t_{br} - t_n}{t_{br} - t_{no}} \right)^{0.8} + \left(t_{pr} - \frac{t_{mr} + t_{or}}{2} \right) \cdot \left(\frac{t_{br} - t_n}{t_{br} - t_{no}} \right) \quad (1.1)$$

Температура в подающей линии отопительной нагрузки при качественном регулировании и отсутствии «перетопа».

$$t_{pp} = t_{br} + \left(\frac{t_{mr} + t_{or}}{2} - t_{br} \right) \cdot \left(\frac{t_{br} - t_n}{t_{br} - t_{no}} \right)^{0.8} + \left(t_{pr} - \frac{t_{mr} + t_{or}}{2} \right) \cdot \left(\frac{t_{br} - t_n}{t_{br} - t_{no}} \right)$$

где:

t_{br} - расчётная температура воздуха внутри отапливаемых помещений, °С;

t_{mr} - расчётная температура воды в местной системе отопления, °С;

t_{or} - расчётная температура воды после системы отопления, °С;

t_n - текущая температура наружного воздуха, °С;

t_{no} - расчётная для проектирования температура наружного воздуха, °С;

t_{pr} - расчётная температура воды в подающей линии тепловой сети, °С;

t_{n1} - температура наружного воздуха при изломе температурного графика на отопление, °С.

Температура обратной линии отопительной нагрузки при качественном регулировании.

$$\text{Если } t_n \leq t_{n1} \text{ тогда } t_{2o} = t_p - (t_{pr} - t_{or}) \cdot \left(\frac{t_{br} - t_n}{t_{br} - t_{no}} \right); t_b = t_{br} \quad (1.2)$$

$$\text{Если } t_n > t_{n1} \text{ тогда } Q_{om} = \frac{t_b - t_n}{t_{br} - t_{no}}; \omega_p = \frac{t_{pr} - t_{or}}{\frac{t_{mr} + t_{or}}{2} - t_{br}}; \omega = \omega_p \cdot Q_{om}^{0.2};$$

$$\varepsilon = \frac{1}{\frac{0.5 + U}{1 + U} + \frac{1}{\omega}}; q_v = \frac{1}{t_{br} - t_{no}}; g_p = \frac{1}{t_{pr} - t_{or}};$$

$$UR = -t_b + \frac{\frac{\varepsilon \cdot g_p}{q_v} \cdot t_p + t_n}{\frac{\varepsilon \cdot g_p}{q_v} + 1} = 0.$$

Решение уравнения UR даёт значение t_b .

$$t_{2o} = \varepsilon \cdot (t_p - t_p).$$

Местная температура при качественном регулировании после смешительного устройства.

$$t_{3o} = t_{2o} + (t_{mr} - t_{or}) \cdot \left(\frac{t_b - t_n}{t_{br} - t_{no}} \right) \quad (1.3)$$

Уравнение расчетной температуры обратной линии после системы вентиляции в I зоне:

$$f_{w1z} = t_{br} + t_n - t_{p1} + [(t_{p1} + t_{o1}) - (t_{n1} + t_{br})] \cdot \left(\frac{t_{br} - t_n}{t_{br} - t_{n1}} \right)^{0.85} \cdot \left(\frac{t_{p1} - t_{ow}}{t_{p1} - t_{o1}} \right) - t_{ow} = 0 \quad (1.4)$$

где:

t_{p1} - температура воды в подающей линии тепловой сети, равная 70 °С;

t_{o1} - температура воды в обратной линии тепловой сети, соответствующая той же температуре наружного воздуха, что и t_{o1} , °С;

t_{n1} - температура наружного воздуха, °С, при которой $t_1 = 70^\circ\text{C}$ - точка излома температурного графика.

Уравнение расчетной температуры обратной линии после системы вентиляции во II зоне:

$$t_{2w} = t_{2o} \quad (1.5)$$

Уравнение расчетной температуры обратной линии после системы вентиляции в III зоне с рециркуляцией воздуха:

$$f_{w3z} = t_{br} + t_n - t_p + [(t_{pw} + t_{owr}) - (t_{nw} + t_{br})] \cdot \left(\frac{t_p - t_{ow}}{t_{pw} - t_{owr}} \right)^{0.15} - t_{ow} = 0 \quad (1.6)$$

Решение уравнений (5.56) и (5.58) даёт искомую температуру t_{ow} .

где:

t_{pw} - температура воды в подающей линии, соответствующая расчётной температуре наружного воздуха на проектирование вентиляции, °С;

t_{nw} - температура воды в обратной линии, соответствующая расчётной температуре наружного воздуха на проектирование вентиляции, °С.

Уравнение расчетной температуры в обратной линии после подогревателя ГВС.

$$\text{Если } t_n \leq 8^\circ\text{C и } t_n \geq t_{n1} \text{ тогда } t_{2gws} = 70^\circ\text{C} \quad (1.7)$$

$$\begin{aligned} \text{Если } t_n < t_{n1} \text{ тогда } \Delta t_{gwsr} &= \frac{(t_{p1} - t_{gws}) - (t_{gws1} - t_{xm})}{\ln\left(\frac{t_{p1} - t_{gws}}{t_{gws1} - t_{xm}}\right)} \\ f_{gws} &= \frac{(t_p - t_{gws}) - (t_{ogws} - t_{xw})}{\Delta t_{gwsr} \cdot \ln\left(\frac{t_p - t_{gws}}{t_{ogws} - t_{xw}}\right)} \cdot \sqrt{\frac{t_{p1} - t_{gws1}}{t_p - t_{ogws}}} - 1 = 0 \end{aligned} \quad (1.8)$$

Решение уравнения f_{gws} дает искомое значение t_{ogws} .

где:

$t_{gws} = 60^\circ\text{C}$ – температура горячей воды, °С;

$t_x = 5^\circ\text{C}$ – температура холодной воды

$t_{p1} = 70^\circ\text{C}$ – температура срезки в подающей линии;

$t_{gws1} = 30^\circ\text{C}$ – температура после подогревателей при точке излома.

Расход сетевой воды на систему отопления.

$$G_o = Q_{or} \cdot \frac{t_b - t_n}{t_b - t_{no}} \cdot \frac{1000}{C_{sro} \cdot (t_p - t_{to})}, \text{ Т/ч} \quad (1.9)$$

где:

Q_{or} - расчётная тепловая нагрузка на отопление, Гкал/ч

C_{sro} - теплоёмкость воды, ккал/кг/°С.

Расход воды на систему вентиляции.

$$G_w = Q_{wr} \cdot \frac{t_b - t_n}{t_b - t_{nw}} \cdot \frac{1000}{C_{srw} \cdot (t_p - t_{2w})}, \text{ Т/ч} \quad (1.10)$$

где:

Q_{wr} - расчётная тепловая нагрузка на вентиляцию, Гкал,ч;

C_{srw} - теплоёмкость воды, ккал/кг/°С.

Расход сетевой воды на подогреватель горячего водоснабжения.

$$G_{gws} = Q_{gws} \cdot k_{\max} \cdot \frac{1000}{C_{srgws} \cdot (t_p - t_{2gws})}, \text{ Т/ч} \quad (1.11)$$

где:

Q_{gws} - расчётная тепловая нагрузка на горячее водоснабжение, Гкал/ч;

k_{\max} - коэффициент максимума нагрузки горячего водоснабжения;

C_{srgws} - теплоёмкость воды, ккал/кг/°С.

Допустимую погрешность для инженерных расчётов тепловых сетей имеет формула полинома для теплоёмкости.

$$C_{sr} = k_{c0} + t_{sr} \cdot (k_{c1} + t_{sr} \cdot (k_{c2} + t_{sr} \cdot (k_{c3} + t_{sr} \cdot k_{c4}))) \quad (1.12)$$

где:

t_{sr} - средняя температура на расчётном участке трубопровода, °С;

$k_{c0} = 1.007631$; $k_{c1} = -5.70022 \cdot 10^{-4}$; $k_{c2} = 1.078437 \cdot 10^{-5}$;

$k_{c3} = -6.592536 \cdot 10^{-8}$; $k_{c4} = 1.758197 \cdot 10^{-10}$.

Допустимую погрешность для инженерных расчётов тепловых сетей имеет простая эмпирическая формула:

$$\gamma = g_0 + t \cdot (g_1 + t \cdot (g_2 + t \cdot (g_3 + t \cdot (g_4 + t \cdot g_5)))) \quad (1.13)$$

где:

$g_0 = 995.8220825$; $g_1 = 0.437826693$; $g_2 = -0.017837286$; $g_3 = 0.000160945$;

$g_4 = -7.80001 \cdot 10^{-7}$; $g_5 = 1.43126 \cdot 10^{-9}$.

Величина ν может быть определена по эмпирической формуле:

$$\nu = k_0 + t \cdot (k_1 + t \cdot (k_2 + t \cdot (k_3 + t \cdot (k_4 + t \cdot (k_5 + t \cdot (k_6 + t \cdot (k_7 + t \cdot k_8))))))), \text{ м}^2/\text{с} \quad (1.14)$$

где:

$$k_0 = 1.779713 \cdot 10^{-6}; k_1 = -5.184625 \cdot 10^{-8}; k_2 = 7.802509 \cdot 10^{-10};$$
$$k_3 = -4.724096 \cdot 10^{-12}; k_4 = -8.575032 \cdot 10^{-15}; k_5 = 1.807215 \cdot 10^{-16};$$
$$k_6 = 4.3812 \cdot 10^{-20}; k_7 = -4.98252 \cdot 10^{-21}; k_8 = 1.25768 \cdot 10^{-23}.$$

Внутренний диаметр труб равен:

$$d = \sqrt{\frac{G \cdot 4}{3.6 \cdot \gamma \cdot \pi \cdot w}}, \text{ м} \quad (1.15)$$

где:

G - расход воды на рассчитываемом участке, т/ч;

γ - удельный вес воды на рассчитываемом участке, кг/м³;

w - нормативная скорость воды на рассчитываемом участке, м/с.

Коэффициент гидравлического трения для области квадратичного закона (при $Re \geq Re'$):

$$\lambda = \frac{1}{\left(1.14 + 2 \cdot \lg \frac{d}{k_e}\right)^2} \quad (1.16)$$

где: k_e - коэффициент эквивалентной шероховатости внутренней поверхности труб, мм.

Коэффициент гидравлического трения для любых значений числа Рейнольдса (приближённо):

$$\lambda = 0.11 \cdot \left(\frac{k_e}{d} - \frac{68}{Re}\right)^{0.25} \quad (1.17)$$

$$Re = \frac{w \cdot d}{\nu} \quad (1.18)$$

Сопротивление участка трубопровода:

$$S = \left(\frac{l}{d} + \Sigma \zeta \right) \cdot \frac{8}{9.81 \cdot (3.6 \cdot \gamma \cdot \pi \cdot d^2)^2}, \text{ м} \cdot \text{ч}^2 / \text{т}^2 \quad (1.19)$$

где:

l - длина участка трубопровода, м;

$\Sigma \zeta$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений на рассчитываемом участке (определяется по справочным таблицам).

Падение напора на рассчитываемом участке:

$$\Delta H = S \cdot G^2, \text{ м.в.ст.} \quad (1.20)$$

Уравнение сохранения массы (аналог 1 закона Кирхгофа):

$$\Sigma G_i = 0 \quad (1.21)$$

Уравнение суммы потерь напора по контуру:

$$\Sigma \Delta H_i - \Sigma H_j = 0 \quad (1.22)$$

где: H_j - напор насоса, установленного на участке тепловой сети, м.в.ст.

Уравнение баланса масс в узле 1rk.

$$f_{1rk} = G_o - G_{rk} - G_{12rk} = 0 \quad (1.23)$$

Уравнение баланса масс в узле 3rk.

$$f_{3rk} = G_o - G_{nrk} - G_{34rk} = 0 \quad (1.24)$$

Уравнение теплового баланса в узле 2.

$$f_{4rk} = G_{12rk} \cdot t_p + G_{nrk} \cdot t_{2o} - G_o \cdot t_{pp} = 0 \quad (1.25)$$

Уравнение теплового баланса для узла 4rk.

$$f_{5rk} = G_{34rk} \cdot t_{2o} + G_{rk} \cdot t_p - G_o \cdot t_{2ok} = 0 \quad (1.26)$$

Уравнение теплового баланса в узле 5.

$$(G_k - G_o - G_w - G_{gws}) \cdot c_{tk2} \cdot t_{tk2} + G_{gws} \cdot c_{2gws} \cdot t_{2gws} - (G_k - G_o - G_w) \cdot c_5 \cdot t_5 = 0 \quad (1.27)$$

Уравнение теплового баланса в узле 6.

$$(G_k - G_o - G_w) \cdot c_5 \cdot t_5 + G_w \cdot c_{2w} \cdot t_{2w} - (G_k - G_o) \cdot c_6 \cdot t_6 = 0 \quad (1.28)$$

Уравнение теплового баланса в узле 7.

$$(G_k - G_o) \cdot c_6 \cdot t_6 + G_o \cdot c_{2o} \cdot t_{2ok} - G_k \cdot c_{tk1} \cdot t_{tk1} = 0 \quad (1.29)$$

Расчёт сопротивлений участков $S_{p1}, S_{p2}, S_{p3}, S_{p4}, S_{p5}, S_{p6}, S_{p7}, S_{to1}, S_{to2}, S_{tw1}, S_{tw2}, S_{tgws1},$

$S_{tgws2}, S_{sm}, S_{so}$ выполняется по формулам (1.30)-(1.32):

$$v = \frac{4 \cdot G}{3,6 \cdot \pi \cdot d^2 \cdot \gamma} \quad (1.30)$$

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{k_{\gamma}}{d} + \frac{68 \cdot v}{|v| \cdot d} \right)^{0,25} \quad (1.31)$$

$$S = \left(\frac{\lambda \cdot L}{d} + \sum \xi \right) \cdot \frac{8}{9,81 \cdot (3,6 \cdot \gamma \cdot \pi \cdot d^2)^2} \quad (1.32)$$

Уравнение потерь напора в открытом контуре тепловой сети.

$$\begin{aligned} f_1 = & (S_{tk1} + S_{tk2}) \cdot G_k \cdot |G_k| - H_{nk0} + S_{p1} \cdot G_k \cdot |G_k| + S_{p2} \cdot (G_k - G_o) \cdot |G_k - G_o| + \\ & + S_{p3} \cdot (G_k - G_o - G_w) \cdot |G_k - G_o - G_w| + S_{p4} \cdot (G_k - G_o - G_w - G_{gws}) \cdot |G_k - G_o - G_w - G_{gws}| + \\ & + S_{p5} \cdot (G_k - G_o - G_w) \cdot |G_k - G_o - G_w| + S_{p6} \cdot (G_k - G_o) \cdot |G_k - G_o| + S_{p7} \cdot G_k \cdot |G_k| = 0 \end{aligned} \quad (1.33)$$

Контуры системы отопления:

$$\begin{aligned}
 f_2 = & (S_{to1} + S_{to2} + S_{no} + S_{regO}) \cdot G_o \cdot |G_o| + S_{rk} \cdot G_{rk} \cdot |G_{rk}| - H_{no0} - S_{p6} \cdot (G_k - G_o) \cdot |G_k - G_o| - \\
 & - S_{p5} \cdot (G_k - G_o - G_w) \cdot |G_k - G_o - G_w| - S_{p4} \cdot (G_k - G_o - G_w - G_{gws}) \cdot |G_k - G_o - G_w - G_{gws}| - \\
 & - S_{p3} \cdot (G_{ts} - G_o - G_w) \cdot |G_{ts} - G_o - G_w| - S_{p2} \cdot (G_k - G_o) \cdot |G_k - G_o| = 0
 \end{aligned} \quad (1.34)$$

При отсутствии устройства устранения «перетопа» уравнение f_2 записывается

виде f_{2var} .

$$\begin{aligned}
 f_{2var} = & (S_{to1} + S_{to2} + S_{no} + S_{regO}) \cdot G_o \cdot |G_o| - H_{no0} - S_{nsm} \cdot G_o \cdot U \cdot |G_o \cdot U| + H_{nsm0} \cdot \left(\frac{n_1}{n}\right) \cdot \left|\frac{n_1}{n}\right| - \\
 & - S_{p6} \cdot (G_k - G_o) \cdot |G_k - G_o| - S_{p5} \cdot (G_k - G_o - G_w) \cdot |G_k - G_o - G_w| - \\
 & - S_{p4} \cdot (G_k - G_o - G_w - G_{gws}) \cdot |G_k - G_o - G_w - G_{gws}| - S_{p3} \cdot (G_{ts} - G_o - G_w) \cdot |G_{ts} - G_o - G_w| - \\
 & - S_{p2} \cdot (G_k - G_o) \cdot |G_k - G_o| = 0 \\
 f_{2a} = & S_{nsm} \cdot G_o \cdot U \cdot |G_o \cdot U| + S_{so} \cdot (1+U) \cdot G_o \cdot |(1+U) \cdot G_o| - H_{nsm0} \cdot \left(\frac{n_1}{n}\right) \cdot \left|\frac{n_1}{n}\right| = 0
 \end{aligned} \quad (1.35)$$

$$\begin{aligned}
 f_{2b} = & (S_{25rk} + S_{63rk}) \cdot G_o \cdot |G_o| - S_{nsm} \cdot G_o \cdot U \cdot |G_o \cdot U| + H_{nsm0} \cdot \left(\frac{n_1}{n}\right) \cdot \left|\frac{n_1}{n}\right| + \\
 & + S_{nrk} \cdot G_{nrk} \cdot |G_{nrk}| - H_{nrk0} \cdot \left(\frac{n_2}{n}\right) \cdot \left|\frac{n_2}{n}\right| = 0
 \end{aligned} \quad (1.36)$$

$$\begin{aligned}
 f_{2c} = & S_{12rk} \cdot G_{12rk} \cdot |G_{12rk}| - S_{nrk} \cdot G_{nrk} \cdot |G_{nrk}| + S_{34rk} \cdot G_{34rk} \cdot |G_{34rk}| + H_{nrk0} \cdot \left(\frac{n_2}{n}\right) \cdot \left|\frac{n_2}{n}\right| - \\
 & - S_{rk} \cdot G_{rk} \cdot (|G_{rk}|) = 0
 \end{aligned} \quad (1.37)$$

Уравнение потерь напора в контуре системы вентиляции.

$$\begin{aligned}
 & (S_{tw1} + S_{tw2} + S_{kw} + S_{nw} + S_{regw}) \cdot G_w \cdot |G_w| - H_{nw0} - S_{p5} \cdot (G_k - G_o - G_w) \cdot |G_k - G_o - G_w| - \\
 & - S_{p4} \cdot (G_k - G_o - G_w - G_{gws}) \cdot |G_k - G_o - G_w - G_{gws}| - \\
 & - S_{p3} \cdot (G_k - G_o - G_w) \cdot |G_k - G_o - G_w| = 0
 \end{aligned} \quad (1.38)$$

Контур системы ГВС:

$$\begin{aligned} & (S_{tgws1} + S_{tgws2} + S_{togws} + S_{ngws} + S_{reggws}) \cdot G_{gws} \cdot |G_{gws}| - H_{ngws0} - \\ & - S_{p4} \cdot (G_k - G_o - G_w - G_{gws}) \cdot |G_k - G_o - G_w - G_{gws}| = 0 \end{aligned} \quad (1.39)$$

При расчёте термогидравлического распределителя с насосным узлом смешения и при отсутствии устройства устранения «перетопа» из системы уравнений удаляются уравнения $f_{1rk}, f_{2rk}, f_{3rk}, f_{4rk}, f_{5rk}, f_{2b}, f_{2c}$.

где:

G_k - расход сетевой воды на абонентский ввод, т/ч;

G_o - расход сетевой воды на систему отопления, т/ч;

G_w - расход сетевой воды на систему вентиляции, т/ч;

G_{gws} - расход сетевой воды на подогреватель горячего водоснабжения, т/ч;

G_{so} - расход сетевой воды через отопительную абонентскую систему, $\text{м} \cdot \text{ч}^2 / \text{т}^2$;

S_{p1} - сопротивление участка ТГР между точками 1 и 2, $\text{м} \cdot \text{ч}^2 / \text{т}^2$;

S_{p2} - сопротивление участка ТГР между точками 2 и 3, $\text{м} \cdot \text{ч}^2 / \text{т}^2$;

S_{p3} - сопротивление участка ТГР между точками 3 и 4, $\text{м} \cdot \text{ч}^2 / \text{т}^2$;

S_{p4} - сопротивление участка ТГР между точками 4 и 5, $\text{м} \cdot \text{ч}^2 / \text{т}^2$;

S_{p5} - сопротивление участка ТГР между точками 5 и 6, $\text{м} \cdot \text{ч}^2 / \text{т}^2$;

S_{p6} - сопротивление участка ТГР между точками 6 и 7, $\text{м} \cdot \text{ч}^2 / \text{т}^2$;

S_{p7} - сопротивление участка ТГР между точками 7 и 8, $\text{м} \cdot \text{ч}^2 / \text{т}^2$;

S_{rk} - сопротивление регулируемого клапана, $\text{м} \cdot \text{ч}^2 / \text{т}^2$;

S_{rego} - сопротивление дроссельного органа системы отопления, $\text{м} \cdot \text{ч}^2 / \text{т}^2$;

S_{regw} - сопротивление дроссельного органа системы отопления, $\text{м} \cdot \text{ч}^2 / \text{т}^2$;

S_{reggws} - сопротивление дроссельного органа системы горячего водоснабжения, $\text{м} \cdot \text{ч}^2 / \text{т}^2$;

S_{to1} - сопротивление подводящего трубопровода к системе от отопления, $\text{м} \cdot \text{ч}^2 / \text{т}^2$;

S_{to2} - сопротивление отводящего трубопровода от системы отопления, $\text{м}\cdot\text{ч}^2/\text{т}^2$;

S_{no} - сопротивление проточной части насоса в системе отопления, $\text{м}\cdot\text{ч}^2/\text{т}^2$;

H_{no0} - напор насоса системы отопления при нулевой подаче, м.в.ст.;

H_{nsm0} - напор насоса смешения при нулевой подаче, м.в.ст.;

S_{nsm} - сопротивление проточной части насоса смешения системы отопления, $\text{м}\cdot\text{ч}^2/\text{т}^2$;

H_{nrk0} - напор рециркуляционного насоса при нулевой подаче, м.в.ст.;

S_{nrk} - сопротивление проточной части рециркуляционного насоса, $\text{м}\cdot\text{ч}^2/\text{т}^2$;

H_{nk0} - располагаемый напор на абонентском вводе, м.в.ст.;

S_{tw1} - сопротивление подводящего трубопровода к системе вентиляции, $\text{м}\cdot\text{ч}^2/\text{т}^2$;

S_{tw2} - сопротивление отводящего трубопровода от системы вентиляции, $\text{м}\cdot\text{ч}^2/\text{т}^2$;

S_{kw} - сопротивление калорифера, $\text{м}\cdot\text{ч}^2/\text{т}^2$;

S_{nw} - сопротивление проточной части насоса системы вентиляции, $\text{м}\cdot\text{ч}^2/\text{т}^2$;

H_{nw0} - напор насоса системы вентиляции при нулевой подаче, м.в.ст.;

S_{igws1} - сопротивление подводящего трубопровода к теплообменнику горячего водоснабжения, $\text{м}\cdot\text{ч}^2/\text{т}^2$;

S_{igws2} - сопротивление отводящего трубопровода от теплообменника горячего водоснабжения, $\text{м}\cdot\text{ч}^2/\text{т}^2$;

S_{ngws} - сопротивление проточной части насоса системы горячего водоснабжения, $\text{м}\cdot\text{ч}^2/\text{т}^2$;

H_{ngws0} - напор насоса системы горячего водоснабжения при нулевой подаче, м.в.ст.

Расчёт сопротивлений участков производится по формулам:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{k_v}{d} + \frac{68 \cdot v}{|v| \cdot d} \right)^{0,25} \quad (1.40)$$

$$S = \left(\frac{\lambda \cdot L}{d} + \sum \xi \right) \cdot \frac{8}{9,81 \cdot (3,6 \cdot \gamma \cdot \pi \cdot d^2)^2} \quad (1.41)$$

Приведённая система уравнений применяется для схемы термогидравлического распределителя с насосным узлом смешения и устройством устранения «перетопа».

В Приложении В представлена программа на Maple и исходные данные с расчётом термогидравлического распределителя с насосным узлом смешения.

В Приложении Г представлена программа на Maple и исходные данные с расчётом термогидравлического распределителя с насосным узлом смешения и с устройством устранения «перетопа».

По разработанным программам на Maple проведены расчёты термогидравлического распределителя с насосным узлом смешения и устройством устранения «перетопа» для наиболее распространённого абонента с нагрузками на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, расположенного в Центре европейской части России для температур наружного воздуха в отопительный период.

По данным результатов расчётов построены графики изменения основных параметров.

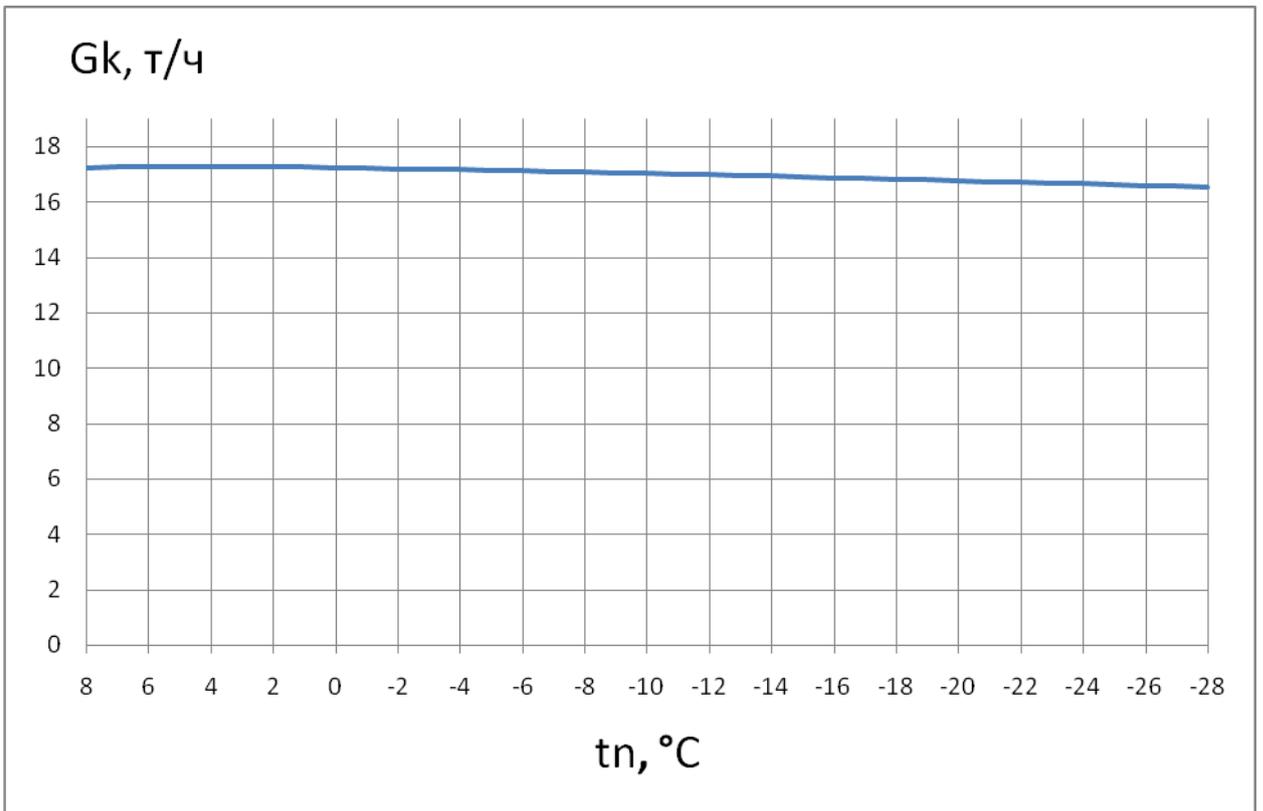


Рисунок 1.13 - График изменения суммарного расхода сетевой воды, подаваемой к абоненту

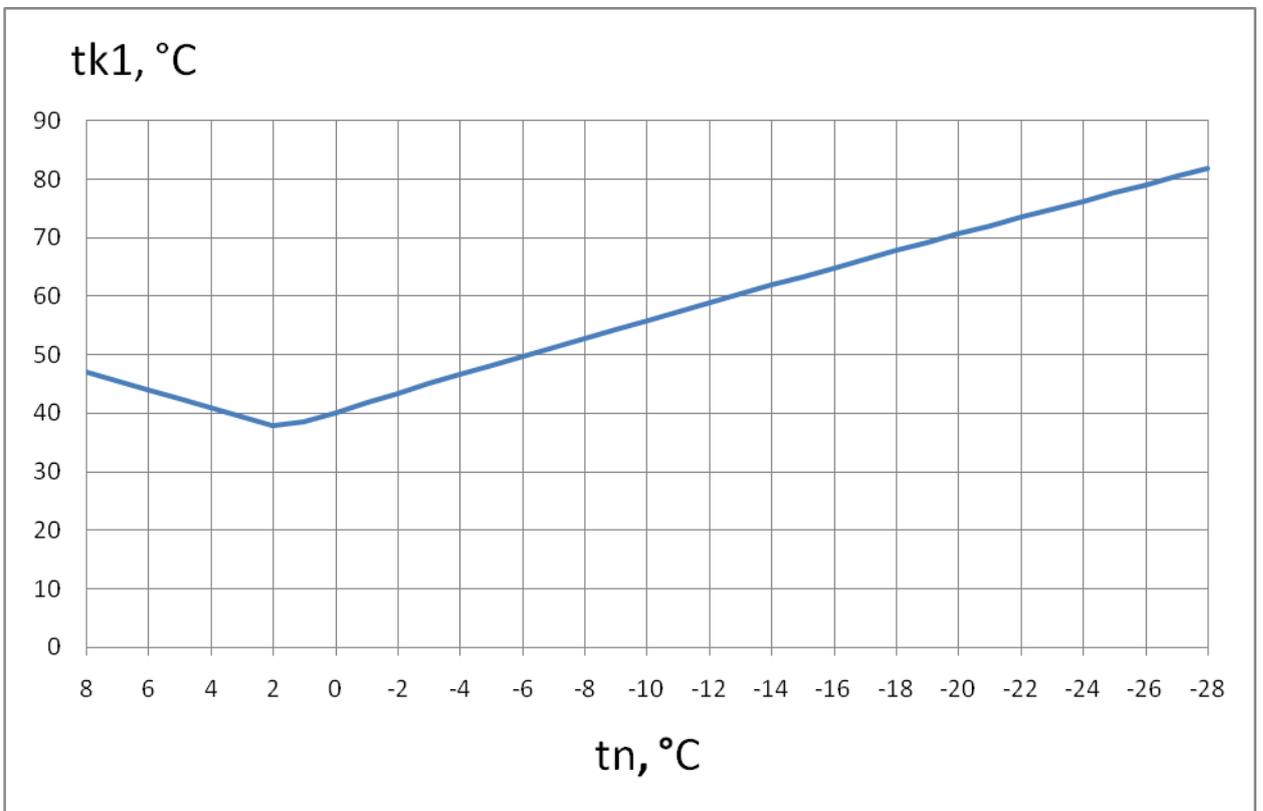


Рисунок 1.14 - График изменения температуры смеси сетевой воды от систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения, возвращаемой в тепловую сеть

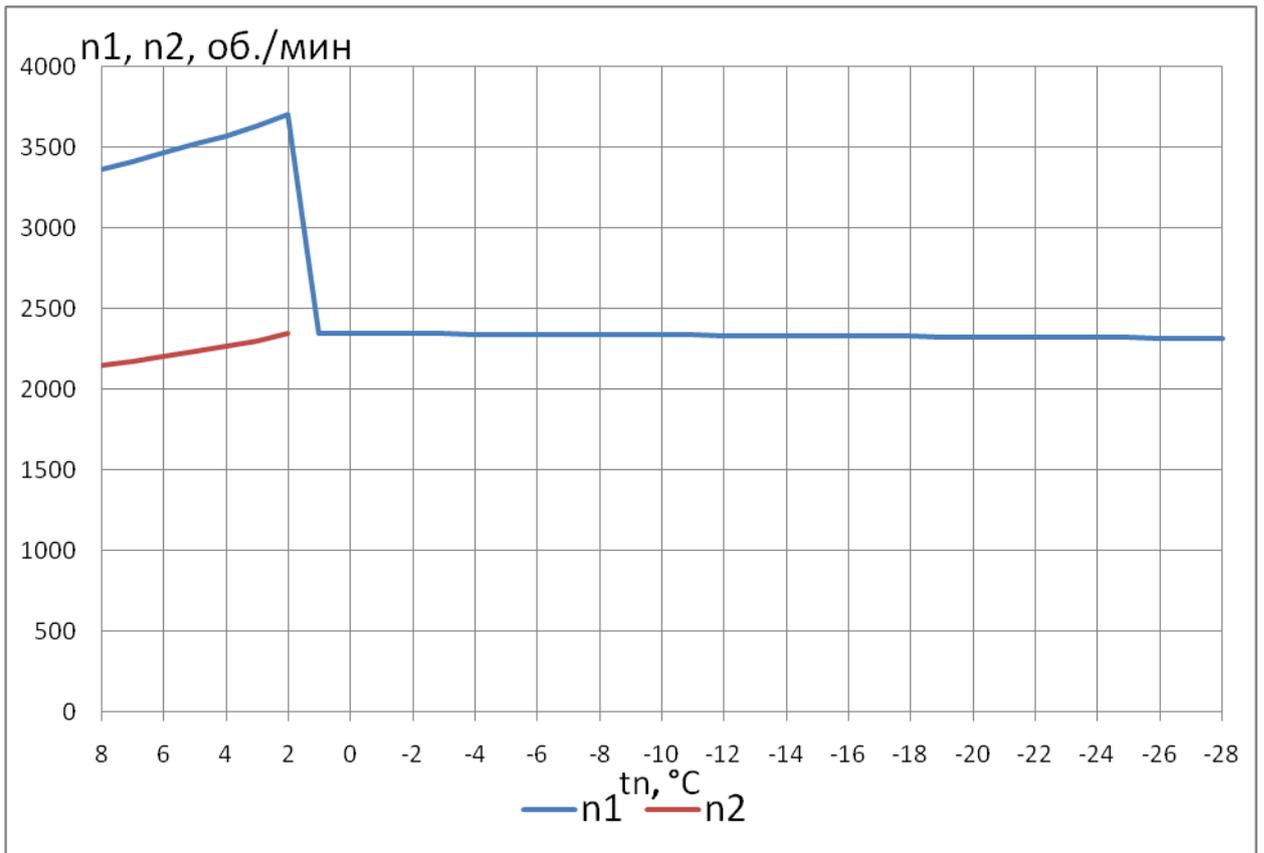


Рисунок 1.15 - Графики изменения чисел оборотов насоса смешения n_1 и насоса рециркуляции n_2 .

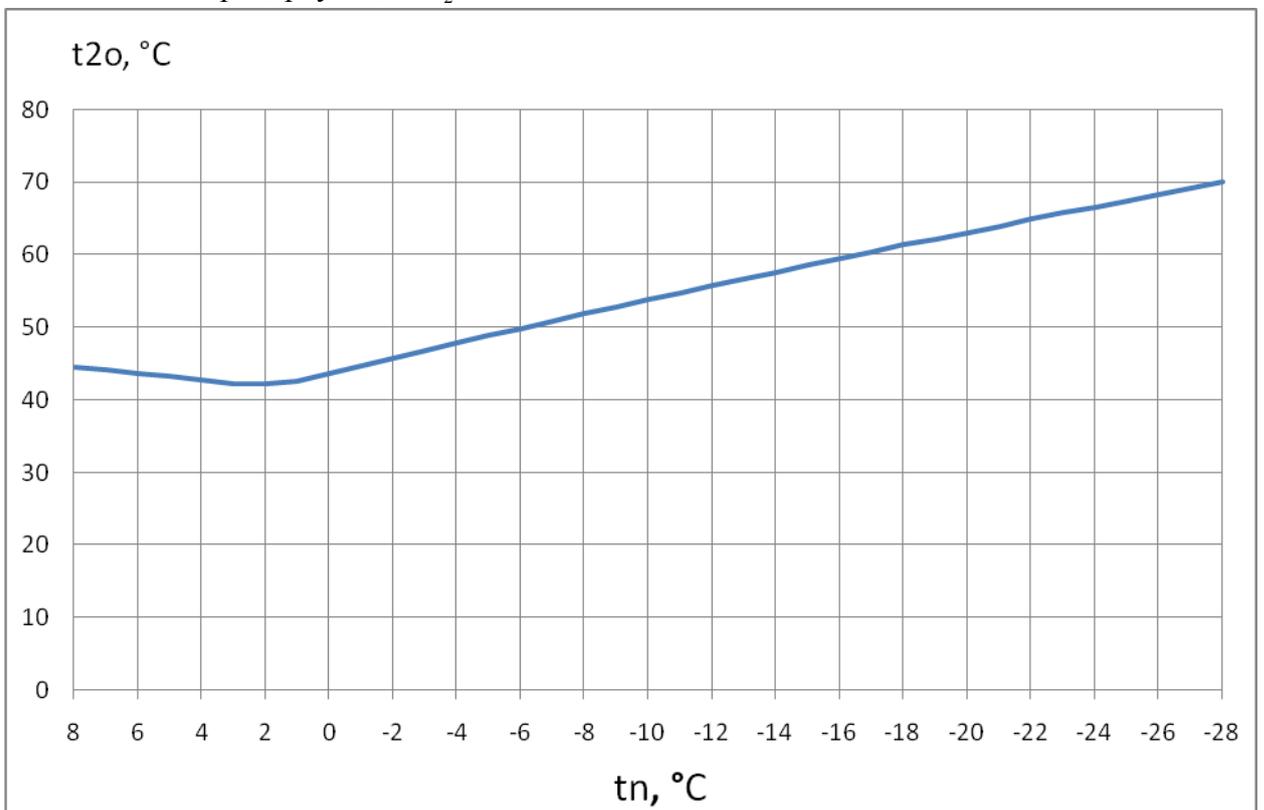


Рисунок 1.16 - График изменения температуры сетевой воды после системы отопления

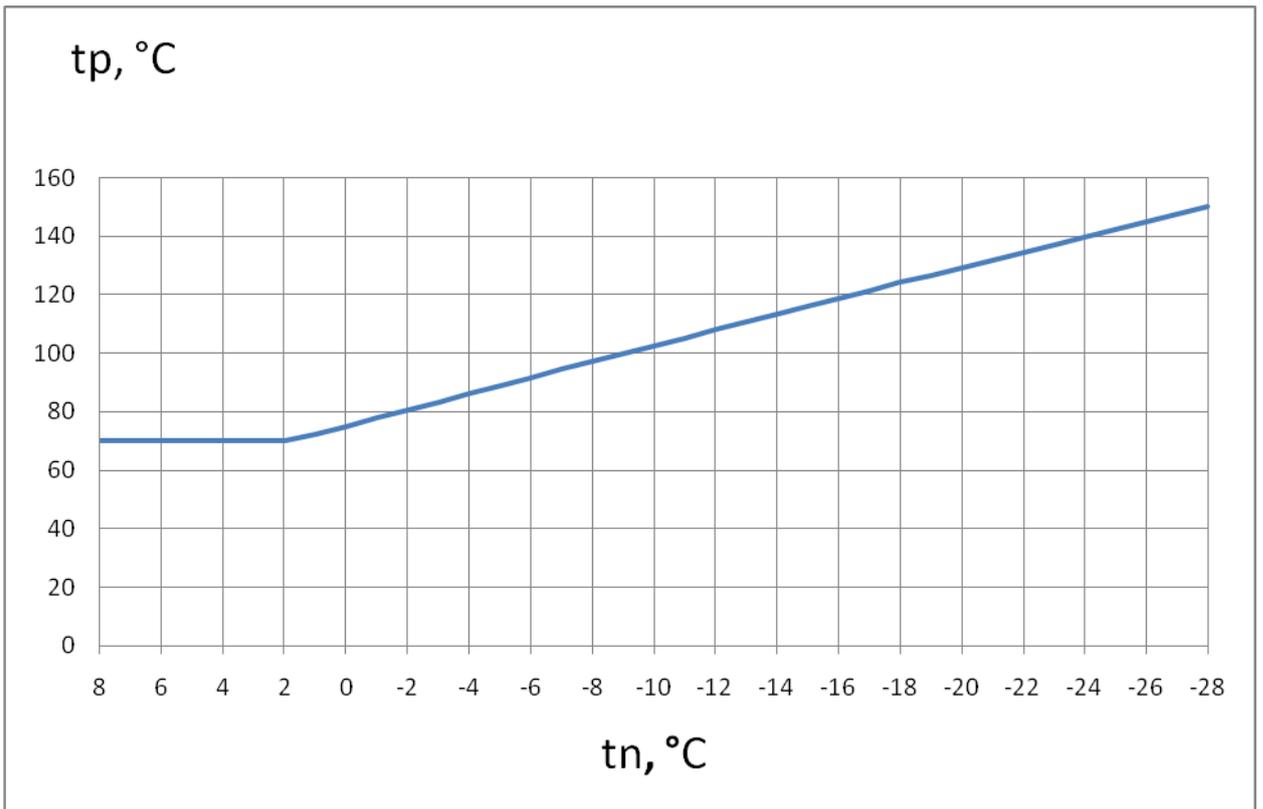


Рисунок 1.17 - График изменения температуры в подающей линии на систему отопления

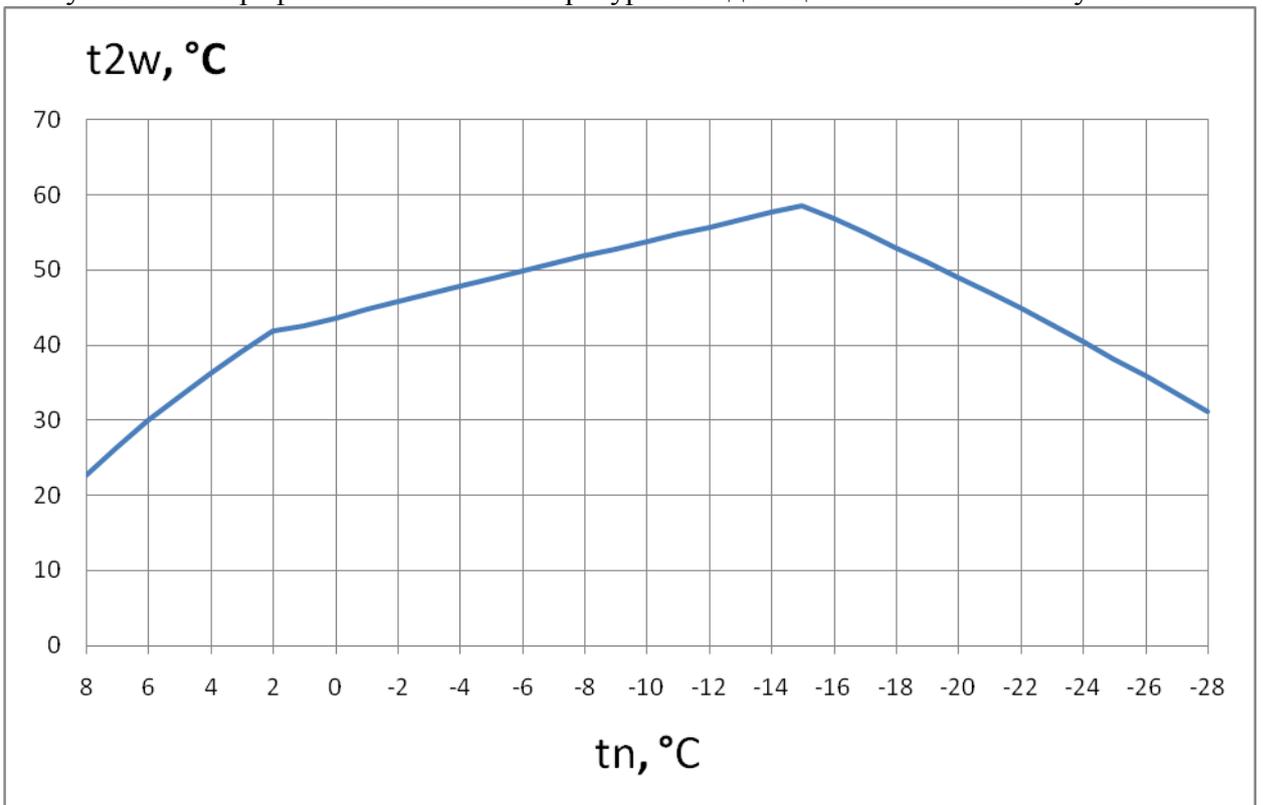


Рисунок 1.18 - График изменения температуры сетевой воды после калориферов системы вентиляции

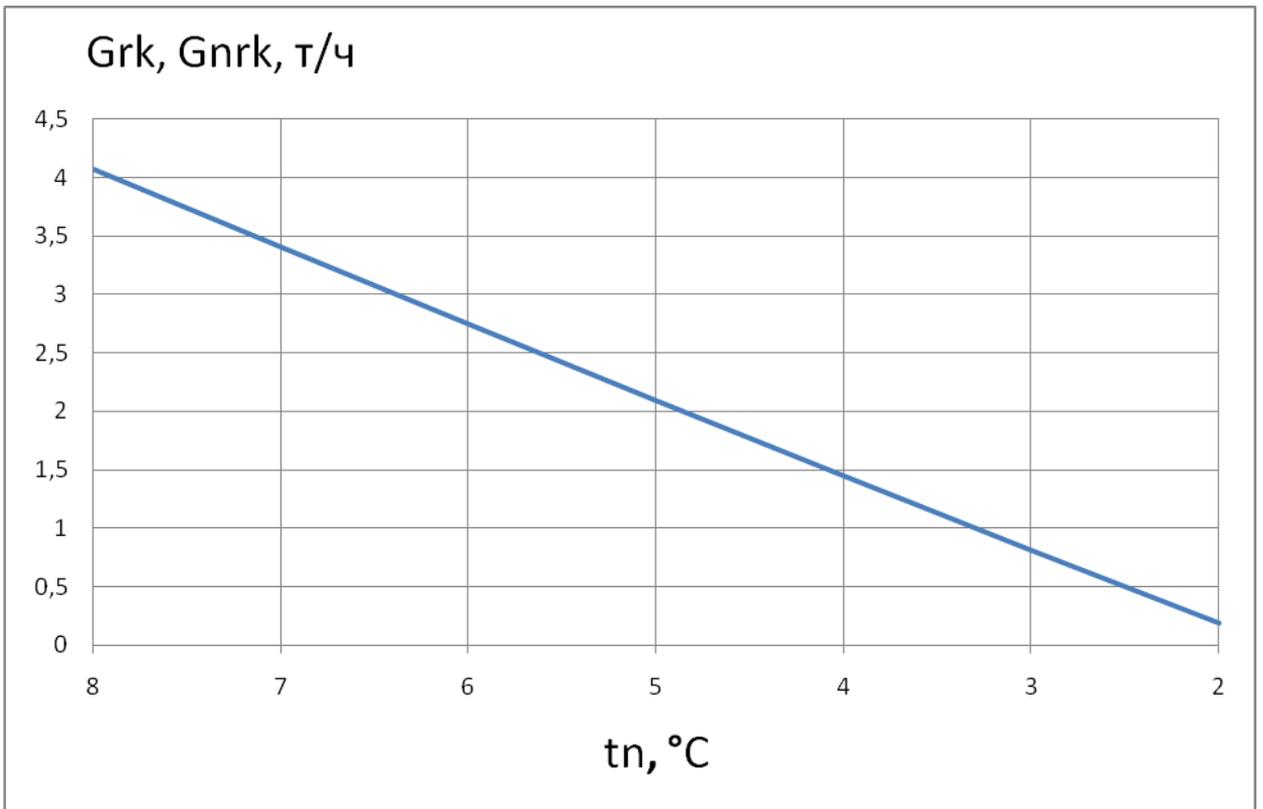


Рисунок 1.19 - График изменения расходов сетевой воды, перекачиваемой рециркуляционным насосом G_{nrk} и перепускаемой в регулируемом клапане G_{rk} .

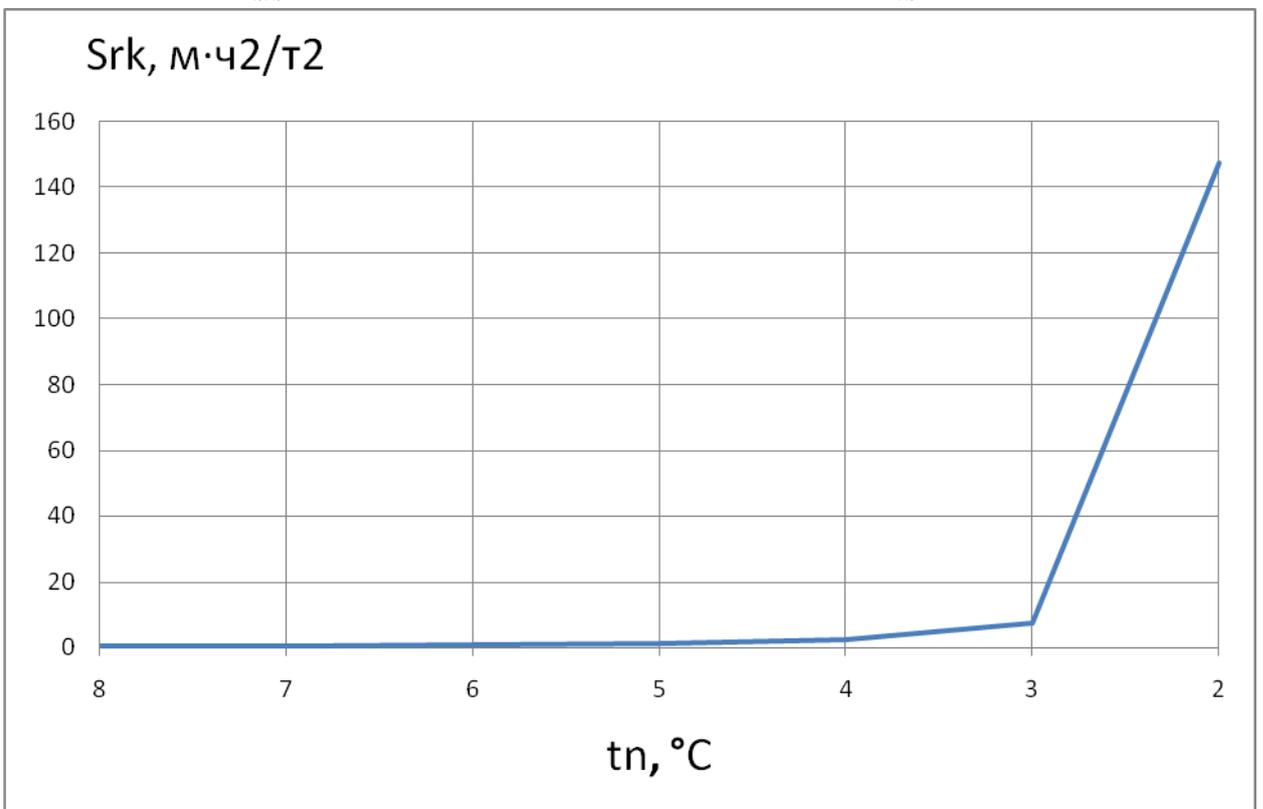


Рисунок 1.20 - График изменения сопротивления регулируемого клапана

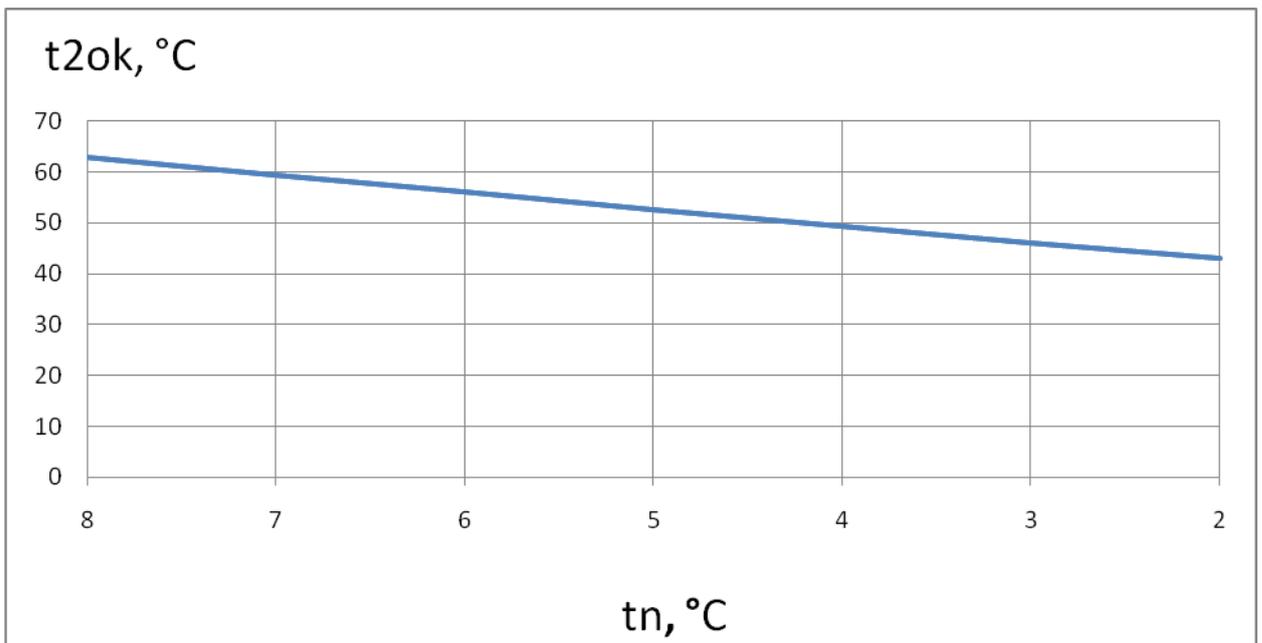


Рисунок 1.21 - График изменения температуры сетевой воды после системы отопления при работе устройства устранения «перетопа»

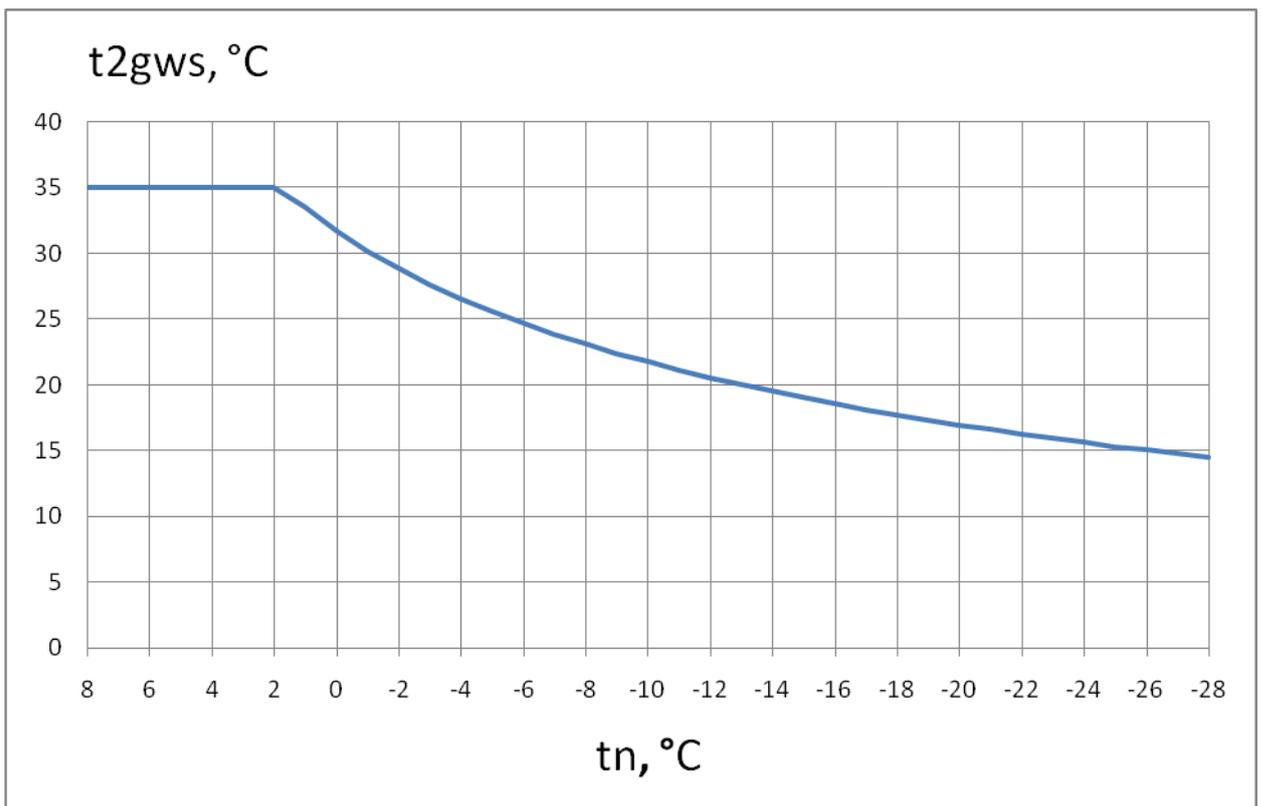


Рисунок 1.22 - График изменения температуры сетевой воды после подогревателя горячего водоснабжения.

Результаты расчётов представленные на графиках доказывают эффективность применения термогидравлического распределителя. Расход сетевой воды на абонентский ввод из тепловой сети остаётся во время всего отопительного сезона практически постоянным, что обеспечивает надёжную работу источника теплоснабжения.

Выводы по 1 разделу

1. Выполнено физическое и математическое моделирование работы пластинчатого теплообменника, установленного в ИТП «Гараж». Проведенные исследования показывают, что при условии поддержания постоянной температуры воды после подогревателя ГВС с помощью регулятора температуры:

- применение одноступенчатой параллельной схемы присоединения теплообменника ГВС необоснованно и нарушает положения существующей нормативно-технической документации;

- поверхность теплообмена установленного в ИТП пластинчатого теплообменника завышена на 85%, что приводит к неэффективной его работе;

- имеется влияние режимов работы системы ГВС на режимы работы системы отопления, так при $t_n < t_{n.изл}$ температура сетевой воды после теплообменника и ее расход зависит от значения температуры наружного воздуха и система отопления в этих условиях неспособна обеспечить требуемый температурный режим в зданиях потребителей тепла.

2. Проведено теоретическое исследование физических процессов, происходящих при совместной работе новых технических средств:

- термогидравлического распределителя – как устройства, обеспечивающего независимость первичного контура (сети теплоснабжения) от вторичных контуров (сети отопления, вентиляции и горячего водоснабжения);

- насосного узла смешения с ЧРП и устройства устранения «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном – как устройств, обеспечивающих регулирование параметров теплоносителя вторичного контура согласно температурному графику регулирования.

3. Построены графики изменения основных параметров тепловой сети при совместной работе новых технических устройств. Представлена схема совместной работы новых технических устройств с подключённым потребителем тепла с нагрузками отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. Результаты расчетов доказывают эффективность применения термогидравлического распределителя; так суммарный расход воды, подаваемой абоненту с разнородной нагрузкой, остается практически неизменным, что обеспечивает надежную работу источника теплоснабжения. Смешение потоков происходит под действием частотного преобразователя путем изменения числа оборотов насоса рециркуляции. Устранение «перетопа» достигается совместным изменением

сопротивления регулируемого клапана и числа оборотов насоса рециркуляции с помощью частотного преобразователя.

4. Установлено, что температура обратной сетевой воды после подогревателя горячего водоснабжения для пластинчатого теплообменника зависит от величины тепловой нагрузки на горячее водоснабжение в отличие от методики расчета по характеристикам теплообменных аппаратов [4].

2 Разработка математической модели регулирования тепловой сети централизованного теплоснабжения с потребителями, подключёнными с помощью термогидравлического распределителя, насосного узла смешения с ЧРП и устройства устранения «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном

2.1 Расчётные тепловые нагрузки

К системам централизованного теплоснабжения присоединяются потребители тепла с постоянной круглогодичной и сезонной нагрузкой. К постоянной круглогодичной нагрузке относится нагрузка горячего водоснабжения, а к сезонной относятся нагрузки отопления и вентиляции. В последние годы к сезонной нагрузке в малых размерах добавилась летняя нагрузка кондиционирования воздуха.

Расчётная тепловая нагрузка потребителей для обеспечения нужд отопления определяется по формуле [6]:

$$Q_o = \alpha \cdot V \cdot q_o \cdot (t_j - t_o) \cdot (1 + K_{u.p}) \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал/ч} \quad (2.1)$$

где:

α - поправочный коэффициент, учитывающий отличие расчётной температуры наружного воздуха t_o для проектирования отопления от (-30) °С, при которой определено соответствующее значение q_o ;

V - объём здания по наружному обмеру, м³;

q_o - удельная отопительная характеристика здания при $t_o = 30$ °С, ккал/(м³·ч·°С);

t_j - расчётная температура воздуха в отапливаемом здании, °С;

t_o - расчётная температура наружного воздуха для проектирования отопления местности, где расположено здание, °С;

$K_{u.p}$ - расчётный коэффициент инфильтрации, обусловленный тепловым и ветровым напором, т.е. соотношение тепловых потерь зданием с инфильтрацией и теплопередачей через наружные ограждения при температуре наружного воздуха, расчётной для проектирования отопления;

Расчётный коэффициент инфильтрации $K_{u.p}$ определяется по формуле:

$$K_{u.p} = 10^{-2} \cdot \sqrt{\left[2 \cdot g \cdot L \cdot \left(1 - \frac{273 + t_o}{273 + t_j} \right) + w_o^2 \right]} \quad (2.2)$$

где:

g - ускорение свободного падения, м/с²;

L - свободная высота здания, м;

w - расчётная для данной местности скорость ветра в отопительный период, м/с.

Текущая тепловая нагрузка на отопление определяется по формуле:

$$Q_{oi} = Q_o \cdot \frac{t_j - t_{oi}}{t_j - t_o} \quad (2.3)$$

где:

t_{oi} - текущая температура наружного воздуха, °С.

Расчётная тепловая нагрузка приточной вентиляции определяется по формуле [6]:

$$Q_v = \alpha \cdot V \cdot q_v \cdot (t_j - t_v) \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал/ч} \quad (2.4)$$

где:

q_v - удельная тепловая вентиляционная характеристика здания, зависящая от назначения и строительного объёма вентилируемого здания, ккал/(м³*ч*°С);

t_v - расчётная температура наружного воздуха для проектирования приточной вентиляции в местности, где расположено здание, °С.

Текущая тепловая нагрузка на вентиляцию определяется по формуле:

$$Q_{vi} = Q_v \cdot \frac{t_j - t_{vi}}{t_j - t_v} \quad (2.5)$$

где:

t_{vi} - текущая температура наружного воздуха, °С.

Средняя часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения потребителя тепловой энергии в отопительный период определяется по формуле [6]:

$$Q_{hm} = \frac{a \cdot N \cdot (55 - t_c) \cdot 10^{-6}}{T} + Q_{mn}, \text{ Гкал/ч} \quad (2.6)$$

где:

a - норма затрат воды на горячее водоснабжение абонента, л/ед. измерения в сутки;

N - количество единиц измерения, отнесённое к суткам, - количество жителей, учащихся в учебных заведениях и т.д.;

t_c - температура водопроводной воды в отопительный период, °С; при отсутствии достоверной информации принимается $t_c = 5$ °С;

T - продолжительность функционирования системы горячего водоснабжения абонента в сутки, ч;

Q_{mn} - тепловые потери в местной системе горячего водоснабжения, в подающем и циркуляционном трубопроводах наружной сети горячего водоснабжения, Гкал/ч.

Среднюю часовую тепловую нагрузку горячего водоснабжения в неотапливаемый период, можно определить из выражения [6]:

$$Q_{hs} = Q_{hm} \cdot \beta \cdot \frac{t_{hs} - t_{cs}}{t_h - t_c}, \text{ Гкал/ч} \quad (2.7)$$

где:

β - коэффициент, учитывающий снижение средней часовой нагрузки горячего водоснабжения в неотапливаемый период по сравнению с нагрузкой в отопительный период;

t_{hs}, t_h - температура горячей воды в неотапливаемый и отопительный период, °С;

t_{cs}, t_c - температура водопроводной воды в неотапливаемый и отопительный период, °С; при отсутствии достоверных сведений принимается $t_{cs} = 15$ °С, $t_c = 5$ °С.

Тепловые потери трубопроводами системы горячего водоснабжения могут быть определены по формуле [6]:

$$Q_{m.n} = \left[\frac{\sum K_i \cdot d_i \cdot l_i \cdot (t_n + t_k)}{2} - t_{окр} \right] \cdot (1 - \eta) \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал/ч} \quad (2.8)$$

где:

K_i - коэффициент теплопередачи участка неизолированного трубопровода, ккал/(м²*ч*°С);

d_i и l_i - диаметр трубопровода на участке и его длина, м;

t_n и t_k - температура горячей воды в начале и конце расчётного участка трубопровода, °С;

$t_{окр}$ - температура окружающей среды, °С;

η - коэффициент полезного действия тепловой изоляции трубопроводов.

По данным [4] построены графики тепловых нагрузок на одного жителя для средней полосы европейской части страны, рис. 2.1.

В весенне-осенний период в двухтрубных сетях с нагрузкой горячего водоснабжения осуществляется «перетоп», то есть подача тепла в большем количестве, чем необходимо для отопления, на рисунке 2.1 оранжевая линия.

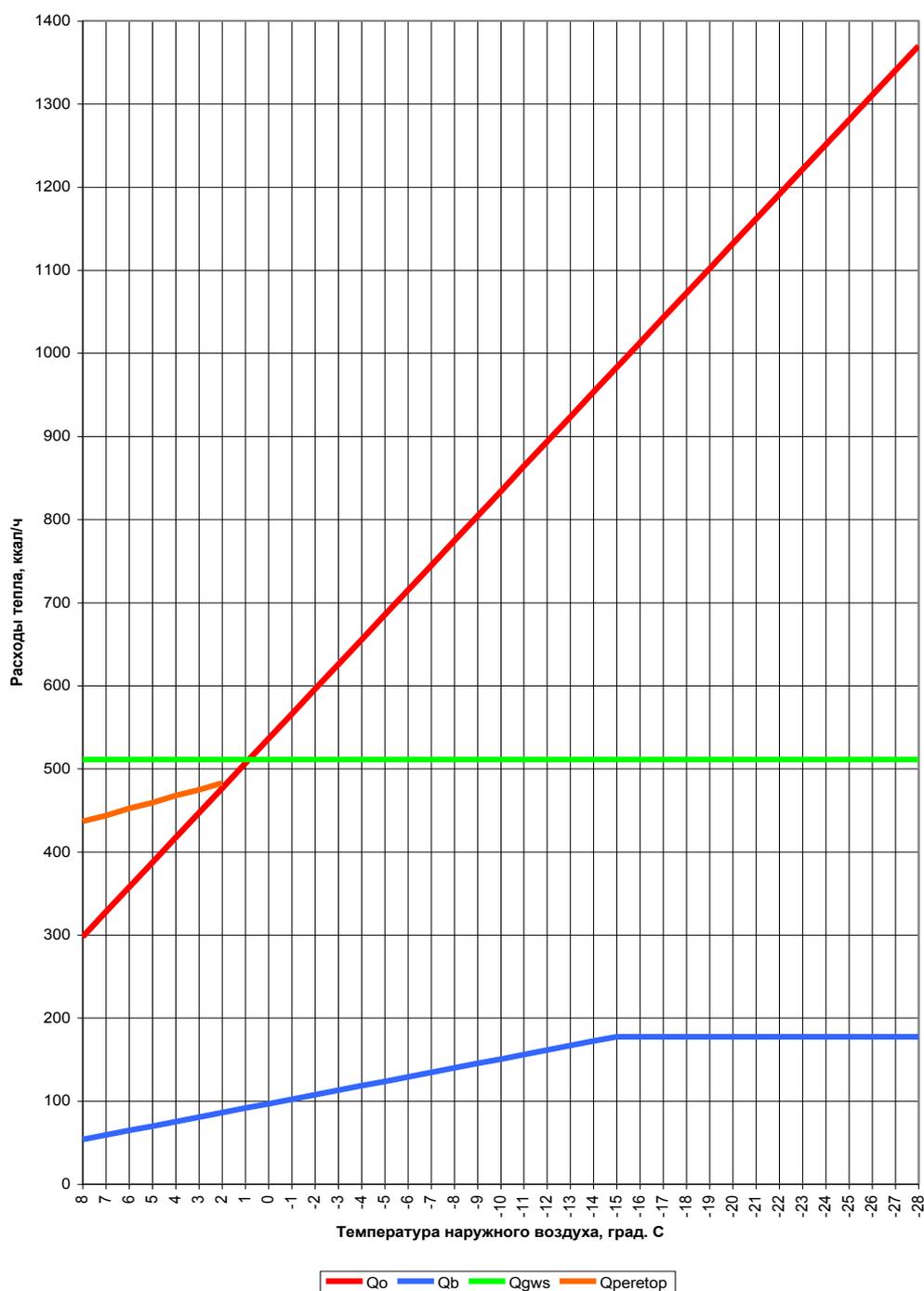


Рисунок 2.1 - Графики тепловых нагрузок на одного жителя.

2.2 Температурные графики

Тепловые нагрузки на отопление и вентиляцию зависят от температуры наружного воздуха и изменяются от расчетных температур до +8 °С – это сезонные нагрузки.

Применяются графики: без смешивающих устройств 95/70 °С, и с смешивающими устройствами 115/70, 130/70 и 150/70 °С. В числителе температура сетевой воды в подающей линии, а в знаменателе в обратной линии.

Наибольшее распространение в нашей стране нашёл метод качественного регулирования тепловой нагрузки, при котором расходы сетевой воды поддерживаются постоянными, а изменяется температура сетевой воды.

Необходимо отметить, что большинство систем отопления зданий выполнены на применение качественного вида регулирования тепловой нагрузки. Это означает, что количественное регулирование – изменением расхода сетевой воды через отопительную систему, невозможно, так как нарушается расчётное распределение расходов сетевой воды через элементы отопительной системы.

Температура воды в подающей линии при качественном регулировании систем отопления [5]:

$$\tau_1 = t'_e + \Delta t' \cdot \bar{Q}^{0.8} + \left(\delta\tau' - \frac{\theta'}{2} \right) \cdot \bar{Q} \quad (2.9)$$

Температура воды в обратной линии при качественном регулировании систем отопления [5]:

$$\tau_2 = t'_e + \Delta t' \cdot \bar{Q}^{0.8} - \frac{\theta'}{2} \cdot \bar{Q} \quad (2.10)$$

Температура воды в подающей линии после смешивающего устройства при качественном регулировании систем отопления [5]:

$$\tau_3 = t'_e + \Delta t' \cdot \bar{Q}^{0.8} + \frac{\theta'}{2} \cdot \bar{Q} \quad (2.11)$$

где:

$$\delta\tau' = \tau'_1 - \tau'_2;$$

$$\theta' = \tau'_3 - \tau'_2;$$

$$\Delta't = \frac{\tau'_3 + \tau'_2}{2} - t'_6;$$

$$\bar{Q} = \frac{t'_6 - t'_n}{t'_6 - t'_n};$$

t'_6 - расчётная температура внутреннего воздуха, °С;

t'_n - расчётная температура наружного воздуха, °С;

$\Delta't$ - расчётный температурный напор теплообменных аппаратов, °С;

τ'_1 - расчётная температура воды в подающей линии, °С;

τ'_2 - расчётная температура воды в обратной линии, °С;

τ'_3 - расчётная температура воды в подающей линии после смешивающего устройства, °С;

t_n - текущая температура наружного воздуха, °С.

В случае, если допустима рециркуляция воздуха в помещении, при температуре наружного воздуха ниже расчётной на проектирование вентиляции поддерживается постоянным расход тепла за счёт изменения количества сетевой воды, подаваемой на калориферные установки. Температура сетевой воды после калориферов определяется по уравнениям [5]:

а) Диапазон температур наружного воздуха от расчётной на отопление t'_n до расчётной на вентиляцию $t_{н.в}$.

В данном диапазоне расход тепла остаётся постоянным.

$$\left[\frac{(\tau_1 + \tau_{62}) - (t_n + t'_6)}{(\tau'''_1 + \tau'''_{62}) - (t_{н.в} + t'_6)} \right] \cdot \left(\frac{\tau'''_1 - \tau'''_{62}}{(\tau_1 - \tau_{62})} \right) = 1 \quad (2.12)$$

где:

τ_{62} - текущая температура сетевой воды после калориферов системы вентиляции, °С;

$t_{н.в}$ - расчётная температура наружного воздуха для проектирования вентиляции, °С;

τ'''_1 - температура сетевой воды в подающем трубопроводе при расчётной температуре наружного воздуха на проектирование вентиляции, °С;

τ'''_{62} - температура сетевой воды в обратном трубопроводе после системы отопления при расчётной температуре наружного воздуха на проектирование вентиляции, °С.

б) Диапазон температур наружного воздуха от $t_{н.б}$ до $t''_н$.

Принимаем температуру воды после калориферов равной температуре воды после систем отопления при качественном регулировании по графику $\tau_{o2} = f(t_н)$.

в) Диапазон температур наружного воздуха от $t''_н$ до $+8$ °С.

$$\left[\frac{(\tau''_1 + \tau_{o2}) - (t_н + t'_o)}{(\tau''_1 + \tau''_{o2}) - (t''_н + t'_o)} \right] \cdot \left(\frac{\tau''_1 - \tau''_{o2}}{\tau''_1 - \tau_{o2}} \right)^{0.15} = \left(\frac{t'_o - t_н}{t'_o - t''_н} \right)^{0.85} \quad (2.13)$$

где:

$t''_н$ - температура наружного воздуха при изломе температурного графика τ_1 , вызванного необходимостью поддерживать температуру воды в подающей линии 60 °С для открытых систем теплоснабжения и 70 °С для закрытых систем теплоснабжения для обеспечения горячего водоразбора с температурой 60 °С;

τ''_1 - температура сетевой воды в подающей линии при температуре наружного воздуха $t''_н$;

τ''_{o2} - температура сетевой воды на выходе из системы отопления при температуре наружного воздуха $t''_н$, °С.

Температура сетевой воды на выходе из подогревателей горячего водоснабжения при параллельном подключении определяется по формулам [5]:

$$\frac{(\tau_1 - t_2) - (\tau_{o2} - t_x)}{\Delta t'' \cdot \ln \left(\frac{\tau_1 - t_2}{\tau_{o2} - t_x} \right)} \cdot \sqrt{\frac{\tau''_1 - \tau''_{o2}}{\tau_1 - \tau_{o2}}} = 1 \quad (2.14)$$

$$\Delta t'' = \frac{(\tau''_{o2} - t_x) - (\tau''_1 - t_2)}{\ln \left(\frac{\tau''_{o2} - t_x}{\tau''_1 - t_2} \right)} \quad (2.15)$$

где:

τ_{o2} - текущая температура сетевой воды на выходе из подогревателей горячего водоснабжения, °С;

τ''_{o2} - температура сетевой воды на выходе из подогревателей горячего водоснабжения при $t''_н$, °С;

t_2 - температура горячей воды, °С;

t_x - температура холодной водопроводной воды, °С.

В течение суток потребление горячей воды изменяется с коэффициентом максимума от средней нагрузки расхода горячей воды $k = (0 \div 0.4) \div 2.4$. Это приводит к тому, что под воздействием регулятора температуры изменяется расход греющей воды – первичного теплоносителя и при этом изменяется температура сетевой воды на выходе из подогревателей горячего водоснабжения.

Таблица 2.1 – Температурный график качественного регулирования с местным количественным регулированием системы вентиляции

tn, °C	T₁, °C	T₂, °C	T₃, °C	T2gws	T2b
8	70.0	44.5	52.5	30.0	21.79
7	70.0	44.1	52.2	30.0	25.49
6	70.0	43.6	51.9	30.0	28.98
5	70.0	43.2	51.5	30.0	32.26
4	70.0	42.7	51.2	30.0	35.34
3	70.0	42.3	50.9	30.0	38.23
2	70.0	41.8	50.6	30.0	40.93
1	72.0	42.5	51.7	28.4	42.5
0	74.9	43.6	53.3	26.5	43.6
-1	77.7	44.6	55.0	25.0	44.6
-2	80.5	45.7	56.6	23.6	45.7
-3	83.3	46.7	58.2	22.4	46.7
-4	86.0	47.8	59.7	21.4	47.8
-5	88.8	48.8	61.3	20.4	48.8
-6	91.5	49.8	62.9	19.6	49.8
-7	94.3	50.8	64.4	18.8	50.8
-8	97.0	51.8	65.9	18.1	51.8
-9	99.7	52.8	67.5	17.4	52.8
-10	102.4	53.8	69.0	16.8	53.8
-11	105.1	54.7	70.5	16.3	54.7
-12	107.8	55.7	72.0	15.8	55.7
-13	110.5	56.6	73.5	15.3	56.6
-14	113.2	57.6	74.9	14.8	57.6
-15	115.9	58.5	76.4	14.4	58.5
-16	118.5	59.4	77.9	14.0	56.78
-17	121.2	60.3	79.3	13.6	54.93
-18	123.8	61.2	80.8	13.3	53.06
-19	126.5	62.1	82.2	13.0	51.07
-20	129.1	63.0	83.7	12.7	49.06
-21	131.7	63.9	85.1	12.4	47
-22	134.4	64.8	86.5	12.1	44.83
-23	137.0	65.7	88.0	11.8	42.66
-24	139.6	66.6	89.4	11.6	40.45
-25	142.2	67.4	90.8	11.3	38.19
-26	144.8	68.3	92.2	11.1	35.88
-27	147.4	69.1	93.6	10.9	33.54
-28	150.0	70.0	95.0	10.7	31.17

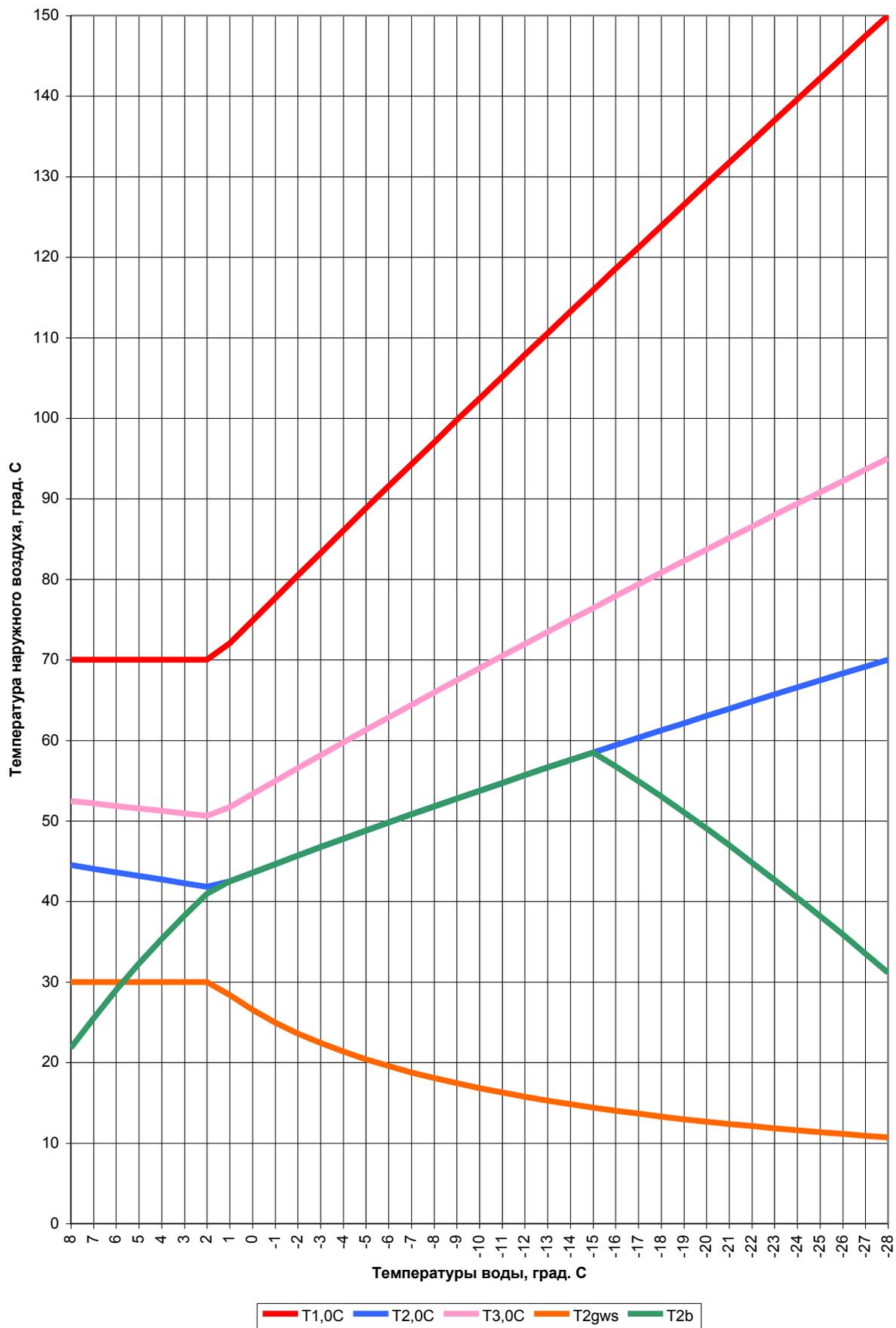


Рисунок 2.2 - Температурный график системы теплоснабжения.

2.3 Параметры работы подогревателей горячего водоснабжения при изменении расхода подогреваемой воды (вторичного теплоносителя)

Расчётные расходы сетевой воды определяются на точку излома температурного графика $t''_{н.б}$ и при коэффициенте максимума горячего водоразбора $k_{\max} = 2.4$. При этом в течение суток расход воды на горячее водоснабжение изменяется от 0 до максимальной величины, равной $2.4 \cdot Q^{cp}_{гвс} \cdot Q^{cp}_{гвс}$ - среднечасовая нагрузка горячего водоснабжения.

Влияние нагрузки горячего водоснабжения производится на основании характеристик теплообменных аппаратов [4; 5].

Меньший водяной эквивалент.

$$W_{.m}^{oc} = \frac{Q^{oc}}{\delta t_{\delta}^{oc}} \quad (2.16)$$

где:

Q^{oc} - тепловая нагрузка подогревателя горячего водоснабжения в основном режиме (на точку излома температурного графика);

$\delta t_{\delta}^{oc} = t_2 - t_x$ - большой температурный перепад в основном режиме, °С.

Большой водяной эквивалент.

$$W_{\delta}^{oc} = \frac{Q^{oc}}{\delta t_{.m}^{oc}} \quad (2.17)$$

где:

$\delta t_{.m}^{oc} = \tau''_1 - \tau''_{22}$ - меньший температурный перепад в основном режиме °С.

Произведение коэффициента теплопередачи на поверхность подогревателя в основном режиме.

$$(k \cdot F)^{oc} = \frac{1}{\left(\frac{1}{W_{.m}^{oc}} - \frac{1}{W_{\delta}^{oc}} \right)} \cdot \ln \left(\frac{\nabla^{oc} - \delta t_{.m}^{oc}}{\nabla^{oc} - \delta t_{\delta}^{oc}} \right) \quad (2.18)$$

где: $\nabla^{oc} = \tau''_1 - t_x$ - максимальный температурный перепад, °С.

Переменный меньший водяной эквивалент.

$$W_m = \frac{W_m^{oc}}{2.4} \cdot k_{\max} \quad (2.19)$$

Переменная тепловая нагрузка подогревателя горячего водоснабжения.

$$Q = W_m \cdot (t_2 - t_x) \quad (2.20)$$

Расход нагреваемой воды (вторичного теплоносителя).

$$G_g = \frac{Q}{c \cdot (t_2 - t_x)} \quad (2.21)$$

где: c - теплоёмкость воды, ккал/кг/град. С.

Расход греющей воды (первичного теплоносителя).

$$G_n = \frac{Q}{c \cdot (\tau_1 - \tau_{22})} \quad (2.22)$$

Вспомогательная величина.

$$z = \Phi \cdot \left(\frac{G_n}{G_g} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\sqrt{\frac{G_n}{G_g}}} \quad (2.23)$$

Безразмерная удельная тепловая производительность теплообменника горячего водоснабжения.

$$\varepsilon = \frac{1 - \exp(z)}{1 - \frac{G_n}{G_g} \cdot \exp(z)} \quad (2.24)$$

Тепловая нагрузка подогревателя горячего водоснабжения.

$$Q = \varepsilon \cdot G_n \cdot c \cdot \nabla \quad (2.25)$$

где: $\nabla = \tau_1 - t_x$.

Из уравнения (2.25) определяется температура воды на выходе из подогревателя τ_{22} , а из уравнения (2.22) расход первичного теплоносителя.

На основании уравнений (2.16)-(2.25) выполнены расчёты на нагрузку горячего водоснабжения на 1 жителя и приведены графики зависимостей, рисунок 2.3 - рисунок 2.5

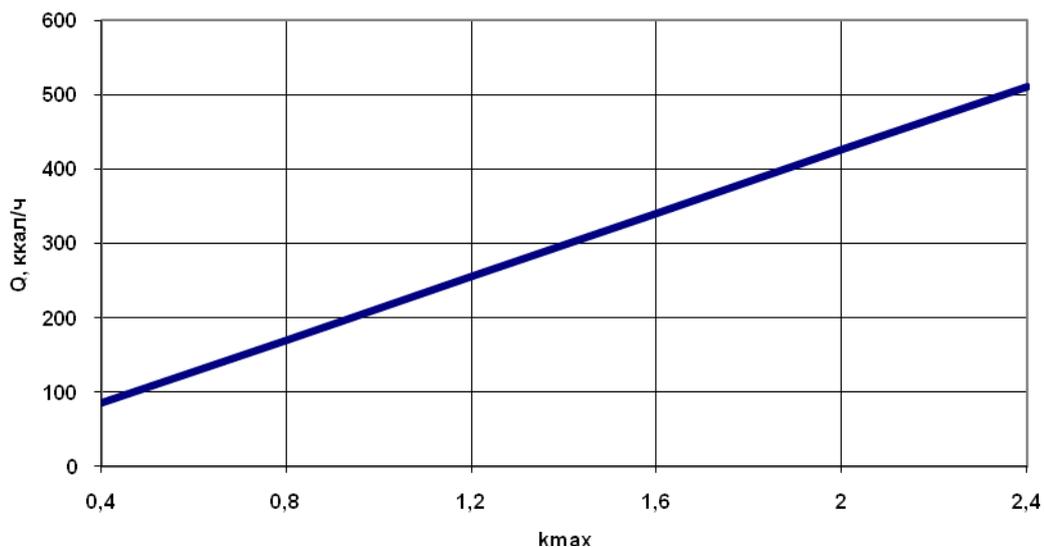


Рисунок 2.3 - График изменения нагрузка подогревателя от коэффициента максимума

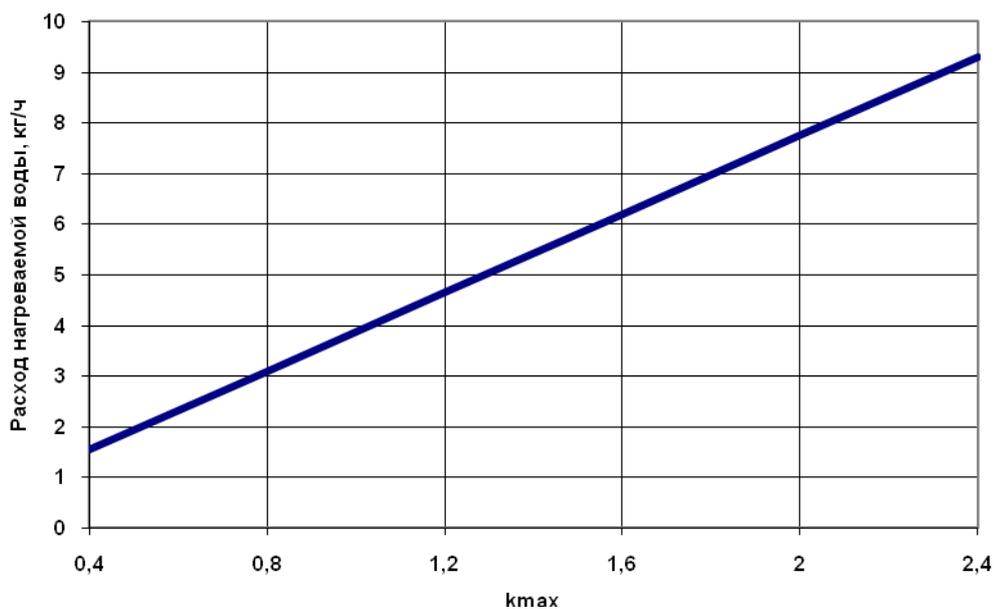


Рисунок 2.4 - График изменения расхода нагреваемой воды

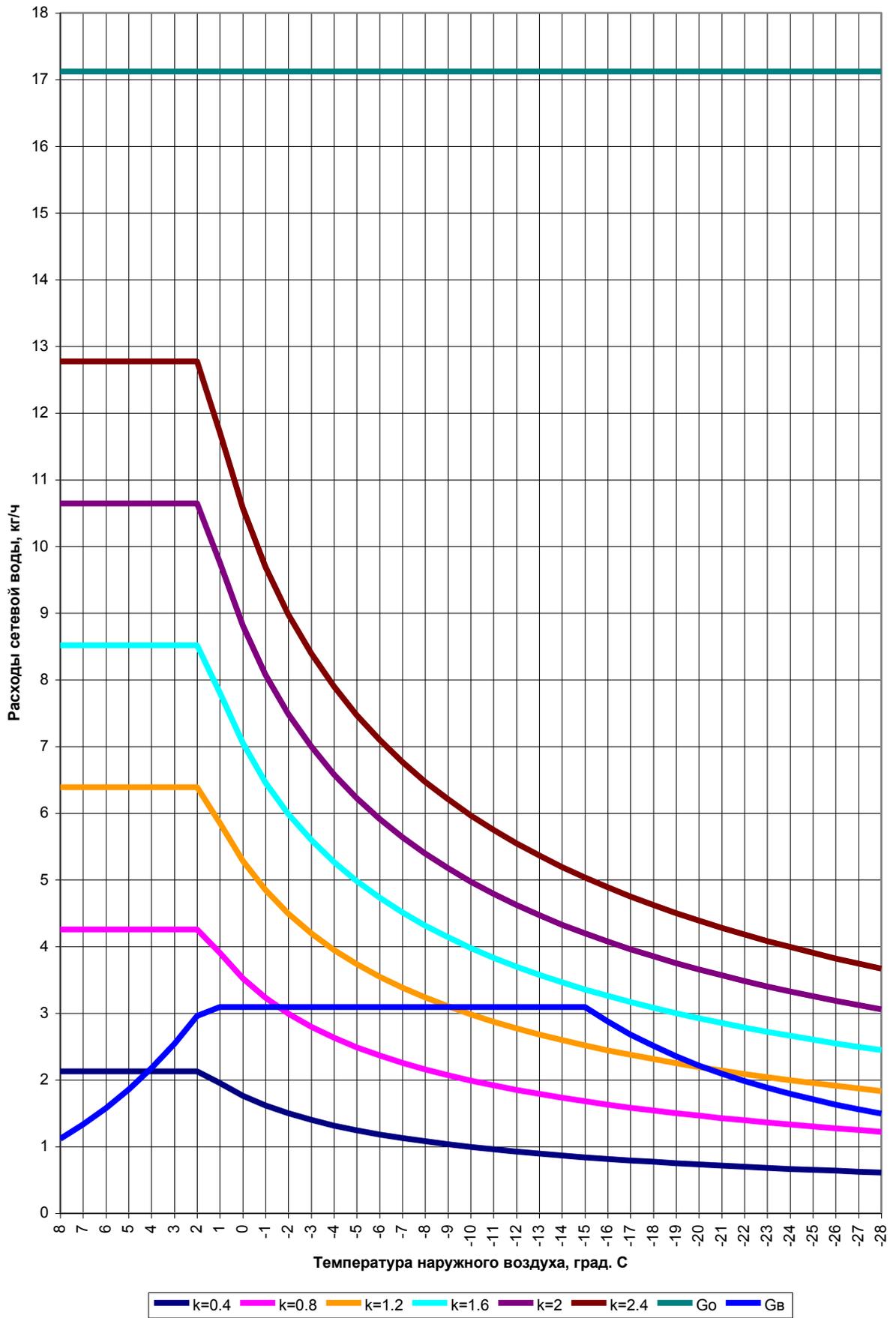


Рисунок 2.5 - Графики расходов сетевой воды

2.4 Расходы сетевой воды

Расходы сетевой воды определяются из уравнения теплового баланса.

$$G = \frac{Q}{(\tau_1 - \tau_{2i})}, \text{ кг/час} \quad (2.26)$$

где: τ_{2i} - температура сетевой воды на выходе из соответствующей системы (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения), °С.

На рис. 2.5 представлены графики расходов сетевой воды на 1 жителя на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение при различных коэффициентах максимума расхода на горячее водоснабжение.

Суммарный расход сетевой воды равен.

$$G_{\Sigma} = G_o + G_e + G_{гвс} \quad (2.27)$$

На рисунке 2.6 представлены суммарные графики расхода сетевой воды при различных коэффициентах максимума расхода воды на горячее водоснабжение.

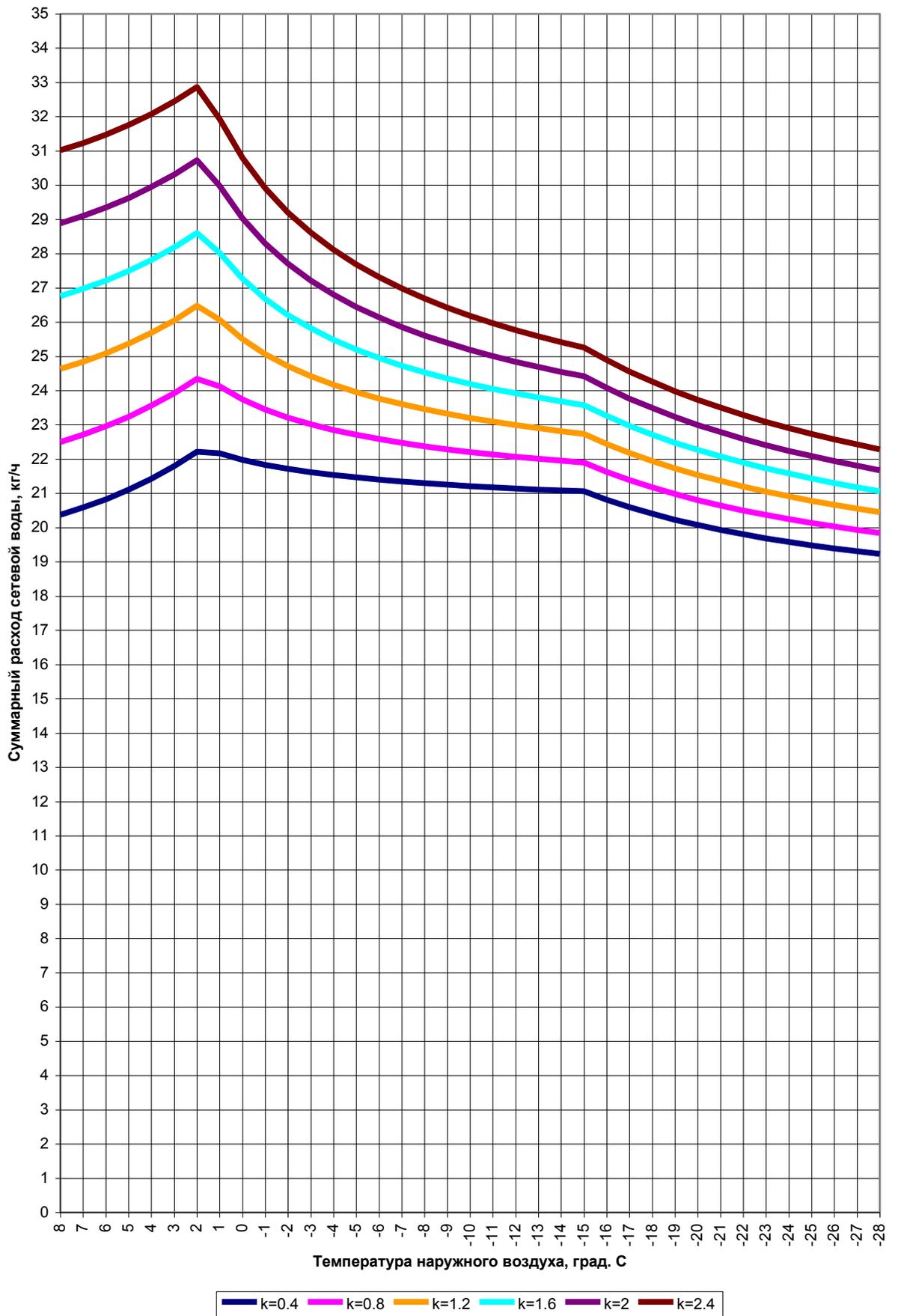


Рисунок 2.6 - Графики суммарного расхода сетевой воды

2.5 Расчёт тепловых и гидравлических потерь трубопроводов

2.5.1 Надземная прокладка тепловых сетей

Система дифференциальных уравнений подающего и обратного трубопровода при надземной прокладке имеет вид [3]:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\tau - t_0}{R} \cdot (1 + \beta) \cdot dl &= -G \cdot c \cdot d\tau \\ -dp &= R_1 \cdot (1 + \alpha) \cdot \frac{\rho_1}{\rho} \cdot dl \end{aligned} \right\} \quad (2.28)$$

Поскольку теплоёмкость, входящая в первое уравнение системы (2.28), является величиной, функционально зависимой от температуры, то точнее заменить на изменение теплосодержания. Тогда система (2.28) принимает вид.

$$\left. \begin{aligned} \frac{\tau - t_0}{R} \cdot (1 + \beta) \cdot dl &= -G \cdot dh \\ -dp &= R_1 \cdot (1 + \alpha) \cdot \frac{\rho_1}{\rho} \cdot dl \end{aligned} \right\} \quad (2.29)$$

Обозначения в (2.28) и (2.29):

τ - текущая температура сетевой воды в трубопроводе, °С;

t_0 - температура окружающего трубопровод воздуха, °С;

R - сумма термических сопротивлений трубопровода, [К·м/Вт];

β - доля местных потерь тепла;

l - текущая длина трубопровода, м;

G - расход сетевой воды, кг/с;

c - теплоёмкость воды, Дж/кг/°К;

h - теплосодержание воды, Дж/кг;

p - текущее давление сетевой воды в трубопроводе, Па;

R_1 - удельное падение давления по параметрам в начале участка, Па/м;

α - доля местных гидравлических потерь;

ρ_1 - плотность воды в начале участка, кг/м³;

ρ - текущая плотность воды, кг/м³.

Термическое сопротивление трубопровода [6]

$$R = R_{iz} + R_n, \quad [\text{К}\cdot\text{м}/\text{Вт}] \quad (2.30)$$

Термическое сопротивление слоя изоляции.

$$R_{iz} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{iz}} \cdot \ln \frac{d_{iz}}{d_n}, \quad [\text{К}\cdot\text{м}/\text{Вт}] \quad (2.31)$$

Термическое сопротивление поверхности изоляционного слоя.

$$R_n = \frac{1}{\pi \cdot d_{iz} \cdot \alpha_{iz}}, \quad [\text{К}\cdot\text{м}/\text{Вт}] \quad (2.32)$$

Коэффициент теплопроводности изоляционного слоя.

$$\lambda_{iz} = a + k \cdot t_{sr}, \quad [\text{Вт}/\text{м}/\text{К}] \quad (2.33)$$

где для изоляции из минеральной ваты можно принять:

$$a = 0.05; k = 0;$$

t_{sr} - средняя температура изоляционного слоя;

d_{iz} - диаметр изоляционного слоя, м.

Коэффициент теплоотдачи с поверхности изоляции.

$$\alpha_{iz} = 11.6 + 7 \cdot \sqrt{w}, \quad [\text{Вт}/\text{м}^2/\text{К}] \quad (2.34)$$

где: w - скорость воздуха, м/с.

Удельное падение давления в начале участка равно:

$$R_1 = \frac{8 \cdot \lambda \cdot G^2}{d^5 \cdot \pi^2 \cdot \rho} \quad (2.35)$$

где:

λ - коэффициент гидравлического трения;

d - внутренний диаметр трубопровода, м;

Коэффициент гидравлического трения по формуле Прандтля-Никурадзе:

$$\lambda = \frac{1}{\left(1.14 + 2 \cdot \lg \frac{d}{k_s}\right)^2} \quad (2.36)$$

Дифференциал теплосодержания:

$$dh = \frac{\partial h}{\partial \tau} \cdot d\tau + \frac{\partial h}{\partial p} \cdot dp \quad (2.37)$$

С учётом подстановки (2.37) система (2.29) может быть разрешена относительно производных:

$$\left. \begin{aligned} \frac{d\tau}{dl} &= \frac{G \cdot \frac{\partial h}{\partial p} \cdot R_1 \cdot (1 + \alpha) \cdot \frac{\rho_1}{\rho} - \frac{\tau - t_0}{R} \cdot (1 + \beta)}{G \cdot \frac{\partial h}{\partial t}} \\ \frac{dp}{dl} &= -R_1 \cdot (1 + \alpha) \cdot \frac{\rho_1}{\rho} \end{aligned} \right\} \quad (2.38)$$

Потеря тепла через изоляционный слой:

$$Q_{pot} = G \cdot (h_1 - h_2) / 1000000, \text{ [МВт]}$$

2.5.2 Канальная прокладка тепловых сетей

Система дифференциальных уравнений состоит из 4-х уравнений, описывающих потери давления и температуры одновременно для подающего и обратного трубопроводов. Это связано с тем, что теплоотдача от поверхности изоляции происходит к воздуху, находящемуся внутри канала и происходит взаимодействие тепловых потоков от подающего и обратного трубопроводов:

$$\left. \begin{aligned}
 \frac{d\tau_p}{dl} &= \frac{G_p \cdot \frac{\partial h_p}{\partial p} \cdot R_{1p} \cdot (1 + \alpha_p) \cdot \frac{\rho_{1p}}{\rho_p} - \frac{\tau_p - t_k}{R_p} \cdot (1 + \beta_p)}{G_p \cdot \frac{\partial h_p}{\partial t}} \\
 \frac{dp_p}{dl} &= -R_{1p} \cdot (1 + \alpha_p) \cdot \frac{\rho_{1p}}{\rho_p} \\
 \frac{d\tau_o}{dl} &= \frac{G_o \cdot \frac{\partial h_o}{\partial p} \cdot R_{1o} \cdot (1 + \alpha_o) \cdot \frac{\rho_{1o}}{\rho_o} - \frac{\tau_o - t_k}{R_o} \cdot (1 + \beta_o)}{G_o \cdot \frac{\partial h_o}{\partial t}} \\
 \frac{dp_o}{dl} &= -R_{1o} \cdot (1 + \alpha_o) \cdot \frac{\rho_{1o}}{\rho_o}
 \end{aligned} \right\} \quad (2.39)$$

где:

τ_p, τ_o - текущие по длине температуры воды в подающем и обратном трубопроводах, °С;

G_p, G_o - расходы сетевой воды по подающему и обратному трубопроводам, кг/с;

R_{1p}, R_{1o} - величины удельных падений давления по параметрам в начале трубопровода для подающего и обратного трубопровода, Па/м;

α_p, α_o - доли местных гидравлических потерь;

ρ_{1p}, ρ_{1o} - величины плотностей воды в начале трубопроводов, кг/м³;

ρ_p, ρ_o - текущие по длине плотности воды в подающем и обратном трубопроводах, кг/м³;

β_p, β_o - доли местных потерь тепла;

t_k - текущая по длине трубопроводов температура воздуха в канале, °С.

Производные $\frac{\partial h_p}{\partial p}, \frac{\partial h_p}{\partial t}, \frac{\partial h_o}{\partial p}, \frac{\partial h_o}{\partial t}$ вычисляются дифференцированием уравнений

состояния воды по формулам [20].

Плотности воды вычисляются по формулам [20].

Термические сопротивления подающего и обратного трубопроводов:

$$R_p = R_{np} + R_{tzp} \quad (2.40)$$

$$R_o = R_{no} + R_{tzo} \quad (4.27)$$

Термические сопротивления поверхности изоляционного слоя подающего и обратного трубопроводов.

$$R_{np} = \frac{1}{\pi \cdot d_{изп} \cdot \alpha_{bp}} \quad (2.41)$$

$$R_{no} = \frac{1}{\pi \cdot d_{izo} \cdot \alpha_{bo}} \quad (2.42)$$

где:

$d_{изп}, d_{izo}$ - диаметры наружной поверхности изоляции, м;

α_{bp}, α_{bo} - коэффициенты теплоотдачи к воздуху в канале, Вт/м²/°С.

Термические сопротивления изоляционного слоёв подающего и обратного трубопроводов:

$$R_{изп} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{изп}} \cdot \ln \frac{d_{изп}}{d_p} \quad (2.43)$$

$$R_{izo} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{izo}} \cdot \ln \frac{d_{izo}}{d_o} \quad (2.44)$$

где:

$\lambda_{изп}, \lambda_{izo}$ - коэффициенты теплопроводности изоляции, Вт/м/°С;

d_p, d_o - наружные диаметры трубопроводов, м.

Термическое сопротивление от воздуха в канале к грунту:

$$R_{bk} = \frac{1}{\pi \cdot \alpha_b \cdot d_s} \quad (2.45)$$

где:

α_b - коэффициент теплоотдачи от воздуха в канале к грунту, Вт/м²/°С;

Эквивалентный диаметр канала:

$$d_3 = 2 \cdot \frac{b \cdot h}{b + h} \quad (2.46)$$

где:

b - ширина канала, м;

h - высота канала, м.

Термическое сопротивление массива грунта:

$$R_{gr} = \frac{\ln \left(3.5 \cdot \left(\frac{H}{h} \right) \cdot \left(\frac{h}{b} \right)^{0.25} \right)}{\lambda_{gr} \cdot \left(5.7 + 0.5 \cdot \frac{b}{h} \right)} \quad (2.47)$$

где:

H - глубина заложения, до оси трубопровода, м.

Текущая температура воздуха в канале:

$$t_k = \frac{\frac{\tau_p}{R_{izp} + R_{np}} + \frac{\tau_o}{R_{izo} + R_{no}} + \frac{t_{gr}}{R_{bk} + R_{gr}}}{\frac{1}{R_{izp} + R_{np}} + \frac{1}{R_{izo} + R_{no}} + \frac{1}{R_{bk} + R_{gr}}} \quad (2.48)$$

где:

t_{gr} - температура грунта на глубине заложения канала, °С.

2.5.3 Бесканальная прокладка тепловых сетей

Система дифференциальных уравнений состоит из 4-х уравнений, описывающих потери давления и температуры одновременно для подающего и обратного трубопроводов. Это связано с тем, что теплоотдача от поверхности изоляции происходит к грунту, и происходит взаимодействие тепловых потоков от подающего и обратного трубопроводов.

$$\left. \begin{aligned}
 \frac{d\tau_p}{dl} &= \frac{G_p \cdot \frac{\partial h_p}{\partial p} \cdot R_{1p} \cdot (1 + \alpha_p) \cdot \frac{\rho_{1p}}{\rho_p} - \frac{\tau_p - t_k}{R_p} \cdot (1 + \beta_p)}{G_p \cdot \frac{\partial h_p}{\partial t}} \\
 \frac{dp_p}{dl} &= -R_{1p} \cdot (1 + \alpha_p) \cdot \frac{\rho_{1p}}{\rho_p} \\
 \frac{d\tau_o}{dl} &= \frac{G_o \cdot \frac{\partial h_o}{\partial p} \cdot R_{1o} \cdot (1 + \alpha_o) \cdot \frac{\rho_{1o}}{\rho_o} - \frac{\tau_o - t_k}{R_o} \cdot (1 + \beta_o)}{G_o \cdot \frac{\partial h_o}{\partial t}} \\
 \frac{dp_o}{dl} &= -R_{1o} \cdot (1 + \alpha_o) \cdot \frac{\rho_{1o}}{\rho_o}
 \end{aligned} \right\} (2.49)$$

где:

τ_p, τ_o - текущие по длине температуры воды в подающем и обратном трубопроводах, °С;

G_p, G_o - расходы сетевой воды по подающему и обратному трубопроводам, кг/с;

R_{1p}, R_{1o} - величины удельных падений давления по параметрам в начале трубопровода для подающего и обратного трубопровода, Па/м;

α_p, α_o - доли местных гидравлических потерь;

ρ_{1p}, ρ_{1o} - величины плотностей воды в начале трубопроводов, кг/м³;

ρ_p, ρ_o - текущие по длине плотности воды в подающем и обратном трубопроводах, кг/м³;

β_p, β_o - доли местных потерь тепла;

t_k - текущая по длине трубопроводов температура воздуха в канале, °С.

Производные $\frac{\partial h_p}{\partial p}, \frac{\partial h_p}{\partial t}, \frac{\partial h_o}{\partial p}, \frac{\partial h_o}{\partial t}$ вычисляются дифференцированием уравнений

состояния воды по формулам [20].

Плотности воды вычисляются по формулам [20].

Термические сопротивления подающего и обратного трубопроводов:

$$R_p = R_{np} + R_{izp} \quad (2.50)$$

$$R_o = R_{no} + R_{izo} \quad (2.51)$$

где:

d_{izp}, d_{izo} - диаметры наружной поверхности изоляции, м;

α_{bp}, α_{bo} - коэффициенты теплоотдачи к воздуху в канале, Вт/м²/°С.

Термические сопротивления изоляционного слоёв подающего и обратного трубопроводов:

$$R_{izp} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{izp}} \cdot \ln \frac{d_{izp}}{d_p} \quad (2.52)$$

$$R_{izo} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{izo}} \cdot \ln \frac{d_{izo}}{d_o} \quad (2.53)$$

где:

$\lambda_{izp}, \lambda_{izo}$ - коэффициенты теплопроводности изоляции, Вт/м/°С;

d_p, d_o - наружные диаметры трубопроводов, м.

Термическое сопротивление массива грунта:

$$R_{gr} = \frac{\ln \left(4 \cdot \frac{H}{d + 2 \cdot \delta_{iz}} \right)}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{gr}} \quad (2.54)$$

где:

H - глубина заложения, до оси трубопровода, м;

d - наружный диаметр трубопровода, м;

δ_{iz} - толщина изоляционного слоя, м;

λ_{gr} - коэффициент теплопроводности грунта, Вт/м/°С.

Термическое сопротивление, учитывающее влияние подающего и обратного трубопроводов.

$$R_{i,j} = \frac{\ln \sqrt{1 + (2 \cdot H / s)^2}}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{AD}} \quad (2.55)$$

где:

s - расстояние между осями трубопроводов, м.

Типовые размеры трубопроводов с пенополиуретановой изоляцией и с полиэтиленовой защитной оболочкой для бесканальной прокладки тепловых сетей, выпускаемых ЗАО «МосФлоулайн».

Таблица 2.2 - Типовые размеры трубопроводов с пенополиуретановой изоляцией

Диаметр и толщина стенки трубы, мм	Диаметр и толщина стенки п/э оболочки, мм
32x3	125x3
38x3	125x3
45x3	125x3
57x3	125x3
76x3	140x3
89x4	160x3
108x4	180x3
133x4	225x3.5
159x4.5	250x3.9
219x6	315x5.6
273x7	400x6.3
325x7	450x7
426x7	560x8.8
530x7	710x11.1
630x8	800x12.5
720x8	900x14
820x9	1000x15.6
920x9	1100x17.6
1020x10	1200x19.6

Коэффициент теплопроводности $\lambda_{tz} = 0.033$ Вт/м /°С.

2.6 Математические модели термогидравлического распределителя, насосного узла смешения с ЧРП и устройства устранения «перетопа»

Термогидравлический распределитель.

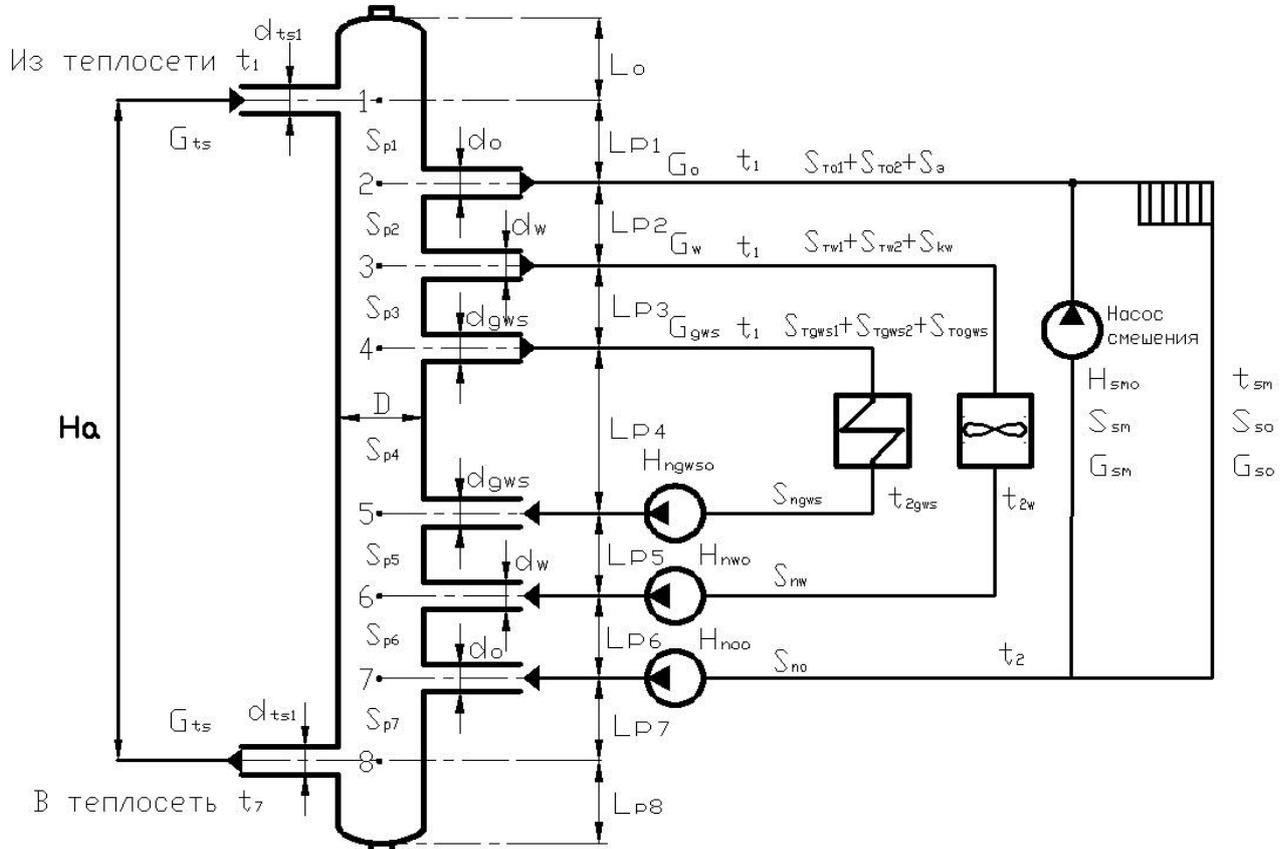


Рисунок 2.7 - Принципиальная схема термогидравлического распределителя

Уравнения потерь напора в контурах термогидравлического распределителя.
Внешний контур абонентского ввода:

$$\begin{aligned}
 & S_{p1} \cdot G_{ts} \cdot |G_{ts}| + S_{p2} \cdot (G_{ts} - G_o) \cdot |G_{ts} - G_o| + S_{p3} \cdot (G_{ts} - G_o - G_w) \cdot |G_{ts} - G_o - G_w| + \\
 & + S_{p4} \cdot (G_{ts} - G_o - G_w - G_{gws}) \cdot |G_{ts} - G_o - G_w - G_{gws}| + S_{p5} \cdot (G_{ts} - G_o - G_w) \cdot |G_{ts} - G_o - G_w| + \\
 & + S_{p6} \cdot (G_{ts} - G_o) \cdot |G_{ts} - G_o| + S_{p7} \cdot G_{ts} \cdot |G_{ts}| - H_a = 0
 \end{aligned} \quad (2.56)$$

Контур системы отопления:

$$\begin{aligned}
 & (S_{to1} + S_{to2} + S_{no}) \cdot G_o \cdot |G_o| + H_{sm0} - S_{sm} \cdot G_{sm} \cdot |G_{sm}| - H_{no0} - S_{p6} \cdot (G_{ts} - G_o) \cdot |G_{ts} - G_o| - \\
 & - S_{p5} \cdot (G_{ts} - G_o - G_w) \cdot |G_{ts} - G_o - G_w| - S_{p4} \cdot (G_{ts} - G_o - G_w - G_{gws}) \cdot |G_{ts} - G_o - G_w - G_{gws}| - \\
 & - S_{p3} \cdot (G_{ts} - G_o - G_w) \cdot |G_{ts} - G_o - G_w| - S_{p2} \cdot (G_{ts} - G_o) \cdot |G_{ts} - G_o| = 0
 \end{aligned} \quad (2.57)$$

$$S_{so} \cdot G_{so} \cdot |G_{so}| + S_{sm} \cdot G_{sm} \cdot |G_{sm}| - H_{sm0} = 0 \quad (2.58)$$

Контур системы вентиляции:

$$\begin{aligned} & (S_{tw1} + S_{tw2} + S_{kw} + S_{nw}) \cdot G_w \cdot |G_w| - H_{nw0} - S_{p5} \cdot (G_{ts} - G_o - G_w) \cdot |G_{ts} - G_o - G_w| - \\ & - S_{p4} \cdot (G_{ts} - G_o - G_w - G_{gws}) \cdot |G_{ts} - G_o - G_w - G_{gws}| - \\ & - S_{p3} \cdot (G_{ts} - G_o - G_w) \cdot |G_{ts} - G_o - G_w| = 0 \end{aligned} \quad (2.59)$$

Контур системы ГВС:

$$\begin{aligned} & (S_{igws1} + S_{igws2} + S_{iogws} + S_{ngws}) \cdot G_{gws} \cdot |G_{gws}| - H_{ngws0} - \\ & - S_{p4} \cdot (G_{ts} - G_o - G_w - G_{gws}) \cdot |G_{ts} - G_o - G_w - G_{gws}| = 0 \end{aligned} \quad (2.60)$$

где:

G_{ts} - расход сетевой воды на абонентский ввод, т/ч;

G_o - расход сетевой воды на систему отопления, т/ч;

G_w - расход сетевой воды на систему вентиляции, т/ч;

G_{gws} - расход сетевой воды на подогреватель горячего водоснабжения, т/ч;

G_{sm} - расход сетевой воды, подмешиваемой из обратной в прямую в системе отопления, т/ч;

G_{so} - расход сетевой воды через отопительную абонентскую систему, м \cdot ч 2 /т 2 ;

S_{p1} - сопротивление участка ТГР между точками 1 и 2, м \cdot ч 2 /т 2 ;

S_{p2} - сопротивление участка ТГР между точками 2 и 3, м \cdot ч 2 /т 2 ;

S_{p3} - сопротивление участка ТГР между точками 3 и 4, м \cdot ч 2 /т 2 ;

S_{p4} - сопротивление участка ТГР между точками 4 и 5, м \cdot ч 2 /т 2 ;

S_{p5} - сопротивление участка ТГР между точками 5 и 6, м \cdot ч 2 /т 2 ;

S_{p6} - сопротивление участка ТГР между точками 6 и 7, м \cdot ч 2 /т 2 ;

S_{p7} - сопротивление участка ТГР между точками 7 и 8, м \cdot ч 2 /т 2 ;

S_{to1} - сопротивление подводящего трубопровода к системе от отопления, м \cdot ч 2 /т 2 ;

S_{to2} - сопротивление отводящего трубопровода от системы отопления, м \cdot ч 2 /т 2 ;

S_{no} - сопротивление проточной части насоса в системе отопления, м \cdot ч 2 /т 2 ;

H_{no0} - напор насоса системы отопления при нулевой подаче, м.в.ст.;

H_{sm0} - напор насоса смешения при нулевой подаче, м.в.ст.;

S_{sm} - сопротивление проточной части насоса смешения системы отопления, м \cdot ч 2 /т 2 ;

H_a - располагаемый напор на абонентском вводе, м.в.ст.;

S_{tw1} - сопротивление подводящего трубопровода к системе вентиляции, м \cdot ч 2 /т 2 ;

S_{tw2} - сопротивление отводящего трубопровода от системы вентиляции, м \cdot ч 2 /т 2 ;

S_{kw} - сопротивление калорифера, м \cdot ч 2 /т 2 ;

S_{nw} - сопротивление проточной части насоса системы вентиляции, $\text{м}\cdot\text{ч}^2/\text{Т}^2$;

H_{sm0} - напор насоса системы вентиляции при нулевой подаче, м.в.ст.;

$S_{t_{gws1}}$ - сопротивление подводящего трубопровода к теплообменнику горячего водоснабжения, $\text{м}\cdot\text{ч}^2/\text{Т}^2$;

$S_{t_{gws2}}$ - сопротивление отводящего трубопровода от теплообменника горячего водоснабжения, $\text{м}\cdot\text{ч}^2/\text{Т}^2$;

S_{ngws} - сопротивление проточной части насоса системы горячего водоснабжения, $\text{м}\cdot\text{ч}^2/\text{Т}^2$;

H_{ngws0} - напор насоса системы горячего водоснабжения при нулевой подаче, м.в.ст.

Удельный вес для точки 1:

$$\gamma_1 = g_0 + t_1 \cdot (g_1 + t_1 \cdot (g_2 + t_1 \cdot (g_3 + t_1 \cdot (g_4 + t_1 \cdot g_5))))), \text{ кг/м}^3 \quad (2.61)$$

где: $g_0 = 995.8220825$; $g_1 = 0.437826693$; $g_2 = -0.017837286$;

$g_3 = 0.000160945$; $g_4 = -7.80001 \cdot 10^{-7}$; $g_5 = 1.43126 \cdot 10^{-9}$.

$$\gamma_1 = \gamma_2 = \gamma_3 = \gamma_4 = \gamma_o = \gamma_w = \gamma_{gws} \quad (2.62)$$

Удельный вес для точки 5:

$$\gamma_5 = g_0 + t_5 \cdot (g_1 + t_5 \cdot (g_2 + t_5 \cdot (g_3 + t_5 \cdot (g_4 + t_5 \cdot g_5)))) \quad (2.63)$$

Удельный вес для точки 6:

$$\gamma_6 = g_0 + t_6 \cdot (g_1 + t_6 \cdot (g_2 + t_6 \cdot (g_3 + t_6 \cdot (g_4 + t_6 \cdot g_5)))) \quad (2.64)$$

Удельный вес для точки 7:

$$\gamma_7 = g_0 + t_7 \cdot (g_1 + t_7 \cdot (g_2 + t_7 \cdot (g_3 + t_7 \cdot (g_4 + t_7 \cdot g_5)))) \quad (2.65)$$

Удельный вес воды в обратном трубопроводе от системы горячего водоснабжения:

$$\gamma_{2gws} = g_0 + t_{2gws} \cdot (g_1 + t_{2gws} \cdot (g_2 + t_{2gws} \cdot (g_3 + t_{2gws} \cdot (g_4 + t_{2gws} \cdot g_5)))) \quad (2.66)$$

Удельный вес воды в обратном трубопроводе от системы вентиляции:

$$\gamma_{2w} = g_0 + t_{2w} \cdot (g_1 + t_{2w} \cdot (g_2 + t_{2w} \cdot (g_3 + t_{2w} \cdot (g_4 + t_{2w} \cdot g_5)))) \quad (2.67)$$

Удельный вес воды в обратном трубопроводе от системы отопления:

$$\gamma_{2o} = g_0 + t_{2o} \cdot (g_1 + t_{2o} \cdot (g_2 + t_{2o} \cdot (g_3 + t_{2o} \cdot (g_4 + t_{2o1} \cdot g_5)))) \quad (2.68)$$

Коэффициент кинематической вязкости для точки 1:

$$\nu_1 = k_0 + t_1 \cdot (k_1 + t_1 \cdot (k_2 + t_1 \cdot (k_3 + t_1 \cdot (k_4 + t_1 \cdot (k_5 + t_1 \cdot (k_6 + t_1 \cdot (k_7 + t_1 \cdot k_8))))))))), \text{ м}^2/\text{с} \quad (2.69)$$

где:

$$\begin{aligned} k_0 &= 1.779713 \cdot 10^{-6}; k_1 = -5.184625 \cdot 10^{-8}; k_2 = 7.802509 \cdot 10^{-10}; \\ k_3 &= -4.724096 \cdot 10^{-12}; k_4 = -8.575032 \cdot 10^{-15}; k_5 = 1.807215 \cdot 10^{-16}; \\ k_6 &= 4.3812 \cdot 10^{-20}; k_7 = -4.98252 \cdot 10^{-21}; k_8 = 1.25768 \cdot 10^{-23}. \end{aligned}$$

Коэффициент кинематической вязкости для точки 5:

$$\nu_5 = k_0 + t_5 \cdot (k_1 + t_5 \cdot (k_2 + t_5 \cdot (k_3 + t_5 \cdot (k_4 + t_5 \cdot (k_5 + t_5 \cdot (k_6 + t_5 \cdot (k_7 + t_5 \cdot k_8)))))))) \quad (2.70)$$

Коэффициент кинематической вязкости для точки 6:

$$\nu_6 = k_0 + t_6 \cdot (k_1 + t_6 \cdot (k_2 + t_6 \cdot (k_3 + t_6 \cdot (k_4 + t_6 \cdot (k_5 + t_6 \cdot (k_6 + t_6 \cdot (k_7 + t_6 \cdot k_8)))))))) \quad (2.71)$$

Коэффициент кинематической вязкости для точки 7:

$$\nu_7 = k_0 + t_7 \cdot (k_1 + t_7 \cdot (k_2 + t_7 \cdot (k_3 + t_7 \cdot (k_4 + t_7 \cdot (k_5 + t_7 \cdot (k_6 + t_7 \cdot (k_7 + t_7 \cdot k_8)))))))) \quad (2.72)$$

$$\nu_8 = \nu_7 \quad (2.73)$$

Коэффициент кинематической вязкости для воды в обратном трубопроводе от системы горячего водоснабжения:

$$\begin{aligned} \nu_{2gws} = k_0 + t_{2gws} \cdot (k_1 + t_{2gws} \cdot (k_2 + t_{2gws} \cdot (k_3 + t_{2gws} \cdot (k_4 + t_{2gws} \cdot (k_5 + t_{2gws} \cdot (k_6 + \\ + t_{2gws} \cdot (k_7 + t_{2gws} \cdot k_8)))))))) \quad (2.74) \end{aligned}$$

Коэффициент кинематической вязкости для воды в обратном трубопроводе от системы вентиляции:

$$\nu_{2w} = k_0 + t_{2w} \cdot (k_1 + t_{2w} \cdot (k_2 + t_{2w} \cdot (k_3 + t_{2w} \cdot (k_4 + t_{2w} \cdot (k_5 + t_{2w} \cdot (k_6 + t_{2w} \cdot (k_7 + t_{2w} \cdot k_8)))))))) \quad (2.75)$$

Коэффициент кинематической вязкости для воды в обратном трубопроводе от системы отопления:

$$\nu_{2o} = k_0 + t_{2o} \cdot (k_1 + t_{2o} \cdot (k_2 + t_{2o} \cdot (k_3 + t_{2o} \cdot (k_4 + t_{2o} \cdot (k_5 + t_{2o} \cdot (k_6 + t_{2o} \cdot (k_7 + t_{2o} \cdot k_8)))))))) \quad (2.76)$$

Теплоёмкость для точки 1:

$$c_1 = k_{c0} + t_1 \cdot (k_{c1} + t_1 \cdot (k_{c2} + t_1 \cdot (k_{c3} + t_1 \cdot k_{c4}))) \quad (2.77)$$

где: $k_{c0} = 1.007631$; $k_{c1} = -5.70022 \cdot 10^{-4}$; $k_{c2} = 1.078437 \cdot 10^{-5}$; $k_{c3} = -6.592536 \cdot 10^{-8}$; $k_{c4} = 1.758197 \cdot 10^{-10}$.

Теплоёмкость для точки 5:

$$c_5 = k_{c0} + t_5 \cdot (k_{c1} + t_5 \cdot (k_{c2} + t_5 \cdot (k_{c3} + t_5 \cdot k_{c4}))) \quad (2.78)$$

Теплоёмкость для точки 6:

$$c_6 = k_{c0} + t_6 \cdot (k_{c1} + t_6 \cdot (k_{c2} + t_6 \cdot (k_{c3} + t_6 \cdot k_{c4}))) \quad (2.79)$$

Теплоёмкость для точки 7:

$$c_7 = k_{c0} + t_7 \cdot (k_{c1} + t_7 \cdot (k_{c2} + t_7 \cdot (k_{c3} + t_7 \cdot k_{c4}))) \quad (2.80)$$

Теплоёмкость для воды в обратном трубопроводе от системы горячего водоснабжения:

$$c_{2gws} = k_{c0} + t_{2gws} \cdot (k_{c1} + t_{2gws} \cdot (k_{c2} + t_{2gws} \cdot (k_{c3} + t_{2gws} \cdot k_{c4}))) \quad (2.81)$$

Теплоёмкость для воды в обратном трубопроводе системы вентиляции:

$$c_{2w} = k_{c0} + t_{2w} \cdot (k_{c1} + t_{2w} \cdot (k_{c2} + t_{2w} \cdot (k_{c3} + t_{2w} \cdot k_{c4}))) \quad (2.82)$$

Теплоёмкость для воды в обратном трубопроводе после системы отопления:

$$c_{2o} = k_{c0} + t_{2o} \cdot (k_{c1} + t_{2o} \cdot (k_{c2} + t_{2o} \cdot (k_{c3} + t_{2o} \cdot k_{c4}))) \quad (2.83)$$

Теплоёмкость для смеси воды в системе отопления:

$$c_m = k_{c0} + t_m \cdot (k_{c1} + t_m \cdot (k_{c2} + t_m \cdot (k_{c3} + t_m \cdot k_{c4}))) \quad (2.84)$$

Уравнение теплового баланса в узле 5%

$$(G_{ts} - G_o - G_w - G_{gws}) \cdot c_1 \cdot t_1 + G_{gws} \cdot c_{2gws} \cdot t_{2gws} - (G_{ts} - G_o - G_w) \cdot c_5 \cdot t_5 = 0 \quad (2.85)$$

Уравнение теплового баланса в узле 6:

$$(G_{ts} - G_o - G_w) \cdot c_5 \cdot t_5 + G_w \cdot c_{2w} \cdot t_{2w} - (G_{ts} - G_o) \cdot c_6 \cdot t_6 = 0 \quad (2.86)$$

Уравнение теплового баланса в узле 7:

$$(G_{ts} - G_o) \cdot c_6 \cdot t_6 + G_o \cdot c_{2o} \cdot t_{2o} - G_{ts} \cdot c_1 \cdot t_1 = 0 \quad (2.87)$$

Уравнение теплового баланса в узле смешения системы отопления:

$$G_o \cdot c_1 \cdot t_1 + G_{sm} \cdot c_{2o} \cdot t_{2o} - (G_o + G_{sm}) \cdot c_{sm} \cdot t_{sm} = 0 \quad (2.88)$$

Расчёт сопротивлений участков $S_{p1}, S_{p2}, S_{p3}, S_{p4}, S_{p5}, S_{p6}, S_{p7}, S_{to1}, S_{to2}, S_{tw1}, S_{tw2}, S_{tgws1},$

$S_{tgws2}, S_{sm}, S_{so}$ выполняется по формулам (Б.50)-(Б.52):

$$v = \frac{4 \cdot G}{3,6 \cdot \pi \cdot d^2 \cdot \gamma} \quad (2.89)$$

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{k_{\gamma}}{d} + \frac{68 \cdot v}{|v| \cdot d} \right)^{0,25} \quad (2.90)$$

$$S = \left(\frac{\lambda \cdot L}{d} + \sum \xi \right) \cdot \frac{8}{9,81 \cdot (3,6 \cdot \gamma \cdot \pi \cdot d^2)^2} \quad (2.91)$$

Температура подающей линии отопительной нагрузки при качественном регулировании:

$$t_1 = t_b + \left(\frac{t_{mp} + t_{op}}{2} - t_b \right) \cdot \left(\frac{t_b - t_n}{t_b - t_{no}} \right)^{0,8} + \left(t_{1p} - \frac{t_{mp} + t_{op}}{2} \right) \cdot \left(\frac{t_b - t_n}{t_b - t_{no}} \right) \quad (2.92)$$

где:

t_b - температура воздуха внутри отапливаемых помещений, °С;

t_{mp} - расчётная температура воды в местной системе отопления, °С;

t_{op} - расчётная температура воды после системы отопления, °С;

t_n - текущая температура наружного воздуха, °С;

t_{no} - расчётная для проектирования температура наружного воздуха, °С;

t_{1p} - расчётная температура воды в подающей линии тепловой сети, °С.

Температура обратной линии отопительной нагрузки при качественном регулировании:

$$t_{2o} = t_1 - (t_{1p} - t_{op}) \cdot \left(\frac{t_b - t_n}{t_b - t_{no}} \right) \quad (2.93)$$

Местная температура при качественном регулировании:

$$t_m = t_{2o} - (t_{mp} - t_{op}) \cdot \left(\frac{t_b - t_n}{t_b - t_{no}} \right) \quad (2.94)$$

Уравнение расчетной температуры обратной линии после системы вентиляции в I зоне:

$$t_b + t_n - t_{1sr} + [(t_{1sr} + t_{2osr}) - (t_{nsr} + t_b)] \cdot \left(\frac{t_b - t_n}{t_b - t_{nsr}} \right)^{0.85} \cdot \left(\frac{t_{1sr} - t_{2w}}{t_{1sr} - t_{2osr}} \right) - t_{2w} = 0 \quad (2.95)$$

где:

t_{1sr} - температура воды в подающей линии тепловой сети, равная 70 °С;

t_{2osr} - температура воды в обратной линии тепловой сети, соответствующая той же температуре наружного воздуха, что и t_{1sr} , °С;

t_{nsr} - температура наружного воздуха, °С, при которой $t_1 = 70$ °С - точка излома температурного графика.

Уравнение расчетной температуры обратной линии после системы вентиляции во II зоне:

$$t_{2w} = t_{2o} \quad (2.96)$$

Уравнение расчетной температуры обратной линии после системы вентиляции в III зоне с рециркуляцией воздуха:

$$t_b + t_n - t_1 + [(t_{1wp} + t_{2wp}) - (t_{nwp} + t_b)] \cdot \left(\frac{t_1 - t_{2w}}{t_{1wr} - t_{2wr}} \right)^{0.15} - t_{ow} = 0 \quad (2.97)$$

где:

t_{1wp} - температура воды в подающей линии, соответствующая расчётной температуре наружного воздуха на проектирование вентиляции, °С;

t_{2wp} - температура воды в обратной линии, соответствующая расчётной температуре наружного воздуха на проектирование вентиляции, °С.

Уравнение расчетной температуры в обратной линии после подогревателя ГВС.

В I зоне:

$$t_{2gws} = 70 \quad (2.98)$$

Во II и III зонах:

$$\frac{(t_1 - t_{gw}) - (t_{2gws} - t_x)}{\Delta t_{gws} \cdot 2.3 \cdot \lg \left(\frac{t_1 - t_{gw}}{t_{2gws} - t_x} \right)} \cdot \sqrt{\frac{t_{1gws} - t_{2gws}}{t_1 - t_{2gws}}} = 1 \quad (2.99)$$

$$\Delta t_{gws} = \frac{(t_{2gws} - t_x) - (t_{1gws} - t_{gw})}{2.3 \cdot \lg \left(\frac{t_{2gws} - t_x}{t_{1gws} - t_{gw}} \right)} \quad (2.100)$$

где:

$$t_{gw} = 60\text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_x = 5\text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{1gws} = 70\text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{2gws} = 30\text{ }^{\circ}\text{C}.$$

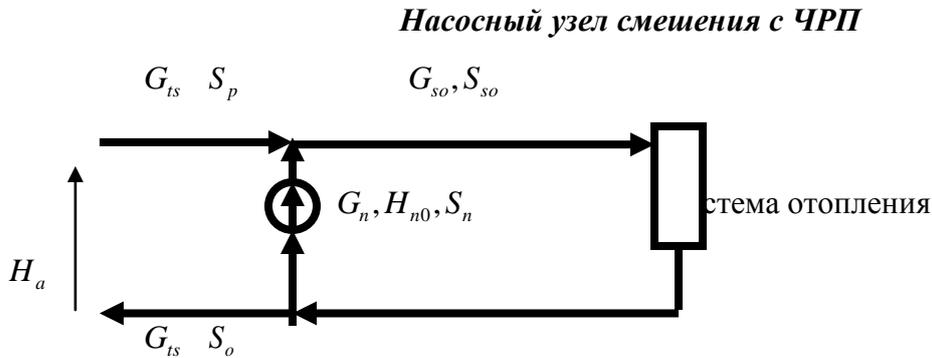


Рисунок 2.8 - Схема насосного смешительного узла тепловой сети

Потеря напора в системе отопления и соединительных трубопроводах равна.

$$H_{so} = S_{so} \cdot G_{so}^2, \text{ м.в.ст.} \quad (2.101)$$

где:

S_{so} - сопротивление системы отопления и соединительных трубопроводов, $\text{м} \cdot \text{ч}^2 / \text{т}^2$;

G_{so} - расход сетевой воды через отопительную систему, т/ч.

Напор, создаваемый насосом смешения.

$$H_{nsm} = H_{n0} \cdot \left(\frac{n_1}{n} \right)^2 - S_n \cdot G_n^2, \text{ м.в.ст.} \quad (2.102)$$

где:

H_{n0} - напор, создаваемый насосом при нулевой подаче и базовом числе оборотов, м.в.ст.;

n_1 - изменяемое число оборотов рабочего колеса насоса, об/мин;

n - базовое (нормативное) число оборотов насоса, об/мин;

S_n - гидравлическое сопротивление проточной части насоса, $\text{м} \cdot \text{ч}^2 / \text{т}^2$;

G_n - расход сетевой воды, подмешиваемый из обратного трубопровода в подающий, т/ч.

Коэффициент смешения.

$$U_{sm} = \frac{G_n}{G_{ts}} \quad (2.103)$$

где:

G_{ts} - расход сетевой воды, поступающей из тепловой сети, т/ч.

Очевидно, что напор насоса смешения расходуется на преодоление сопротивления отопительной системы.

$$H_{nsm} = H_{so} \quad (2.104)$$

Напор между подающим и обратным трубопроводами тепловой сети также равен напору насоса смешения за вычетом потерь напора в подающем и обратном трубопроводах.

$$H_a = H_{nsm} - (S_p + S_o) \cdot G_{ts}^2 \quad (2.105)$$

где:

S_p - сопротивление подводящего к узлу смешения трубопровода, м²/т²;

S_o - сопротивление отводящего от узла смешения трубопровода, м²/т².

Уравнение баланса расходов в узле смешения.

$$G_{ts} + G_n - G_{so} = 0 \quad (2.106)$$

Так как по техническому требованию коэффициент смешения должен оставаться постоянным, то можно выразить из (2.103).

$$G_{ts} = \frac{G_n}{U_{sm}} \quad (2.107)$$

Из уравнения (2.106) с подстановкой в него (2.107) можно найти G_{so} .

$$G_{so} = \frac{G_n}{U_{sm}} + G_n \quad (2.108)$$

Уравнение (2.104) с подстановкой (2.101) и (2.102) имеет вид.

$$H_{n0} \cdot \left(\frac{n_1}{n}\right)^2 - S_n \cdot G_n^2 = S_{so} \cdot G_{so}^2 \quad (2.109)$$

Уравнение (2.105) с подстановкой в него (2.102) имеет вид.

$$H_a = H_{n0} \cdot \left(\frac{n_1}{n}\right)^2 - S_n \cdot G_n^2 + (S_p + S_o) \cdot G_{ts}^2 \quad (2.110)$$

Подставим в (2.109) выражение (2.108), а в (2.111) выражение (2.117), получим систему уравнений.

$$\left. \begin{aligned} H_{n0} \cdot \left(\frac{n_1}{n}\right)^2 - S_n \cdot G_n^2 - S_{so} \cdot \left(\frac{1}{U_{sm}} + 1\right)^2 \cdot G_n^2 &= 0 \\ H_{n0} \cdot \left(\frac{n_1}{n}\right)^2 - S_n \cdot G_n^2 + (S_p + S_o) \cdot \frac{G_n^2}{U_{sm}^2} - H_a &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (2.111)$$

В системе уравнений (2.111) неизвестными являются n_1 и G_n .

Если из первого уравнения системы вычтем второе, то получим.

$$-S_{so} \cdot \left(\frac{1}{U_{sm}} + 1\right)^2 \cdot G_n^2 - (S_p + S_o) \cdot \frac{G_n^2}{U_{sm}^2} + H_a = 0 \quad (2.112)$$

Уравнение (2.112) можно разрешить относительно G_n .

$$G_n = \sqrt{\frac{H_a}{S_{so} \cdot \left(\frac{1}{U_{sm}} + 1\right)^2 + (S_p + S_o) \cdot \frac{1}{U_{sm}^2}}} \quad (2.113)$$

Подставив (2.113) в первое уравнение системы (2.111) можно найти новое число оборотов колеса насоса n_1 .

$$n_1 = \frac{n \cdot G_n \cdot \sqrt{H_{n0} \cdot (S_n \cdot U_{sm}^2 + S_{so} + 2 \cdot S_{so} \cdot U_{sm} + S_o \cdot U_{sm}^2)}}{H_{n0} \cdot U_{sm}} \quad (2.114)$$

По уравнениям (2.113), (2.114), (2.17) и (2.118) можно определить все неизвестные параметры насосного узла смешения.

Устройство по устранению «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном

На рисунке 2.9 представлена схема устройства по устранению перетопа с ЧРП и регулируемым клапаном.

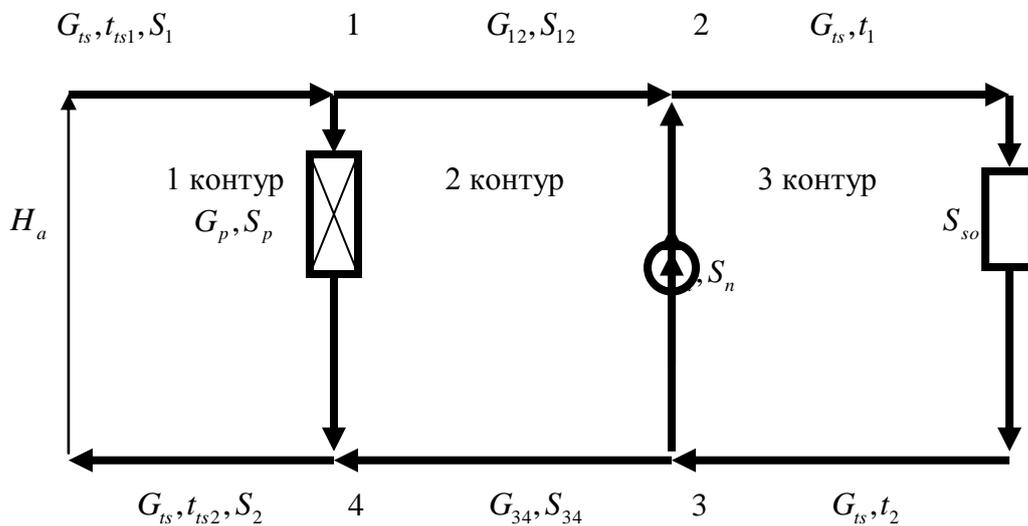


Рисунок 2.9 - Схема устройства по устранению «перетопа» с насосом смешения с ЧРП и регулируемым клапаном

$$t_1 = t_b + 0.5 \cdot (t_1^p - t_2^p) \cdot \left(\frac{t_b - t_n}{t_b - t_{np}}\right) + 0.5 \cdot (t_1^p + t_2^p - 2 \cdot t_b) \cdot \left(\frac{t_b - t_n}{t_b - t_{np}}\right)^{0.8} \quad (2.115)$$

где:

t_b - температура воздуха внутри отапливаемых помещений, °С;

t_1^p - расчётная температура воды в подающей линии, °С;

t_2^p - расчётная температура воды в обратной линии, °С;

t_n - текущая температура наружного воздуха, °С;

t_{np} - расчётная температура наружного воздуха, °С.

Температура воды после системы отопления.

$$t_2 = t_1 - (t_1^p - t_2^p) \cdot \left(\frac{t_b - t_n}{t_b - t_{np}} \right) \quad (2.116)$$

Потеря напора в системе отопления и соединительных трубопроводах равна.

$$H_{so} = S_{so} \cdot G_{ts}^2 \quad (2.117)$$

где:

S_{so} - сопротивление отопительной системы с соединительными трубопроводами, м·ч²/т²;

G_{ts} - расход сетевой воды, подаваемой на систему отопления, т/ч.

Напор, развиваемый насосом смешения с регулированием числа оборотов с помощью ЧРП.

$$H_{nsm} = H_{n0} \cdot \left(\frac{n_1}{n_0} \right)^2 - S_n \cdot G_n^2 \quad (2.118)$$

где:

H_{n0} - напор насоса при нулевой подаче при нормативном числе оборотов, м.в.ст.;

n_1 - текущее (изменяемое) число оборотов насоса, об/мин;

n_0 - нормативное (базовое) число оборотов насоса, об/мин;

S_n - сопротивление проточной части насоса, м·ч²/т²;

G_n - расход воды, перекачиваемый насосом, т/ч.

Для расчёта потокораспределения в кольцевых сетях необходимо составить число уравнений баланса масс (аналог 1 закона Кирхгофа) на единицу меньше числа узлов, для схемы рисунок 2.9 это 3 уравнения. Число уравнений сумм потерь напора (аналог 2 закона Кирхгофа) равно числу закрытых и открытых контуров, для схемы рисунок 2.9 это 3 уравнения. Кроме этого, при смешении потоков с различными температурами необходимо составить уравнения теплового баланса для каждого узла смешения.

Уравнение баланса масс для узла 1.

$$G_{ts} - G_p - G_{12} = 0 \quad (2.119)$$

где:

G_{ts} - расход воды из тепловой сети, т/ч;

G_p - расход воды через перемычку с регулируемым клапаном, т/ч;

G_{12} - участковый расход воды от точки 1 к точке 2, т/ч;

Уравнение баланса масс для узла 2.

$$G_{12} + G_n - G_{ts} = 0 \quad (2.120)$$

Уравнение баланса масс для узла 3.

$$G_{ts} - G_n - G_{34} = 0 \quad (2.121)$$

где:

G_{34} - участковый расход от точки 3 к точке 4, т/ч.

Уравнение теплового баланса для точки 2.

$$c \cdot G_{12} \cdot t_{ts1} + c \cdot G_n \cdot t_2 - c \cdot G_{ts} \cdot t_1 = 0 \quad (2.122)$$

где:

c - теплоёмкость, кДж/кг/°С;

t_{ts1} - температура воды, поступающей из теплосети (в период «перетопа» 70°С), °С.

Уравнение теплового баланса для точки 4.

$$c \cdot G_{34} \cdot t_2 + c \cdot G_p \cdot t_{ts1} - c \cdot G_{ts} \cdot t_{ts2} = 0 \quad (2.123)$$

где:

t_{ts2} - температура воды, возвращаемой в тепловую сеть, °С.

Для сохранения знака потока и получения единственности решения, в уравнениях для сумм потерь напора вместо расхода в квадрате, применяется «расход» умноженный на «модуль расхода».

Уравнение потерь напора для открытого контура 1.

$$H_a - S_p \cdot G_p \cdot |G_p| - (S_1 + S_2) \cdot G_{ts} \cdot |G_{ts}| = 0 \quad (2.124)$$

где:

H_a - располагаемый напор на абонентском вводе, м.в.ст.;

S_p - сопротивление переключки с регулируемым клапаном, м*ч²/т²;

S_1 - сопротивление подводящего трубопровода, м*ч²/т²;

S_2 - сопротивление отводящего трубопровода, м*ч²/т².

Уравнение потерь напора для закрытого контура 2.

$$S_{12} \cdot G_{12} \cdot |G_{12}| - S_n \cdot G_n \cdot |G_n| + S_{34} \cdot G_{34} \cdot |G_{34}| + H_{n0} \cdot \left(\frac{n_1}{n_0} \right) \cdot \left| \frac{n_1}{n_0} \right| - S_p \cdot G_p \cdot |G_p| = 0 \quad (2.125)$$

где:

S_{12} - сопротивление участка 1-2, м*ч²/т²;

S_{34} - сопротивление участка 3-4, м*ч²/т².

Уравнение потерь напора для закрытого контура 3.

$$S_{so} \cdot G_{ts} \cdot |G_{ts}| + S_n \cdot G_n \cdot |G_n| - H_{n0} \cdot \left(\frac{n_1}{n_0} \right) \cdot \left| \frac{n_1}{n_0} \right| = 0 \quad (2.126)$$

Уравнения (2.115), (2.116), (2.119 - 2.126) составляют систему уравнений полностью описывающую функциональность схемы по устранению перетопа. Решение

этой системы позволяет найти при любых температурах наружного воздуха сопротивление регулируемого клапана, число оборотов насоса смешения, расход сетевой воды из теплосети, расходы по участкам 1-2 и 3-4, расход через регулируемый клапан, расход через насос смешения и температуру воды, возвращаемой в тепловую сеть.

2.2.6 Расчёт теплогидравлических режимов тепловых сетей

Тепловые сети представляют собой сложное инженерное сооружение, состоящее из множества участков соединительных трубопроводов, смесительных узлов, систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения, насосных повысительных станций, дроссельных станций и источников тепла с источниками подпитки.

Расчёт наладочного режима производится на величину максимального горячего водоразбора на точку излома температурного графика.

Поверочные расчёты производятся на различные изменяемые параметры: температуру наружного воздуха – на изменение тепловой нагрузки отопления и вентиляции, коэффициент максимума нагрузки горячего водоразбора и на различные эксплуатационные и аварийные режимы: отключение источников, насосных и дроссельных станций и участков тепловой сети.

Расчёты теплогидравлических режимов производятся на основе решения системы нелинейных уравнений: уравнений балансов массовых расходов – аналогов уравнений 1 закона Кирхгофа и уравнений сумм потерь напора при обходе контуров – аналога уравнения 2 закона Кирхгофа.

$$\left. \begin{array}{l} \Sigma G_i = 0 \\ \Sigma S_i \cdot G_i \cdot |G_i| - \Sigma H_j = 0 \end{array} \right\} \quad (2.127)$$

где:

G_i - расходы, входящие и выходящие по всем узлам схемы за минусом одного – балансирующего, т/ч;

S_i - сопротивление участка трубопровода, м·ч²/т²;

ΣH_j - алгебраическая сумма напоров насосных станций в каждом контуре схемы тепловой сети.

Расчёты теплогидравлических режимов в настоящее время ввиду их трудоёмкости

выполняются по специальным компьютерным программам. Наиболее известными являются программы «ПОТОК» и «ZULU».

В Ивановском государственном энергетическом университете в 70-е годы прошлого столетия была разработана программа TGRTS (теплогидравлические расчёты тепловых сетей), в 2004-2005 г.г. разработана современная программа с базой данных и графическим представлением расчётной схемы «БЕРНУЛЛИ», а последнее время разработана более совершенная программа «МЕГАПОЛИС».

Все указанные программы позволяют выполнять как наладочные, так поверочные и аварийные расчёты теплогидравлических режимов тепловых сетей.

Выводы по 2 разделу

1. Представлены расчетные зависимости для определения тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и ГВС, а так же для расчета тепловых потерь трубопроводами горячего водоснабжения.
2. Представлены расчеты для определения температуры воды в подающем трубопроводе тепловой сети для качественного регулирования и обратном трубопроводе после систем отопления, вентиляции и ГВС при качественном и местном количественном регулировании.
3. На основании характеристик теплообменных аппаратов выполнены исследования влияния коэффициента максимума горячего водоразбора на величину температуры сетевой воды после подогревателей ГВС и расхода сетевой воды на подогреватели ГВС. Выявлена независимость значения температуры воды после подогревателей кожухотрубчатого типа системы ГВС от коэффициента максимума ГВС.
4. Приведены расчетные зависимости для определения расходов сетевой воды на отопление вентиляцию и ГВС.
5. Разработаны системы дифференциальных уравнений для определения потерь давления и температуры в трубопроводах тепловой сети для надземной, канальной и бесканальной прокладок.
6. Разработаны математические модели регулирования тепловой сети централизованного теплоснабжения с потребителями, подключёнными с помощью термогидравлического распределителя, насосного узла смешения с ЧРП и устройства устранения «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном.

3 Разработка методических решений для реализации теоретических исследований, в том числе:

- разработка моделей термогидравлического распределителя, насосного узла смешения с ЧРП и устройства по устранению «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном, обеспечивающих процессы энергосбережения в теплоснабжении

Теоретические исследования физических процессов, на основе которых разрабатываются новые технические средства в области транспортировки, распределения и потребления тепловой энергии нашли своё практическое воплощение в созданных нами экспериментальных образцах термогидравлического распределителя и насосного узла смешения с ЧРП и устройства по устранению «перетопа» с ЧРП и регулируемым приводом.

В ИТП «Гараж» ИГЭУ был изготовлен и смонтирован экспериментальный стенд с ТГР с целью улучшения процесса распределения тепловой энергии потребителям с разнородной нагрузкой. Экспериментальный образец насосного узла с ЧРП и устройства по устранению «перетопа» с ЧРП и регулируемым приводом установлен в учебно-исследовательском центре «АСУ в теплоэнергетике» ИГЭУ. Акты об изготовлении экспериментальных образцов ТГР и насосного узла с ЧРП и устройства по устранению «перетопа» с ЧРП и регулируемым приводом представлены в Приложении 22-1 и 22- 2 к Государственному контракту.

3.1 Реконструкция тепловой схемы ИТП «Гараж» ИГЭУ путем установки термогидравлического распределителя вертикального типа

Приведенные в главе 1.1 исследования режимов работы подогревателя ГВС в составе ИТП «Гараж» показали, что переменная нагрузка системы ГВС отрицательно влияет на работу системы отопления потребителей, ухудшает гидравлический режим системы теплоснабжения микрорайона в целом. Нестабильность теплового и гидравлического режимов ведет к повышенным затратам тепловой энергии. Как показали исследования, проведенные нами в [7], использование ТГР в тепловых схемах ИТП и ЦТП создает гидравлическую независимость контуров распределения и потребления тепловой энергии.

В [8] представлены конструкции термогидравлических распределителей различных типов: вертикальных, горизонтальных и коллекторных. Для применения в ИТП «Гараж» выбран ТГР вертикального типа.

Схема установки подогревателя ГВС для ИТП «Гараж» предусматривает автоматическое регулирование тепла на отопление, что не было реализовано на практике.

Нами был спроектирован, изготовлен и смонтирован ТГР для реконструкции тепловой схемы ИТП «Гараж» с целью устранения влияния ГВС на систему отопления. Конструктивные размеры ТГР представлены на рисунке 3.1.

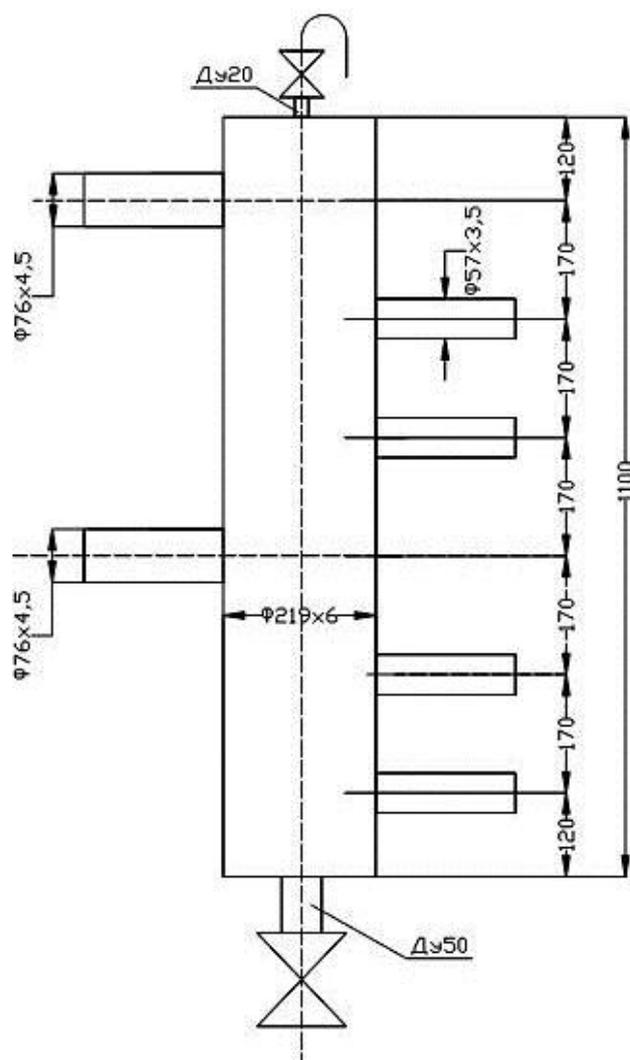


Рисунок 3.1 – Чертёж термогидравлического распределителя для гаража

На рисунках 3.2 и 3.3 представлены фотографии теплового пункта ИТП с установкой ТГР.



Рисунок 3.2 – Внешний вид теплового пункта абонента «гараж»



Рисунок 3.3 – Внешний вид

Реконструируемая тепловая схема ИТП дает возможность функционирования системы теплоснабжения как по схеме, действующей до реконструкции: параллельная схема присоединения теплообменника ГВС и непосредственная зависимая схема подключения системы отопления, так и по новой схеме с присоединением системы отопления и ГВС потребителей к вторичному контуру ТГР. Электрическая схема внешних соединений экспериментального стенда приведена на рисунке 3.4

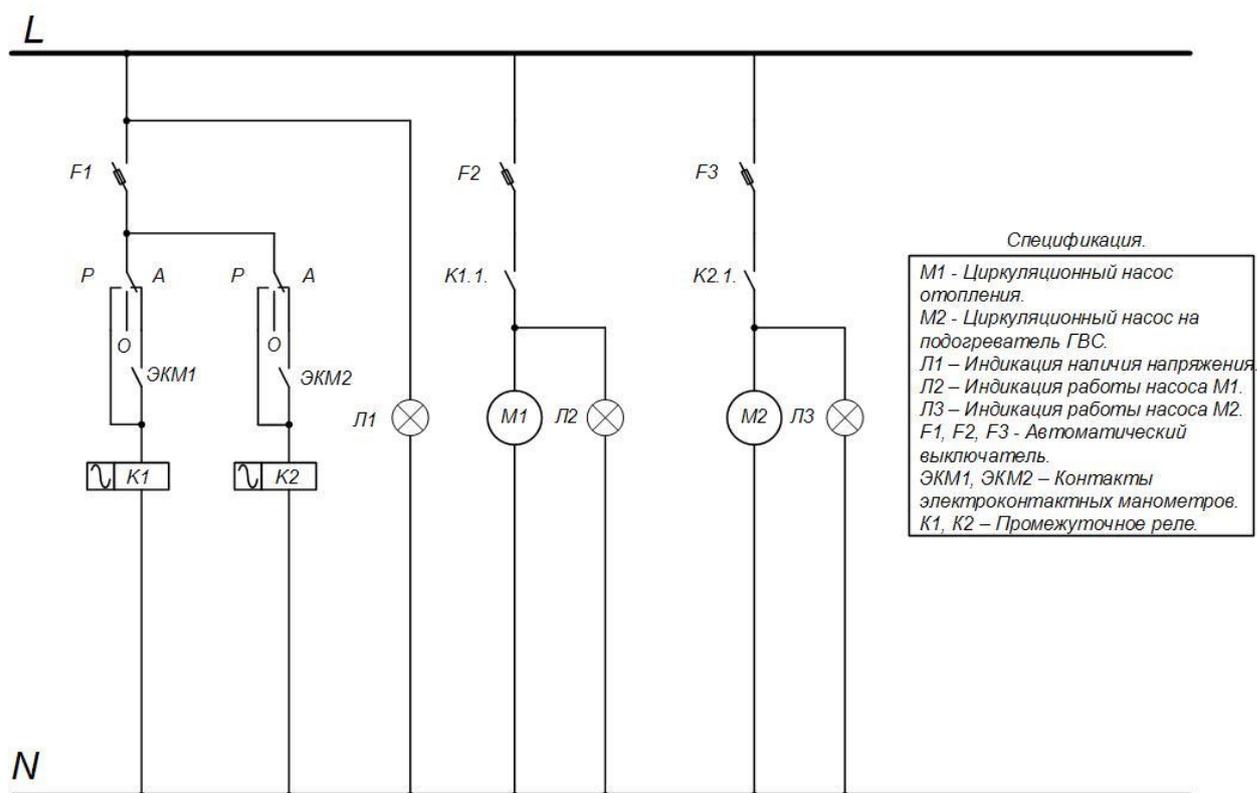


Рисунок 3.4 - Электрическая схема внешних соединений экспериментального стенда с ТГР

Спецификация на оборудование, использованная для реконструкции теплового пункта (ИТП «Гараж») приведена в таблице 3.1.

Опытный пуск реконструируемого теплового пункта доказал обоснованность предложенных нами теоретических выводов. В настоящее время проводятся работы для подготовки к проведению исследовательских испытаний оборудования ИТП с ТГР.

Таблица 3.1 - Спецификация на оборудование, использованная для реконструкции теплового пункта (ИТП «Гараж»)

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса, единицы, кг.	Примечания
1.	Насос, U=230 В., F= 50 Гц.,P=115 Вт.,IP44,H=5,5 м.,Q=10,8 м ³ /час., T=+2-+110 ⁰ С	UPS 32-55 180	-	-	шт.	1		
2.	Насос, U=230 В. F= 50 Гц. P=345 Вт. IP44, H=10 м., Q=10,8 м ³ /час., T=+2-+110 ⁰ С	UPS 32-100 180	-	-	шт.	1		
3.	Манометр 0-1 МПа.	ОБМ1-100	-	-	шт.	1		
4.	Манометр 0-10 кгс/см ²	МТП-100	-	-	шт.	2		
5.	Расходомер Ду=25 мм., Ру=1,6 МПа., Q _{MIN} =0,1 м ³ /час., Q _{MAX} =10 м ³ /час.	ИРМ-3	-	-	шт.	2		
6.	Термометр биметаллический 0-120 ⁰ С	БТ	-	-	шт.	3		

3.2 Разработка экспериментального образца насосного узла смешения с ЧРП и устройства по устранению «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном

Схема экспериментальной установки для исследования функционирования насосного узла смешения с ЧРП и устройства по устранению «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном представлена на рисунке 3.5.

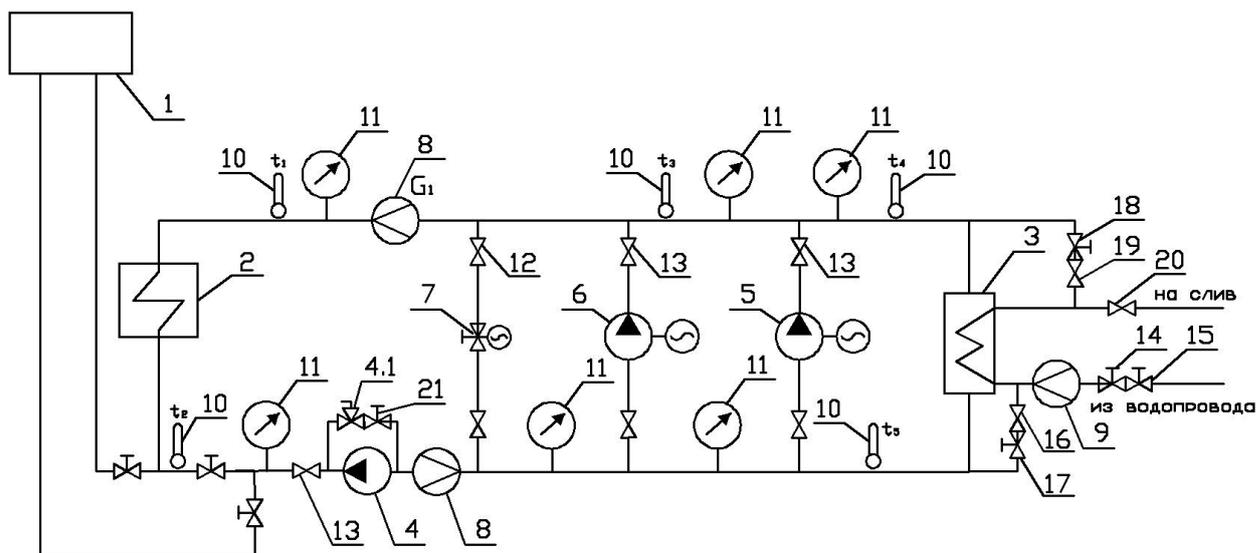


Рисунок 3.5 – Схема экспериментальной установки для исследования функционирования насосного узла смешения с ЧРП и устройства по устранению «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном

1 - ёмкостной подогреватель; 2 – скоростной подогреватель; 3 – пластинчатый теплообменник; 4 – сетевой циркуляционный насос; 4.1 – воздухоотделитель; 5 – насос смешения с ЧРП; 6 – рециркуляционный насос с ЧРП; 7 – регулируемый клапан; 8 – ультразвуковые расходомеры горячей и холодной воды; 9 – счётчик водопроводной воды; 10 – термометр; 11 – манометр; 12, 13, 15, 16, 19, 20 – шаровые краны; 14, 17, 18, 21 – вентиль;

Внешний вид экспериментального стенда представлен на двух фотографиях – рисунок 3.6.



Рисунок 3.6 - Внешний вид экспериментального стенда

Гидравлическая схема установки состоит из двух контуров: горячего теплоснабжения и холодного. Передача тепловой энергии от горячего теплоносителя к холодному осуществляется в пластинчатом теплообменнике 3. Нагрев воды горячего контура осуществляется последовательно в емкостном 1 и скоростном 2 водонагревателях. Для принудительной циркуляции воды в греющем контуре служит сетевой циркуляционный насос 4, оснащенный ЧРП. Устройство насосного узла смешения включает в себя насос смешения 5 с ЧРП. Узел устройства для устранения «перетопа» состоит из рециркуляционного насоса 6 с ЧРП и регулируемого клапана 7. Расходы горячей и холодной воды измеряются с помощью ультразвукового расходомера 8; расход водопроводной, охлаждающей воды – с помощью водосчетчика крыльчатого типа. Стенд оснащен датчиками давления и температуры 10.

Изменение режимов работы установки можно производить:

- путем изменения электрической нагрузки водонагревателей, что соответствует изменению режима работы источника теплоснабжения;
- путем изменения расхода охлаждающей воды из водопровода с помощью положения вентиля 14, что соответствует различной нагрузке потребителей тепловой энергии.

Автоматизированный узел управления экспериментальной установкой состоит из трех частей:

- сетевая часть узла включает в себя клапан регулятора расхода теплоносителя, клапан регулятора перепада давления с пружинным регулирующим элементом и фильтры.
- Циркуляционная часть состоит из циркуляционного насоса, насоса смешения и рециркуляционных насосов с обратными клапанами.
- Электронная часть включает регулятор температур (погодный компенсатор), обеспечивающий поддержание температуры греющей воды согласно температурному графику системы отопления, датчик температуры наружного воздуха, датчики температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах и редукторный электропривод клапана регулирования расхода теплоносителя.

Выдерживание температурного графика наряду с устойчивой циркуляцией теплоносителя в гидравлическом контуре установки, осуществляется путем подмеса необходимого количества холодного теплоносителя из обратного трубопровода в подающий с помощью клапана, с одновременным контролем температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах циркуляционного контура.

Узел управления экспериментальной установкой изображен на рисунке 3.7



Рисунок 3.7 - Узел управления экспериментальной установкой

В состав его входят:

- управляющая ЭВМ;
- многоканальный регистратор;
- вторичные приборы ультразвукового расходомера (для прямого и обратного трубопроводов);
- ЧРП для плавного изменения расхода теплоносителей;
- Контроллер ТСМ-410 с пультом управления.

Спецификация на оборудование экспериментального стенда представлена в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Спецификация на оборудование экспериментального стенда

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса, единицы, кг.	Примечания
1.	Электрический водонагреватель наполнительного типа	EWH-80	-	Haustechnik GMBH-AEG	шт.	1		
				Германия				
2.	Проточный электрический водонагреватель	ЭПВН-9,45	-	NIBE	шт.	1		
3.	Пластинчатый теплообменник	SL23TL-10BR25	-	ЗАО «ГД Ридан»				
				г.Н. Новгород				
4.	Насос центробежный	CEAM 70/3	-	Lowara,Италия	шт.	1		
5.	Насос центробежный	CEAM 70/3	-	Lowara,Италия	шт.	1		
6.	Насос центробежный	CEAM 70/5	-	Lowara,Италия	шт.	1		
7.	Клапан регулирующий электромагнитный	EV260B	-	Danfoss, A/S Nordborg	шт.	1		
				Дания				
7a.	Катушка для клапана EV260B	BL21-30D	-	Danfoss, A/S Nordborg	шт.	1		
				Дания				
8.	Расходомер-счетчик ультразвуковой	РЧС-1-015	-	ООО НПО «Наука»	шт.	2		
				г.Чебоксары				
9.	Счетчик холодной воды	СГВ-15Д	-	ООО ПКФ «Бетар»	шт.	1		
				г.Чистополь				
10.	Термометр сопротивления	ТС-Б-Р	-	ООО «Поинт»	шт.	10		
				г.Витебск				
11.	Манометр технический	-	-	«Watts industries»	шт.	5		
				Германия,				

Таблица 3.2 - Спецификация на оборудование экспериментального стенда

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса, единицы, кг.	Примечания
				г.Гамбург				
12.	Клапан регулирующий	25ч943нж	-	ЗИМ «Ф.Козовски»	шт.	1		
				г. Кнежа - Болгария				
13.	Электрический исполнительный механизм	AVM234R	-	ООО «Теплотекс АПВ»	шт.	1		
				г. Москва				
14.	Преобразователь избыточного давления	ПДГВХ-1-02	-	ООО НПК «Приборист»	шт.	10		
				г.Протвино				
15.	Многофункциональный контроллер	Текон ТКМ-410	-	ЗАО ПК	шт.	1		
				«Промконтроллер»				
				г.Москва				
16.	Персональный компьютер	-	-	-	шт.	1		

Для предоставления данных в наглядном виде и возможности их использования в системах регулирования используются следующие средства измерения и автоматизации : многофункциональный контроллер ТКМ410, панель оператора V04, датчики температуры, давления и расхода, персональный компьютер с установленным программным обеспечением .

Все элементы отражены в архитектуре средств измерения и автоматизации на рисунке 3.8

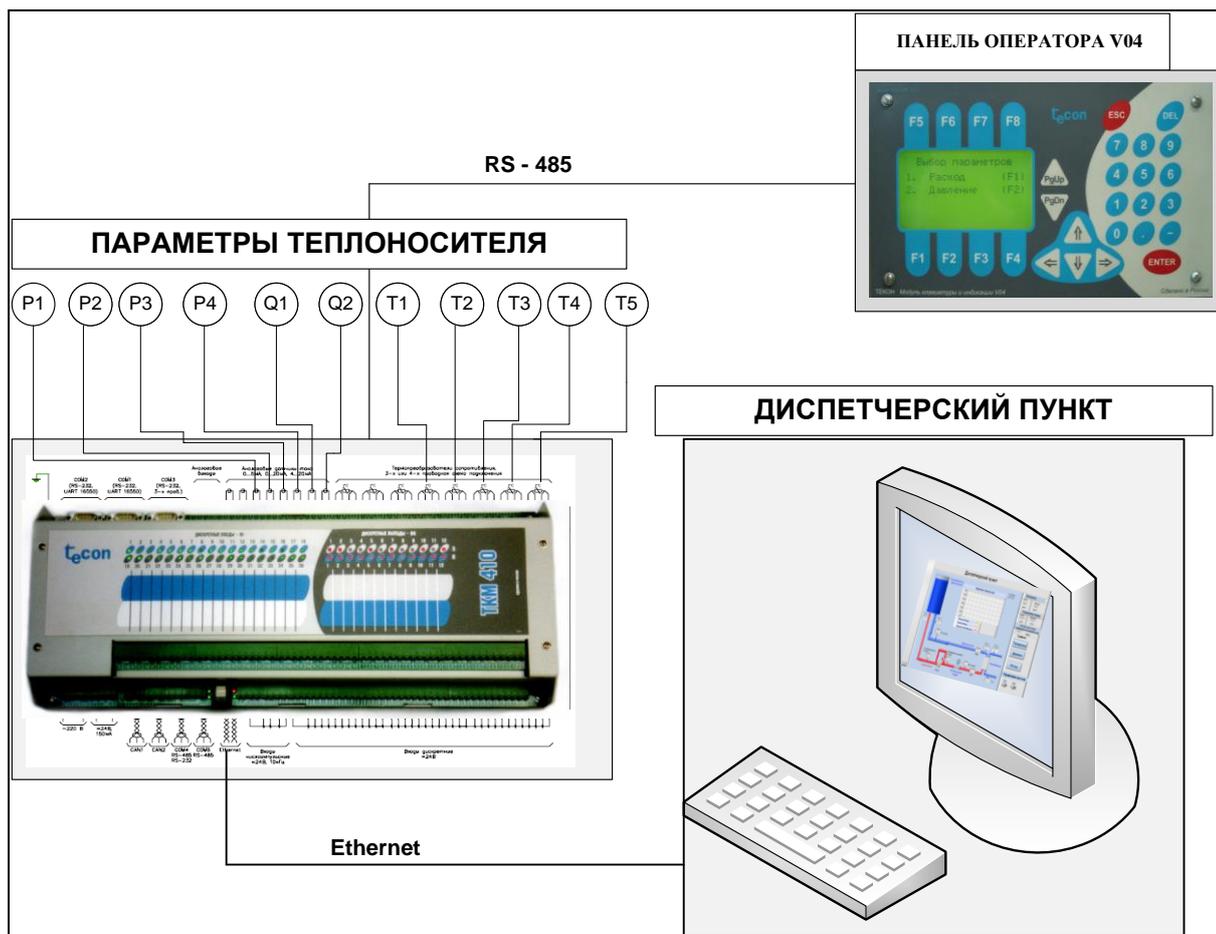


Рисунок 3.8- Архитектура средств измерения и автоматизации

Основным элементом данной архитектуры является многофункциональный контроллер ТКМ410. На него заведены унифицированные сигналы с датчиков давления, расхода и температуры. Полученная информация передается по сети Ethernet на персональный компьютер для дальнейшей обработки.

Задачи, решаемые контроллером:

- Сбор информации с датчиков различных типов и ее первичная обработка ;
- Выдача управляющих воздействий на исполнительные органы ;

- Контроль технологических параметров и аварийная защита многофункционального оборудования;
- Регулирование параметров технологического процесса ;
- Программно-логическое управление технологическими агрегатами, автоматическое включение и выключение оборудования;
- Математическая обработка информации по различным алгоритмам;
- Регистрация и архивирование параметров технологических процессов;
- Обмен данными ;
- Передача значений параметров и различных сообщений на панель оператора ;

Контроллер имеет 16 аналоговых входов, 8 из которых (0-7) - каналы измерения сигналов термометров сопротивления, остальные – сигналов тока.

Значения аналогового канала представлены в виде знакового целого. Минимальному значению измеряемого сигнала соответствует код 0000h (в десятичном виде - 0), максимальному – код 3FFFh (в десятичном виде – 16383). Таким образом:

0..5 мА	0..20 мА	4..20 мА
0..16383	0..16383	0..16383

Протокол TCP/IP используется для обмена данными с контроллером ТКМ410 .

Многофункциональный контроллер ТКМ410 предназначен для построения управляющих и информационных систем автоматизации технологических процессов малого и среднего уровня сложности и широким динамическим диапазоном изменения технологических параметров, а также построения отдельных подсистем сложных АСУ ТП. Контроллер используется для сбора, обработки информации и управления объектами в схемах автономного управления или в составе распределенной системы управления на основе локальных сетей уровней LAN и Fieldbus.

Конструкция контроллера позволяет встраивать его в стандартные монтажные шкафы или другое монтажное оборудование, которое защищает от воздействий внешней среды, обеспечивает подвод сигнальных проводов и ограничивает доступ к контроллеру. Контроллер может работать в автономном режиме, в режиме удаленного терминала связи и в смешанном режиме.

Основные области применения контроллера:

- Системы управления центральными тепловыми пунктами (ЦТП) и другими объектами теплоэнергетики;

- АСУ ТП малой и средней сложности предприятий с непрерывными или дискретными технологическими процессами различных отраслей (энергетические, химические, нефте- и газодобывающие, машиностроительные, сельскохозяйственные, пищевые производства, производство стройматериалов, предприятия коммунального хозяйства т.п.);

- Управление механизмами, агрегатами, линиями и т.п. как автономно, так и в составе распределенных АСУ ТП.

Контроллер предназначен для работы:

- как автономное устройство управления небольшими объектами (автономный режим);

- как удаленный терминал связи с объектом в составе распределенных систем управления (режим удаленного терминала связи);

- одновременно как локальное устройство управления и как удаленный терминал связи с объектом в составе сложных распределенных систем управления (смешанный режим).

Задачи, решаемые контроллером:

- Сбор информации с датчиков различных типов и ее первичная обработка (фильтрация сигналов, линеаризация характеристик датчиков, сигналов и т.п.);

- Выдача управляющих воздействий на исполнительные органы различных типов;

- Контроль технологических параметров и аварийная защита многофункционального оборудования;

- Регулирование параметров по различным законам;

- Логическое, программно-логическое управление технологическими агрегатами, автоматическое включение и выключение многофункционального оборудования;

- Математическая обработка информации по различным алгоритмам;

- Регистрация и архивирование параметров технологических процессов;

- Обмен данными в распределенных системах, обмен данными с другими контроллерами, работа с интеллектуальными датчиками;

- Обслуживание оператора-технолога, прием и исполнение команд, аварийная, предупредительная и рабочая сигнализация, индикация значений прямых и

косвенных параметров, передача значений параметров и различных сообщений на панель оператора и в SCADA-систему верхнего уровня;

В автономном режиме контроллер решает задачи информационной емкости до 80 каналов. При этом управление объектом производится прикладной программой, которая хранится в энергонезависимой памяти контроллера. Программирование контроллера осуществляется с помощью системы программирования ISaGRAF PRO компании ICS Triplex. Загрузка подготовленных прикладных программ в память контроллера для отладки производится по сети Ethernet. Для отображения информации и управления может применяться графическая панель оператора V04M. Программирование панели оператора выполняется на персональном компьютере с помощью программы VisiBuilder разработки НПКФ «Дейтамикро»

Переменные контроллера – совокупность системных переменных контроллера (значения каналов ввода-вывода контроллера и V04M, переменная состояния контроллера), пользовательских переменных и переменных ISaGRAF, которые доступны для чтения и записи при помощи Конфигуратора TKM410, TecnoOPC сервера, V04M, системы ISaGRAF PRO.

Инструментальное ПО включает в себя следующие компоненты:

- интегрированная среда разработки прикладной программы;
- компилятор прикладной программы V04M;
- загрузчик прикладной программы;
- эмулятор V04M;
- эмулятор контроллера.

Все компоненты, за исключением эмулятора контроллера, объединены в рамках интегрированной среды разработки.

Управляющая программа в этом режиме исполняется на вычислительном устройстве верхнего уровня иерархии (например, на промышленном компьютере), соединенном с контроллером по последовательному интерфейсу RS-232/RS-485 или по сети Ethernet (TCP/IP). В этом случае контроллер обеспечивает сбор информации с объекта и выдачу управляющих воздействий на объект. Следует отметить, что данный вариант является неоптимальным, так как не использует полностью интеллектуальные возможности контроллера в распределённой системе управления.

В этом режиме управление объектом производится прикладной программой, хранящейся в энергонезависимой памяти контроллера. При этом контроллер подключен к сети Ethernet, что позволяет вычислительному устройству верхнего уровня иерархии иметь доступ к значениям входных и выходных сигналов контроллера и значениям

рабочих переменных прикладной программы, а также воздействовать на эти значения. В контроллере могут быть использованы все свободные интерфейсы, а также его индикатор. Данный вариант в наибольшей степени использует ресурсы контроллера ТКМ410 и позволяет создавать с его помощью гибкие и надежные распределенные АСУ ТП любой информационной мощности (до десятков тысяч каналов). При этом обеспечивается живучесть отдельных подсистем.

Контроллер ТКМ410 может применяться в качестве устройства телеметрии, работающего в системах мониторинга и осуществляющего контроль за функционированием необслуживаемых промышленных объектов и объектов ЖКХ: тепловых пунктов, котельных, насосных станций, газораспределительных пунктов и трансформаторных подстанций. Контроллер архивирует контролируемые параметры, передает текущие и архивные данные, а также предупредительные и аварийные сообщения, в систему верхнего уровня (уровень оперативного диспетчерского управления). В качестве канала связи для передачи сообщений функционировании контролируемого объекта во многих случаях предпочтительно использовать сотовые сети стандарта GSM (хотя возможно использование связи по коммутируемым и выделенным телефонным линиям или по радиоканалу).

Наиболее простым и дешевым решением передачи данных в сотовых сетях является передача данных в режиме GPRS. Телеметрические данные также можно передавать и получать в режиме соединения двух GSM-модемов.

Контроллер ТКМ410 рекомендуется применять совместно с GSM/GPRS модемом TELECON 100. Применение GSM/GPRS модема TELECON 100 позволяет оптимально реализовать передачу данных с приборов учета (тепловычислителей, расходомеров, электросчетчиков), а также текущих и архивных данных о ходе технологического процесса из энергонезависимой памяти контроллера. Модем TELECON 100 поддерживается системным программным обеспечением контроллера. Для передачи данных контроллер использует режим GPRS или модемное соединение. Для обмена данными с контроллером ТКМ410 используется протокол на базе TCP/IP.

Для организации обмена создаются два логических канала связи:

- Основной, по которому запросы контроллеру посылает верхний уровень, запросы могут быть следующих типов:
 - Запрос на чтение текущих значений переменных контроллера
 - Запрос на запись значений переменных контроллера
 - Запрос на чтение статистических данных по номеру блока данных

(к статистическим данным относятся как статистика самого контроллера, так и подключенных к нему прибора учета)

- Запрос на чтение статистических данных по дате и времени

- Аварийный, по которому контроллер отправляет инициативные сообщения, содержащие текущие значения переменных контроллера, система верхнего уровня, получив сообщение от контроллера, отправляет подтверждение о получении. По одному запросу можно читать группу переменных контроллера, конфигурация группы переменных должна быть задана верхним уровнем на этапе настройки обмена, заданная конфигурация запросов сохраняется в энергонезависимой памяти контроллера. Ответы на запросы верхнего уровня и хранение конфигурации обеспечивает СПО контроллера.

Конфигурация инициативных сообщений (задание кода сообщения и определение группы переменных, передаваемых в этом сообщении) производится при помощи конфигуратора контроллера. Система верхнего уровня может изменить набор переменных, передаваемых в сообщении с определенным кодом. Для отправки сообщения пользователь должен предварительно сконфигурировать инициативное сообщение (конфигурация сохранится в энергонезависимой памяти контроллера), а непосредственно для инициации отправки пользовательская задача должна записать код сообщения в переменную контроллера `alarm`, по факту этой записи СПО контроллера сформирует на основе заданной конфигурации сообщение и отправит его по аварийному каналу. Инициативные сообщения с кодом меньше 65536 являются *авариями (или аварийными сообщениями)*, для них предусмотрена дополнительная обработка. После записи кода аварии в переменную `alarm` СПО сохраняет аварию в архиве аварийных сообщений. Архив аварийных сообщений представляет собой кольцевой буфер размером 2000 сообщений. Помещается архив в энергонезависимую память контроллера. Структура записи в архиве аварийных сообщений:

- время возникновения аварии в секундах от 00 часов 00 минут 00 секунд 1 января 1970 года
- время возникновения аварии в миллисекундах
- код аварии
- значение переменной, связанной с аварией
- флаг отправки аварийного сообщения верхнему уровню и флаг квитирования с V04M
- время квитирования в секундах от 00 часов 00 минут 00 секунд 1 января 1970 года

После записи в архив аварийных сообщений СПО отправляет информацию об аварии на индикатор V04M (если он есть) в следующем виде: время, код и значение переменной. После этого ожидается квитирование оператором этой аварии. После получения квитирования СПО модифицирует флаг и время квитирования в архиве. После этого следующая неквитированная авария может быть отправлена на V04M.

После записи в архив аварийных сообщений СПО отправляет информацию об аварии системе верхнего уровня, если предусмотрен канал связи с верхним уровнем. Если в системе присутствует аварийный канал, то авария должна быть отправлена по нему. Авария отправляется по инициативе контроллера.

Контроллер имеет следующие характеристики:

- Центральный 32-разрядный микропроцессор ATMEL ARM AT91M55800 33 МГц;
- Flash-память для хранения СПО и прикладного программного обеспечения контроллера объемом 2 Мб;
- Системное ОЗУ 2 Мб;
- Энергонезависимое статическое ОЗУ объемом 512 Кб с питанием отрезервной литиевой батарейки;
- Встроенные часы реального времени с питанием от резервной литиевой батарейки;
- Сторожевой таймер аппаратного сброса WatchDog;
- Последовательные интерфейсы COM1 (RS-232, UART16550), COM2 (RS-232, UART16550), COM3 (RS-232, три провода), COM4 (RS-232/RS-485, три провода), COM5 (RS-485);
- Последовательные интерфейсы CAN1/CAN2 (ISO11898);
- Интерфейс Ethernet IEEE 802.3 10BaseT;
- Количество аналоговых входов измерения сигналов термопреобразователей сопротивления - 8 каналов;
- Количество аналоговых входов измерения сигналов тока (с возможностью питания от встроенного источника) - 8 каналов;
- Количество аналоговых выходов - 2 канала;
- Количество входных дискретных каналов 24 В – 36;
- Встроенный источник 24 В для питания дискретных датчиков типа «сухой контакт»;
- Количество входных частотных/числоимпульсных каналов – 4;

- Количество выходных дискретных каналов (механические реле, ~220 В, 2 А) – 12;

- Количество выходных дискретных каналов (симисторы, ~220 В, 1 А) – 12;

Контроллер устойчив к воздействию следующих климатических и механических факторов:

- температура окружающего воздуха — от плюс 5 до плюс 55 °С (от минус 40 до плюс 55°С) без конденсации влаги;

- относительная влажность окружающего воздуха — от 5 до 95 % при температуре плюс 30 °С без конденсации влаги;

- атмосферное давление — от 66 до 106,7 кПа;

- вибрация для частот от 5 до 9 Гц с амплитудой смещения 0,075 мм;

- вибрация для частот от 9 до 150 Гц с ускорением 10 м/с².

Питание контроллера — переменный ток напряжением (220_{+33}^{-22}) В и частотой (50_{+3}^{-2}) Гц.

Потребляемая мощность с учетом и1087 подключенных внешних цепей – не более 100 Вт.

Внешний вид контроллера ТКМ410 приведен на рисунке 3.9

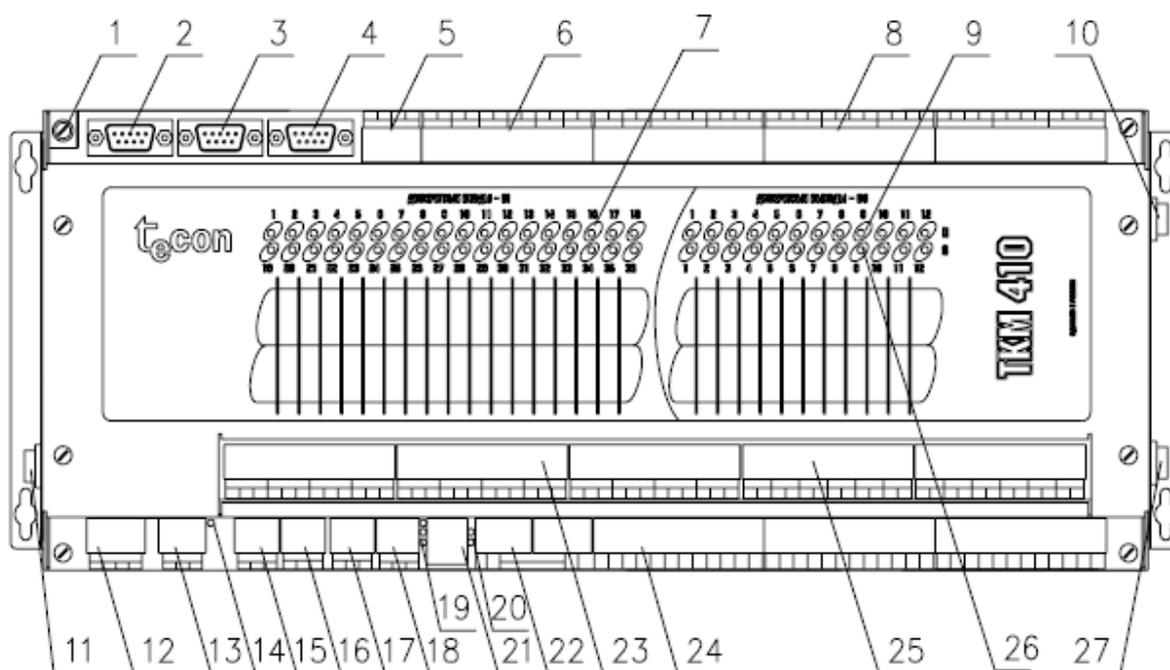


Рисунок 3.9 - Внешний вид контроллера ТКМ410

1. Клемма защитного заземления

2. Последовательный интерфейс RS-232 COM2 (XP1)

3. Последовательный интерфейс RS-232 COM1 (XP2)

4. Последовательный интерфейс RS-232 COM3 (XP3)
5. Группа каналов аналогового вывода (XP4)
6. Группа каналов ввода сигналов тока (XP5)
7. Светодиодная индикация состояния дискретных входов
8. Группа каналов ввода сигналов термпреобразователей сопротивления (XP5)
9. Светодиодная индикация состояния дискретных выходов (механические реле)
10. Функциональная кнопка КОНФИГ
11. Выключатель электропитания
12. Питание контроллера ~220 В (XP6)
13. Выход внутреннего ИП +24 В для питания панели оператора V04 (XP7)
14. Светодиодный индикатор ПИТАНИЕ
15. Последовательный интерфейс CAN1, резерв (XP8)
16. Последовательный интерфейс CAN2, резерв (XP9)
17. Последовательный интерфейс RS-232/ RS-485 COM4 (XP10)
18. Последовательный интерфейс RS-485 COM5 (XP11)
19. Светодиодные индикаторы ОШИБКА, ТЕСТ1 и ТЕСТ2
20. Светодиодные индикаторы ETHERNET (зеленый и красный)
21. Ethernet (XP12)
22. Группа частотного/числоимпульсного ввода и выход внутреннего ИП +24 В для питания дискретных входов (XP13)
23. Группа каналов вывода дискретных сигналов, механические реле (XP14)
24. Группа каналов ввода дискретных сигналов (XP15)
25. Группа каналов вывода дискретных сигналов, симисторы (XP14)
26. Светодиодная индикация состояния дискретных выходов (симисторы)
27. Функциональная кнопка РЕЖИМ

Общая схема подключения сигналов к контроллеру ТКМ410 приведена на рисунке 3.10.

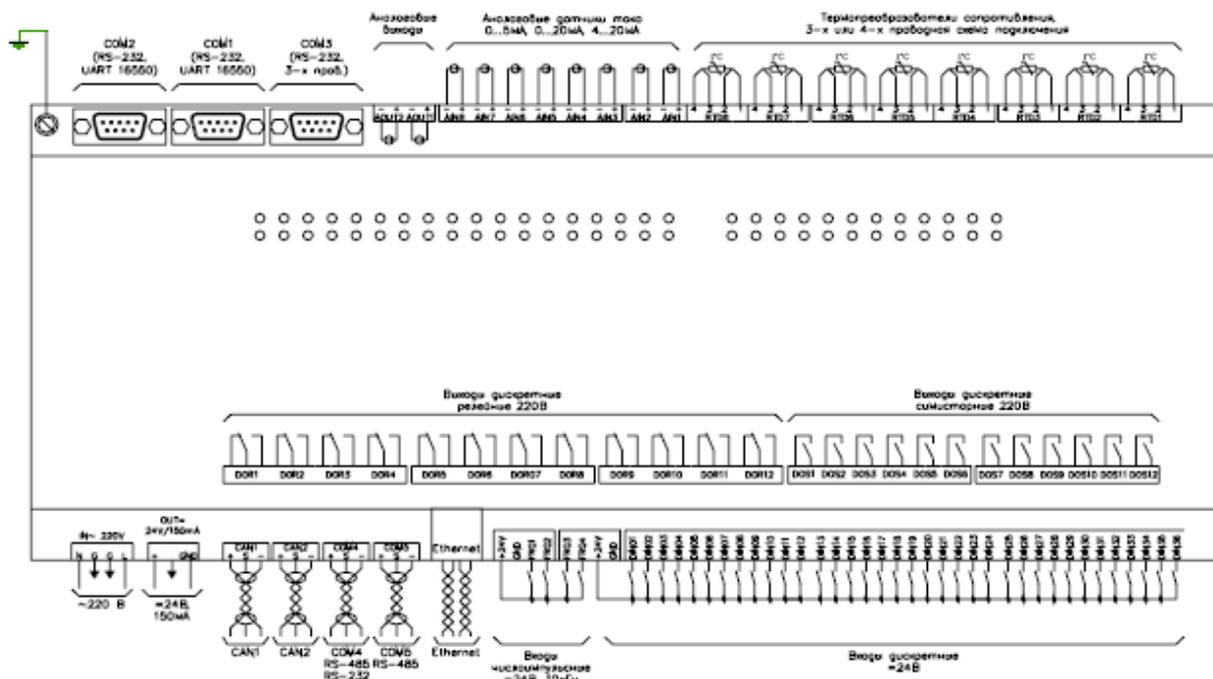


Рисунок 3.10 - Схема подключения сигналов

Панель оператора V04 предназначена для организации отображения технической информации и взаимодействия с оператором технологических процессов. В число преимуществ панели оператора V04 входят следующие нововведения:

- мощное вычислительное ядро: 16-разрядный ЦП;
- графический ЖК-дисплей, содержащий 128x64 точки;
- автоматическая регулировка контрастности дисплея;
- контекстно зависимые функциональные клавиши;
- ввод и вывод дискретных сигналов локального управления;
- многоуровневое сервисное меню (SETUP);
- расширенный диапазон напряжений питания.

Большой выбор интерфейсов, устанавливаемых в зависимости от исполнения и карты заказа, обеспечивает исключительную гибкость и универсальность применения при минимальных затратах:

- интерфейс RS-232 (протокол TTY или T4000);
- интерфейс RS-485 (протокол T4000);

Наличие мощного процессора и дисплея с высоким разрешением предоставляет возможность для вывода графиков, трендов, гистограмм в пользовательских экранах. Кроме того, предварительное программирование и хранение экранов событий в V04M значительно упрощает и повышает скорость вывода информации в системе.

Панель V04 применяется как самостоятельное изделие, так и в составе технологических контроллеров серий ТКМ, МФК и системы «ТЕКОНИК®» различных модификаций.

Панель предназначена для обеспечения простого взаимодействия оператора с данными контроллерами, системой или другими устройствами. Для подключения к ним в V04 имеется несколько интерфейсов. Поставляемые потребителю исполнения V04 отличаются наличием/отсутствием тех или иных интерфейсов и напряжением питания.

- V04 – универсальное исполнение. Предназначено в основном для подключения к сети с физическим интерфейсом RS-485 (например, система «ТЕКОНИК®»). Напряжение питания – 24 В. Наличие/отсутствие функциональных узлов и их свойства определяются картой заказа.

- V04M – отличается от V04 только встроенным программным обеспечением. Наличие/отсутствие функциональных узлов аналогично V04 определяется картой заказа.

- V04-02 – исполнение для подключения к последовательному каналу RS-232 контроллеров серий МФК или ТКМ52. Имеется только RS-232 с сокращенным набором сигналов. Напряжение питания +5 В подводится от источника питания контроллера через специализированный кабель, совмещенный с информационными линиями интерфейса RS-232. Дискретные входы и выходы отсутствуют.

- V04M-02 – исполнение для подключения к последовательному каналу RS-232 контроллеров серий МФК или ТКМ52. Имеется только RS-232 с сокращенным набором сигналов. Напряжение питания +5 В подводится от источника питания контроллера через специализированный кабель, совмещенный с информационными линиями интерфейса RS-232. Дискретные входы и выходы отсутствуют. Отличается от V04-02 только встроенным программным обеспечением.

Монтаж V04 производится на лицевой панели электротехнических шкафов и операторских пультов управления.

Внешний вид изделия показан на рисунке 3.11.

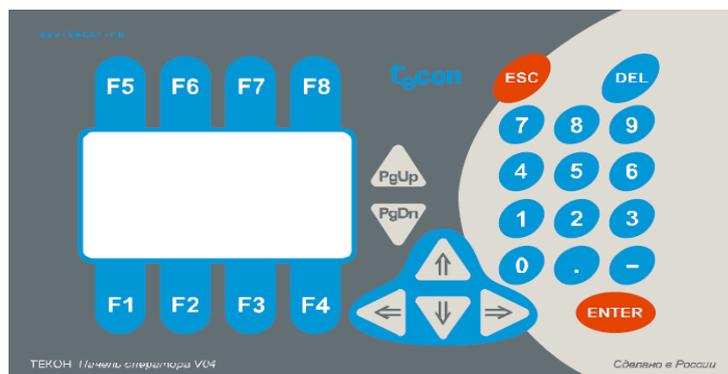


Рисунок 3.11 - Внешний вид панели V04

Микроконтроллер:

В панели применена однокристалльная микроЭВМ с характеристиками:

- разрядность – 16 бит;
- тактовая частота – 14,7 МГц;
- объем встроенной Flash-памяти – 384 кБ;
- объем оперативной памяти – 8 кБ.

Микроконтроллер защищен от “зависания” внешним сторожевым таймером WatchDog с периодом срабатывания 0.6 сек. Схема мониторинга напряжения питания обеспечивает выработку сигнала “RESET” для процессора при понижении напряжения до уровня ниже 4,5 В.

Дисплей:

В панели применен графический дисплей (прямоугольное поле точек) на жидких кристаллах. Его характеристики:

- Разрешающая способность: по вертикали – 64 точки, по горизонтали – 128 точек.
- Видимый размер поля: по вертикали – 33 мм, по горизонтали – 66 мм.
- Цвет свечения – черные символы на желто-зеленом фоне.
- Размер точки – 0,48 мм.
- Подсветка дисплея – светодиодная. В SETUP имеется возможность отключения подсветки для работы в режиме малого энергопотребления.
- Контрастность дисплея – регулируемая. В панели реализована автоматическая коррекция контрастности в соответствии с изменениями температуры окружающей среды.

В текстовом режиме дисплей имеет следующие характеристики:

- Количество знакомест (может устанавливаться один из двух режимов):
 - 1) 16x4 знакоместа;
 - 2) 21x8 знакомест или 21x7 знакомест со статус-строкой.
- Размер знакоместа:
 - 8x14 (для режима 16x4);
 - 6x8 (для режима 21x8 и 21x7).
- Набор отображаемых символов – ASCII кириллица (кодированные таблицы CP866, WIN1251 или KOI-8R).
- Статус-строка.

- Курсор – символ подчеркивания, мигающий под изображением в знакоместе.

- Набор ESC-последовательностей для реализации специальных функций.

Клавиатура:

- Количество клавиш – 29 (матрица 5x6).
- Префиксных клавиш – нет.
- 8 контекстно зависимых функциональных клавиш.

Данные клавиши имеют две особенности:

1) Их коды могут задаваться пользователем в SETUP.

2) Расположение функциональных клавиш таково, что каждой из них можно однозначно сопоставить прилегающий участок дисплея (см. рисунок 3). В меню пользователя размещается короткий текст (например: ”да”, ”нет”, ”вкл”, ”есть”) или графическая пиктограмма соответствующего значения. Нажатие оператором кнопки будет интерпретироваться как выбор одного из предлагаемых вариантов ответа.

- Автоповтор – отсутствует.
- Опрос текущего состояния клавиш – есть.
- Ощущение нажатия – тактильное.

Звуковой излучатель:

- Звуковой сигнал вырабатывается при получении соответствующей команды и при нажатии клавиш (функция отключается в SETUP).

- Частота звучания – 1000 Гц.

Интерфейс RS-232

- Тип протокола – T4000 или эмуляция работы терминала (аналогично V03).

Тип протокола задается в программе SETUP.

- Скорость – 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400, 57600, 115200 бит/с.
- Данные - 8 бит.
- Бит четности – отсутствует.
- Стоповых бит - 1
- Размер буфера ввода (из контроллера на терминал) - 160 символов.
- Размер буфера вывода (из терминала в контроллер) - 16 символов.

Интерфейс RS-232 используется также для программирования внутренней FLASH – памяти микроконтроллера.

После включения центральный процессор производит самотестирование и определяет текущую аппаратную конфигурацию (перечень имеющихся интерфейсов). По окончании тестов ЦП выводит на звуковой излучатель короткий сигнал высокого тона. С

помощью датчика, входящего в состав схемы управления контрастностью ЖКИ, ЦП производит замер температуры окружающей среды (Токр) и, в соответствии с ней, регулирует контрастность дисплея. Затем на ЖКИ выводится мультипликационная заставка фирмы-изготовителя. При желании пользователь может отключить заставку в SETUP.

Панель V04 переходит в этот режим сразу после завершения начальной диагностики. В режиме “работа” панель V04 обменивается информацией с ЦП контроллера через последовательный канал (RS-232 или RS-485), производит опрос клавиатуры и непрерывно выводит информацию на дисплей. При наличии каналов ввода/вывода панель V04 непрерывно опрашивает каналы ввода и производит запись в каналы вывода.

Панель переходит в этот режим сразу после завершения начальной диагностики в случае разрушения данных в ЭППЗУ или из режима "работа" в результате выполнения команды «перейти в режим “настройка”». В режиме “настройка” панель не обрабатывает команды ввода-вывода сигналов. Этот режим предназначен для записи настроек панели в ЭППЗУ: типа и параметров интерфейса с контроллером, включения/выключения заставки и статус строки, кодов функциональных клавиш.

Для других интерфейсов эти параметры можно задать в SETUP.

Данный режим используется для настройки коммуникационных параметров при использовании протокола T4000, а так же для записи в ЭППЗУ следующих настроек модуля: кодовой таблицы, управления подсветкой дисплея, размера шрифта и включения звукового подтверждения нажатия клавиш. Эти параметры так же можно задать в SETUP.

При использовании контроллеров ТКМ52С или МФК для связи с панелью V04 используется интерфейс RS-232. Панель V04 работает в режиме «терминал», то есть отображает символы и обрабатывает ESC-последовательности, поступающие по последовательному каналу, и передает в последовательный канал коды нажимаемых клавиш.

При работе панели V04 в системе «ТЕКОНИК®» используется интерфейс RS-485 с протоколом T4000. В качестве блока центрального процессора может применяться блок «P04».

Работа панели оператора V04 с использованием выше перечисленных интерфейсов обеспечивается стандартными средствами СПО контроллеров. Задание параметров настройки производится в программе SETUP.

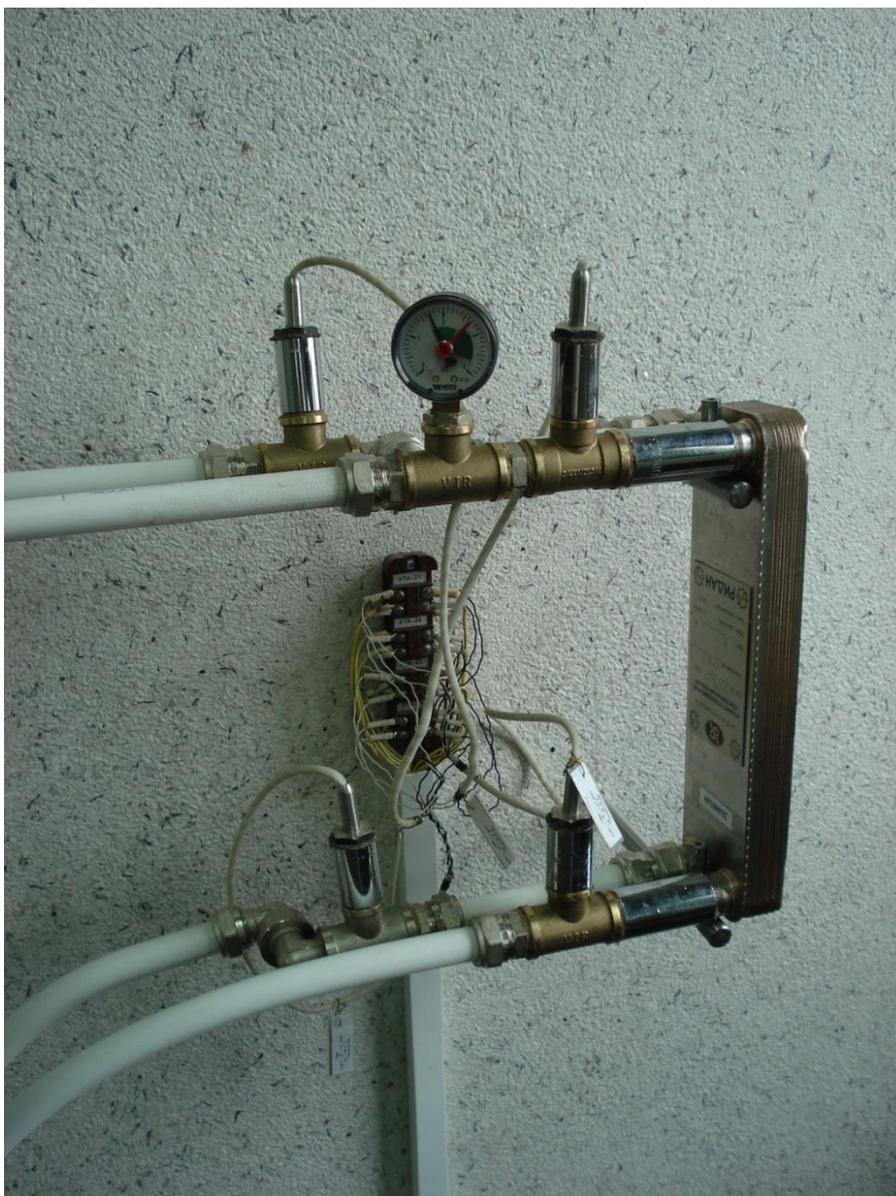


Рисунок 3.12 – Пластинчатый теплообменник

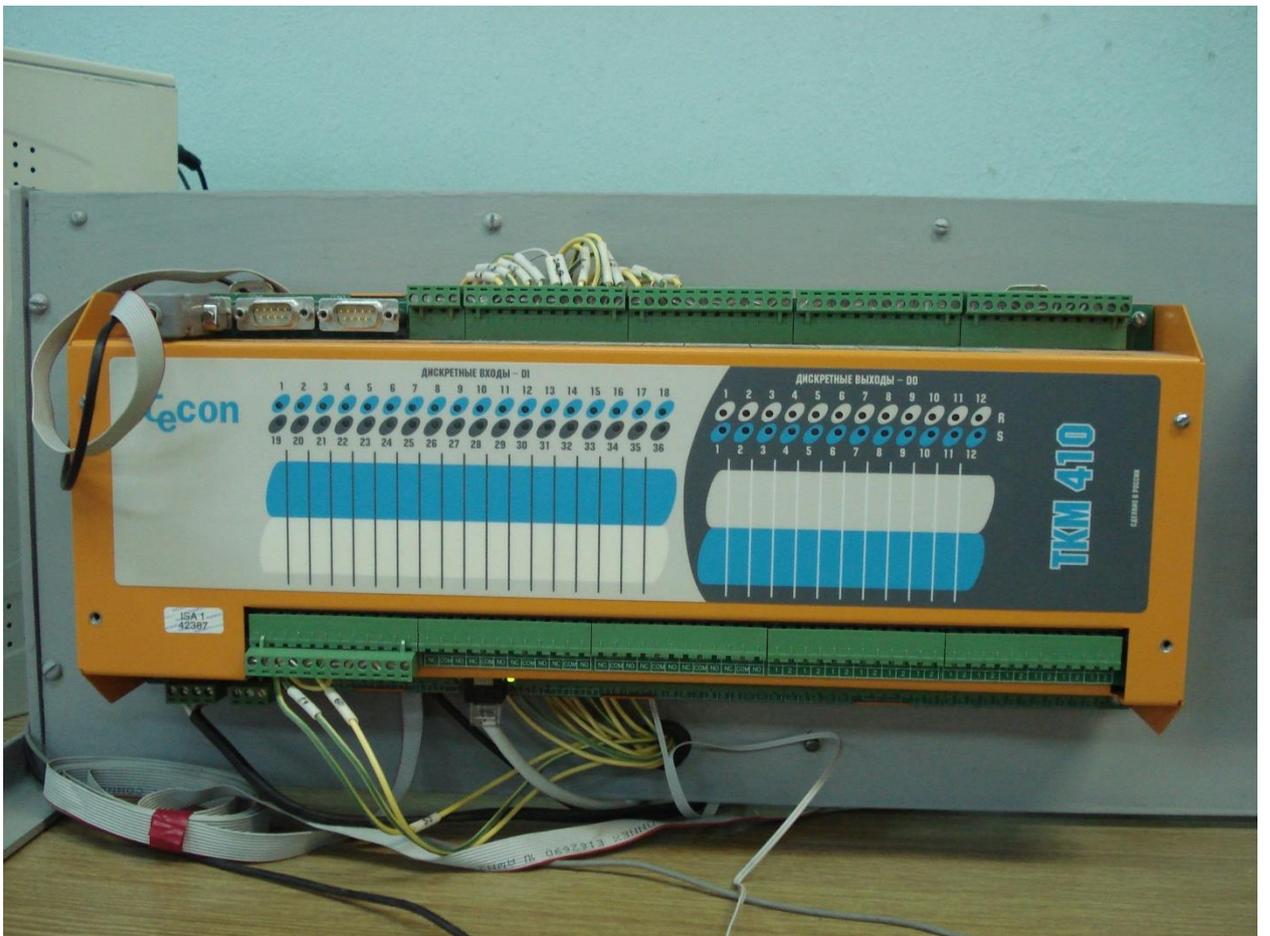


Рисунок 3.13 - Контроллер ТКМ410



Рисунок 3.14 – Водоподогреватель ёмкостного типа

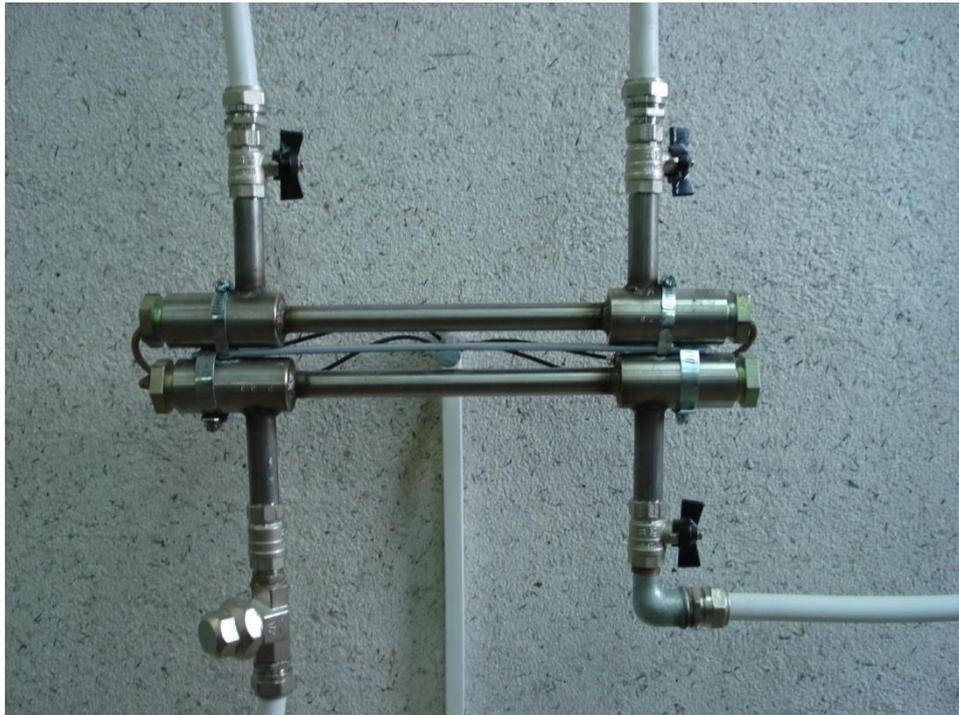


Рисунок 3.15 – Ультразвуковые расходомеры



Рисунок 3.16 – Ультразвуковой расходомер (вторичный прибор)

Акт изготовления экспериментального образца насосного узла смешения с ЧРП и устройства по устранению «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном дан в приложении 22-2. В настоящее время проводится подготовительная работа для проведения исследовательских испытаний.

Выводы по 3 разделу

На основании теоретических исследований были созданы:

- экспериментальный образец термогидравлического распределителя в ИТП «Гараж» ИГЭУ. Опытный пуск реконструируемого ИТП доказал обоснованность высказанных ранее теоретических предположений. Составлен акт изготовления объекта исследований;
- в научно-исследовательском центре «АСУ в теплоэнергетике» смонтирован экспериментальный стенд с насосным узлом смешения с ЧРП и устройством устранения «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном. В настоящее время проводится наладочные работы для построения управляющих и информационных систем автоматизации технологических процессов с широким динамическим диапазоном изменения параметров. Составлен акт изготовления объекта исследований.

4 Моделирование объектов исследований, в том числе:

- моделирование функционирования моделей термогидравлического распределителя, насосного узла смешения с ЧРП и устройства по устранению «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном, обеспечивающих процессы энергосбережения в теплоснабжении

Исследования режимов работы термогидравлического распределителя, установленного в гараже ИГЭУ, проводятся на действующей тепловой сети с подключёнными потребителями тепла.

На рисунке 4.1 представлена схема тепловых сетей ИГЭУ.

Моделирование теплогидравлических режимов реальной тепловой сети осуществляется с помощью компьютерной программы TGRTS, по которой выполнены наладочный и поверочные расчёты.

Результаты наладочного расчёта приведены в приложении 3.

По результатам наладочного выполняются поверочные теплогидравлические расчёты, моделирующие изменение параметров тепловой сети в зависимости от влияющих факторов.

В таблице 4.1 приведены значения расходов сетевой воды на отопление и горячее водоснабжение потребителей ИГЭУ. Данные свидетельствуют, что суточное изменение нагрузки горячего водоснабжения (в зависимости от графика водопотребления) приводит к значительному изменению расхода воды через сетевые насосы источника теплоснабжения и к изменениям расходов воды на отопление подключённых абонентов. В зависимости от места расположения потребителя в схеме и соотношений нагрузок потребителей, наблюдается в основном снижение расхода сетевой воды на отопление потребителей при увеличении коэффициента максимума нагрузки горячего водоснабжения, что является доказательством необходимости применения термогидравлического распределителя для подключения потребителей.



Рисунок 4.1 - Схема тепловых сетей от котельной Ивановского Государственного энергетического университета.

Таблица 4.1 - Расходы сетевой воды на отопление и горячее водоснабжение потребителей тепла ИГЭУ

Потребитель	Коэффициент максимума нагрузки ГВС					
	0.4	0.8	1.2	1.6	2	2.4
Отопление котельной	2.00	2.41	2.56	2.45	2.08	1.45
ГВС котельной	1.12	2.24	3.36	4.49	5.61	6.73
Столярка	0.53	0.58	0.60	0.60	0.57	0.51
Столовая	12.76	13.92	14.35	14.06	13.05	11.30
Корпус В	18.00	37.57	49.73	54.51	51.88	41.86
Корпус А ввод 2	9.96	12.22	13.88	14.95	15.42	15.30
Корпус А ввод 1	31.21	34.17	36.28	37.15	38.24	39.59
Корпус А ввод 1 ГВС	7.67	13.96	16.69	15.85	11.45	3.49
Спортивный комплекс	7.43	10.46	12.16	12.53	11.55	9.25
Модуль	6.44	4.93	4.23	4.37	5.32	7.10
Дом №5	5.84	3.15	2.55	4.04	7.62	13.28
Дом №5 ГВС	5.31	6.62	7.51	7.98	8.02	7.65
Дом №29/2/2	1.77	2.41	2.86	3.20	5.44	7.55
Дом №29/2/2 ГВС	0.96	1.25	1.41	1.43	1.31	1.06
Дом №29/2/1	28.51	27.88	27.70	27.95	28.65	29.78
Дом №29/2/1 ГВС	8.58	8.39	7.27	5.21	2.22	1.71
Склад	0.77	0.62	0.53	0.48	0.48	0.54
Корпус Б	1.24	2.56	5.62	7.08	18.04	33.53
Корпус Б ГВС	0.24	0.49	0.73	0.97	1.21	1.45
№29	1.00	1.74	7.21	15.38	26.28	39.89
№29 ГВС	1.17	2.35	3.52	4.69	5.87	7.04
Фекальный насос	0.41	0.38	0.38	0.41	0.48	0.58
№36	1.27	2.15	5.58	9.02	12.48	15.96
№36 ГВС	0.32	0.63	0.95	1.27	1.59	1.91
Общежитие №3	1.30	2.56	3.48	4.23	6.28	13.54
Общежитие №4	3.90	2.86	3.16	4.80	7.77	12.08
Общежитие №4 ГВС	1.05	2.10	3.15	4.20	5.25	6.30
Общежитие №1	3.76	4.99	6.33	7.79	9.37	11.07
Общежитие №1 ГВС	0.23	0.46	0.68	0.91	1.14	1.37
Дом №58А	0.44	0.66	0.78	1.15	1.24	1.72
Дом №1	0.08	0.37	0.75	1.20	1.74	2.37
Дом №3	2.42	2.40	2.43	2.52	2.65	2.83
Дом №3 ГВС	0.11	0.22	0.33	0.44	0.55	0.66
Дом №2	11.21	11.36	11.37	11.23	10.94	10.51
Детский сад №89	2.02	0.66	0.03	0.11	0.92	2.45
Детский сад №89 ГВС	0.04	0.08	0.12	0.16	0.19	0.23
Школа №35	10.70	8.20	7.05	7.25	8.80	11.70
Школа №35 ГВС	0.02	0.05	0.07	0.09	0.11	0.13
Гараж	9.48	10.20	10.29	9.74	8.55	6.72
Гараж ГВС	1.82	3.64	5.46	7.28	9.11	10.93
ЭОП	20.26	20.68	20.32	19.18	17.25	14.54
Фшк№35	4.63	4.62	4.44	4.09	3.57	2.88
Серафим 1	25.91	27.13	26.69	24.60	20.85	15.45
Магазин мебель	4.57	4.87	4.83	4.45	3.73	2.68
Магазин Дубрава	1.44	1.54	1.52	1.40	1.15	0.80
Расход через сетевые насосы	200.57	233.77	242.40	295.30	365.33	422.77

Исследование влияния на термогидравлические режимы тепловых сетей, на потери давления, потери тепла и падения температуры теплоносителя проводится для трёх основных видов прокладки: надземной, канальной и бесканальной.

Программы расчёта потерь давления и температуры тепловой сети при надземной прокладке, канальной прокладке и бесканальной прокладке представлены в Приложениях Г, Д, Е.

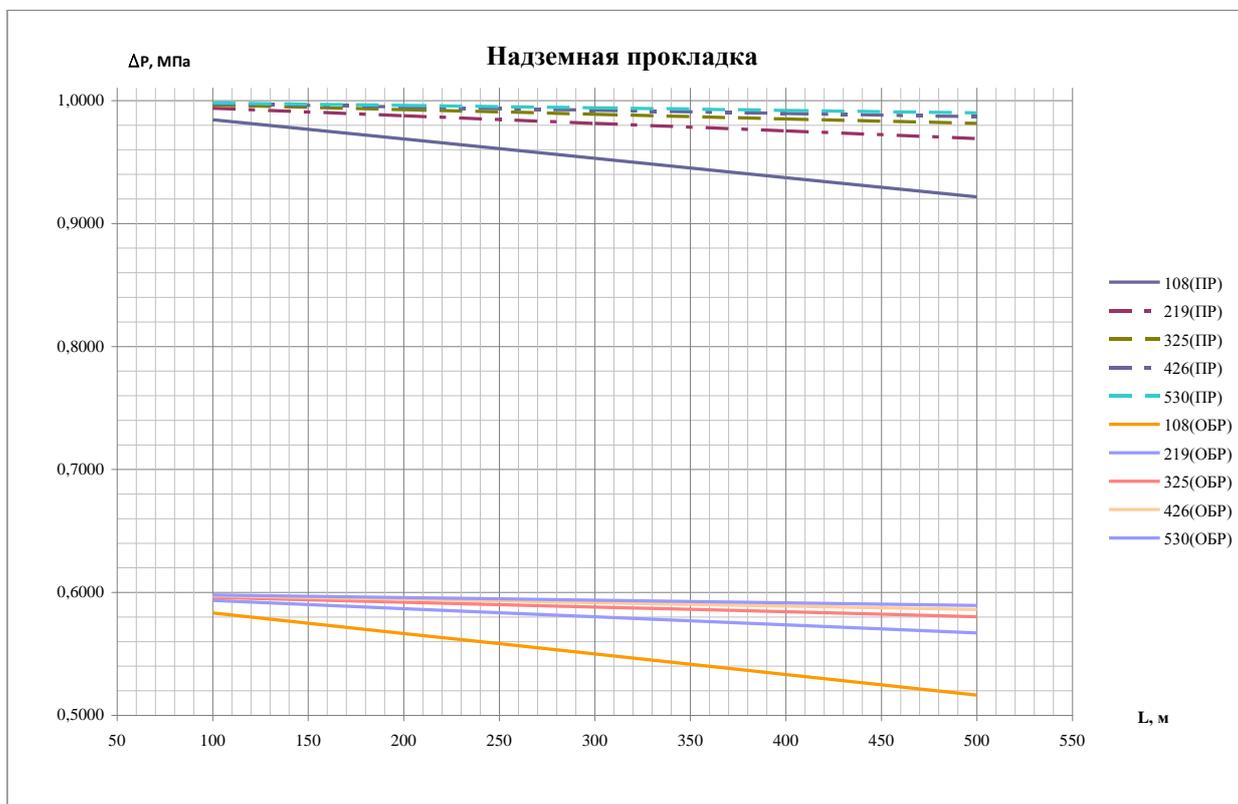


Рисунок 4.2 - Графики изменения потерь давления по длине для подающего и обратного трубопроводов для различных диаметров труб для надземной прокладки

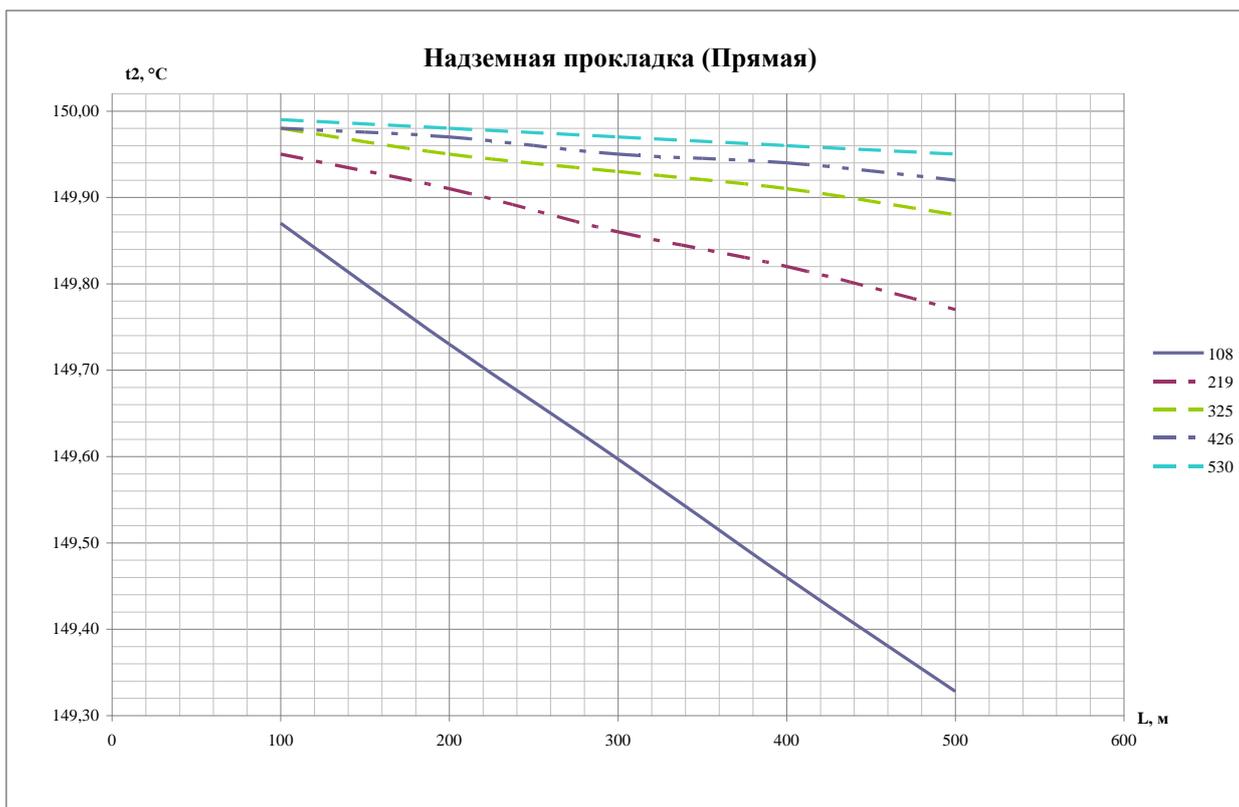


Рисунок 4.3 - Падение температуры в подающем трубопроводе при надземной прокладке при различных диаметрах в зависимости от длины трубопровода

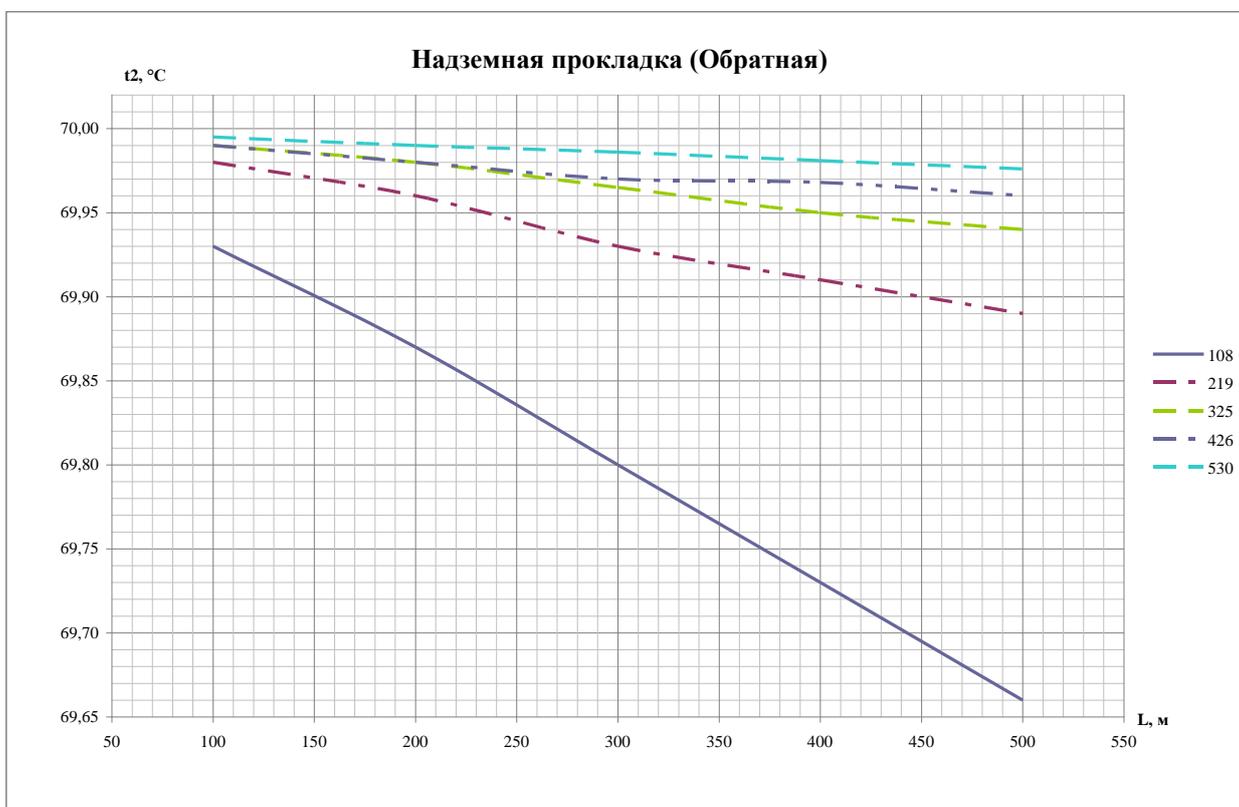


Рисунок 4.4 - Падение температуры в обратном трубопроводе при надземной прокладке при различных диаметрах в зависимости от длины трубопровода

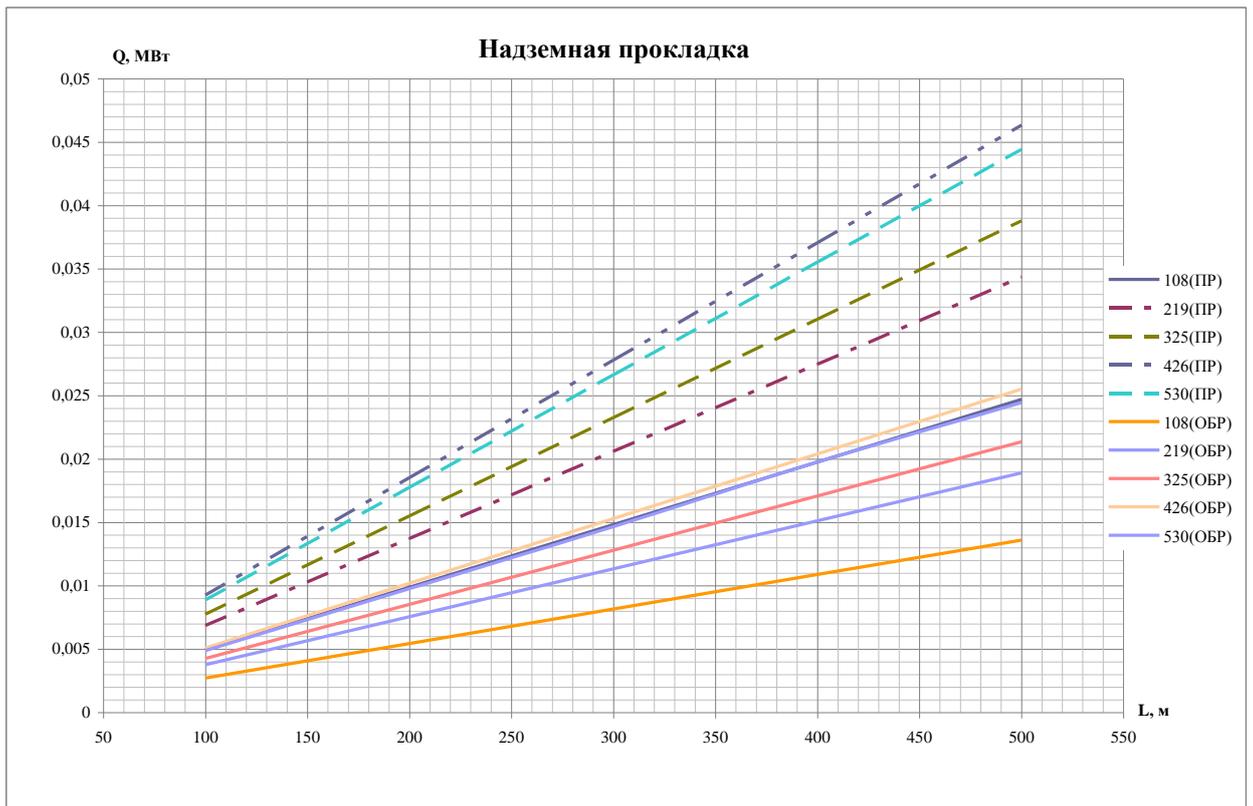


Рисунок 4.5 - Потери тепла через тепловую изоляцию для различных диаметров в зависимости от длины трубопровода при надземной прокладке

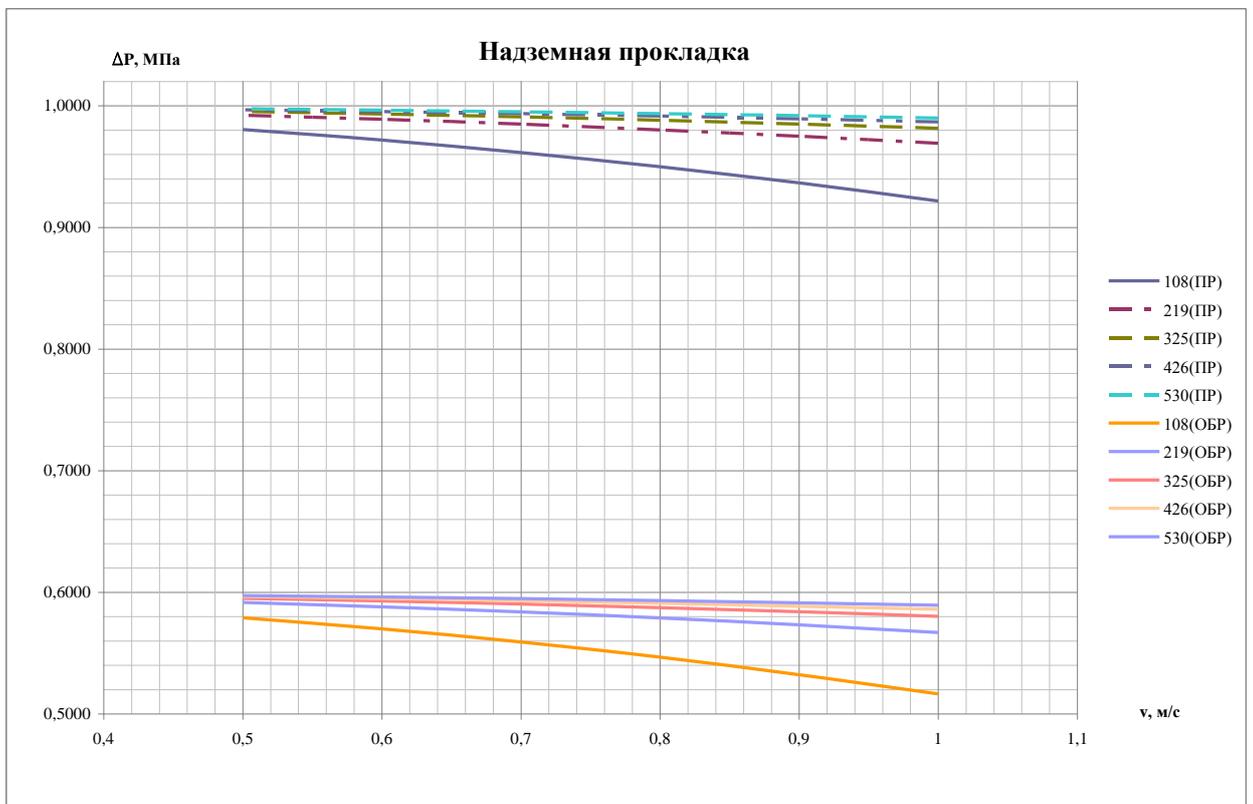


Рисунок 4.6 - Падение давления для надземной прокладки в зависимости от скорости движения теплоносителя для различных диаметров

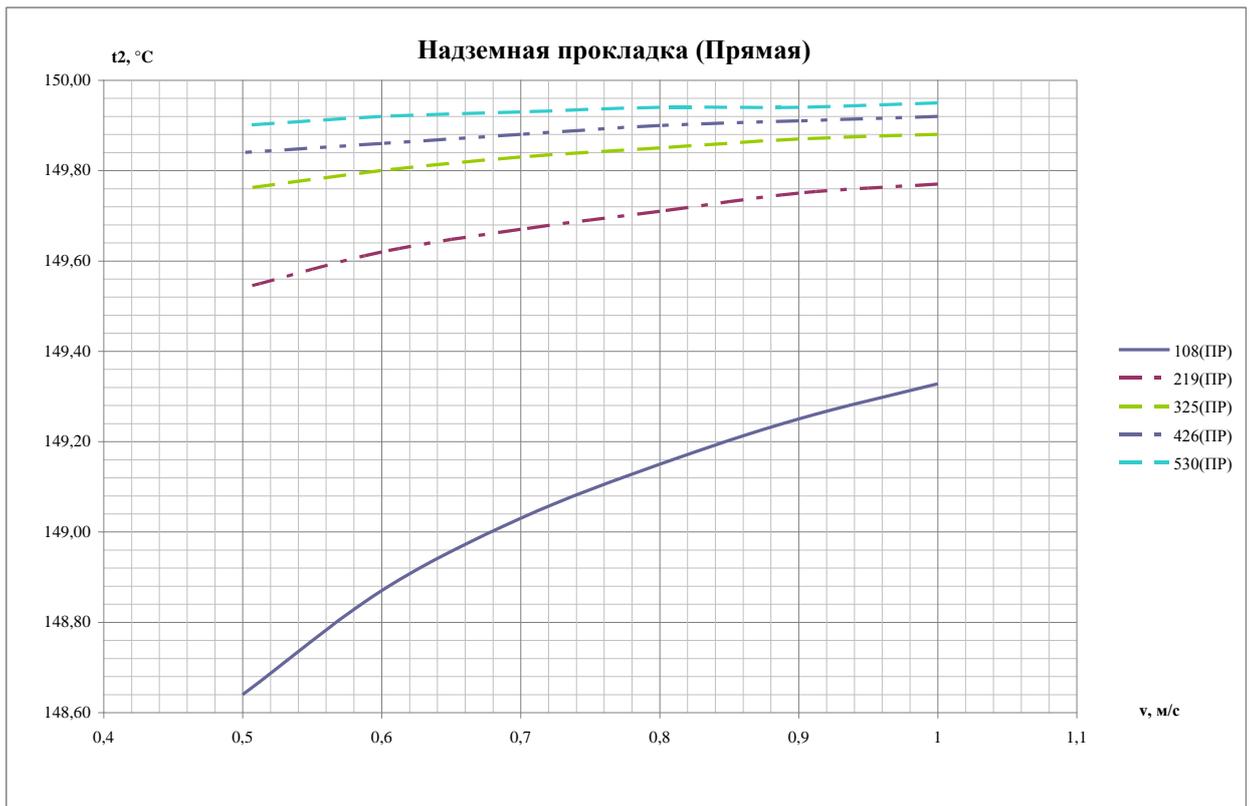


Рисунок 4.7 - Падение температуры в подающем трубопроводе для надземной прокладки в зависимости от скорости движения теплоносителя для различных диаметров

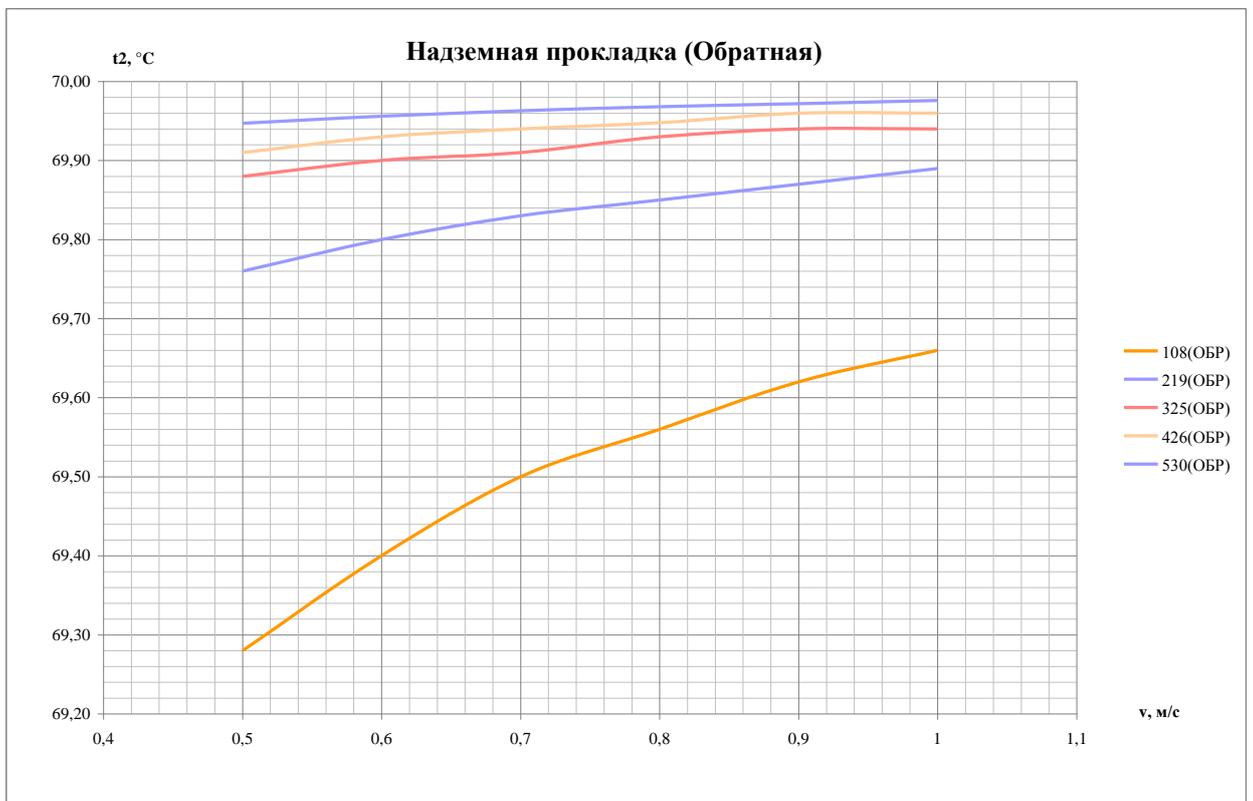


Рисунок 4.8 - Падение температуры в обратном трубопроводе для надземной прокладки в зависимости от скорости движения теплоносителя для различных диаметров

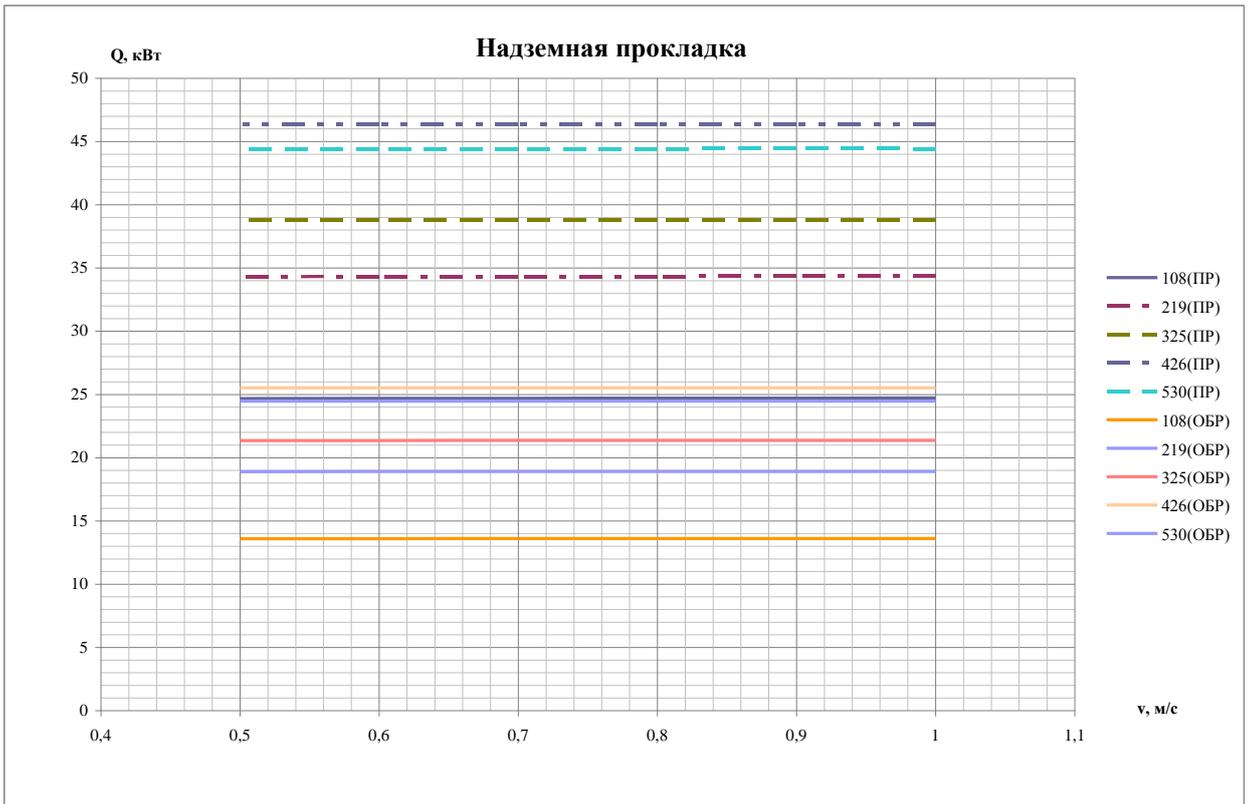


Рисунок 4.9 – Потери тепла через тепловую изоляцию для надземной прокладки в зависимости от скорости движения теплоносителя для различных диаметров

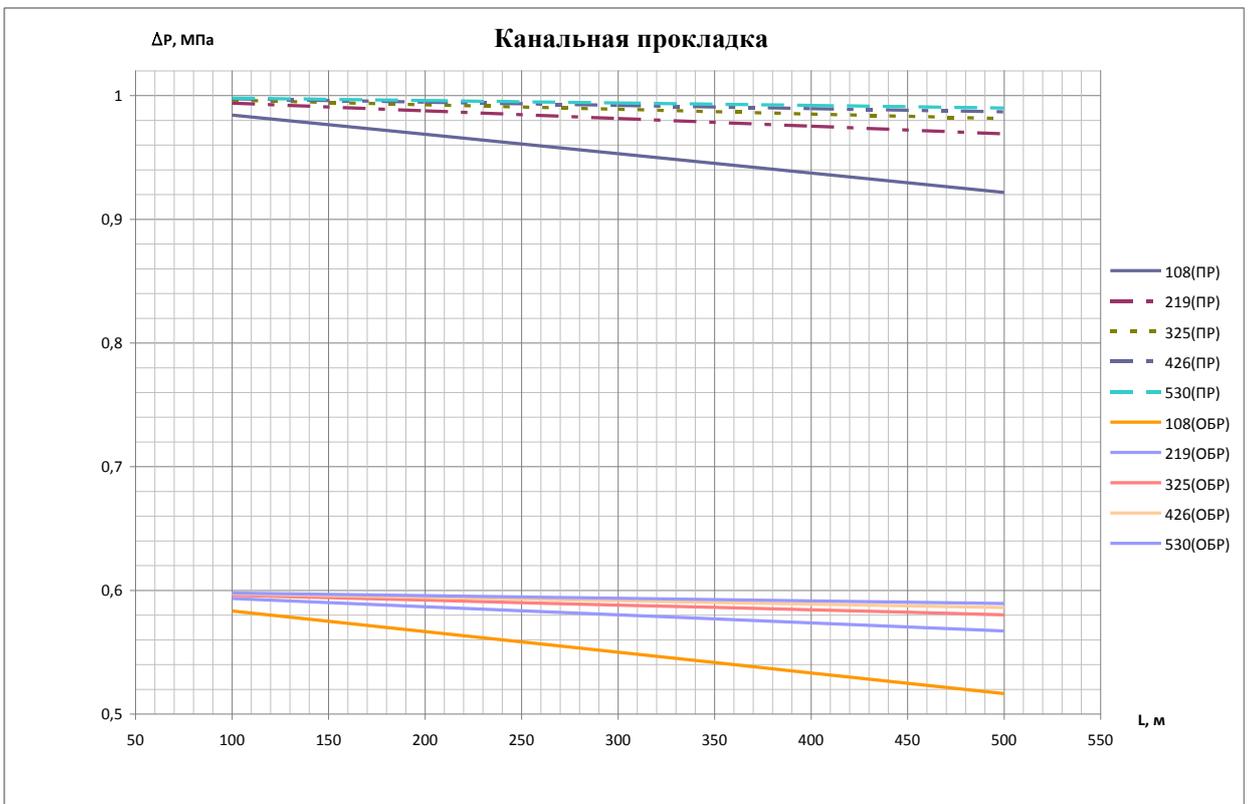


Рисунок 4.10 - Графики изменения потерь давления по длине для подающего и обратного трубопроводов для различных диаметров труб для подземной прокладки

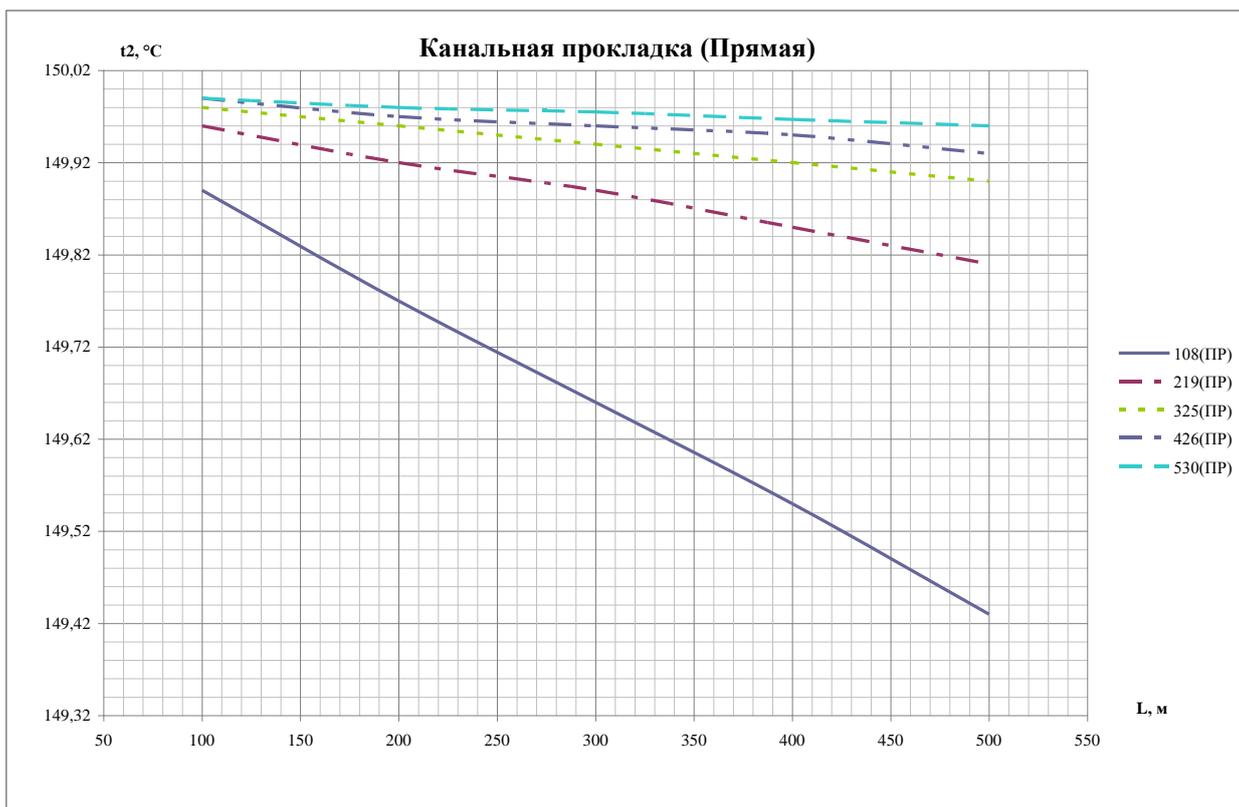


Рисунок 4.11 - Падение температуры в подающем трубопроводе при канальной прокладке при различных диаметрах в зависимости от длины трубопровода

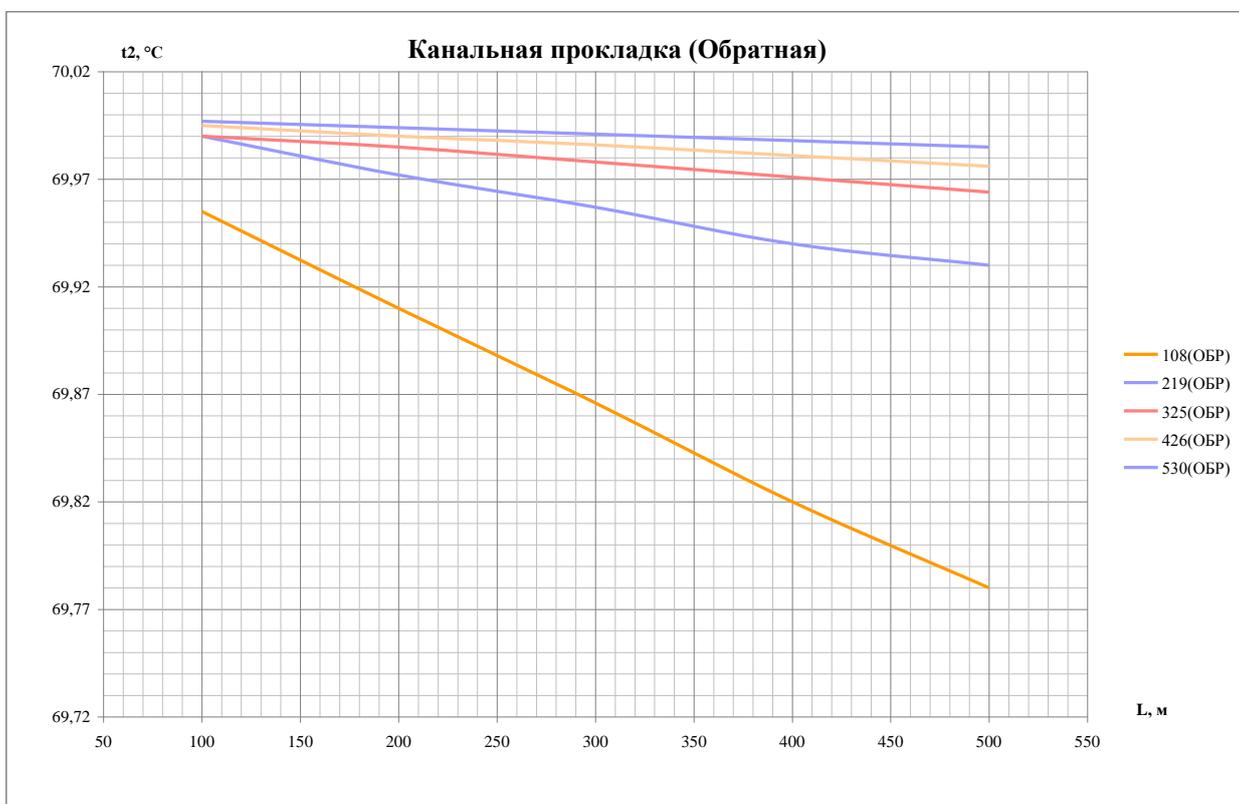


Рисунок 4.12 - Падение температуры в обратном трубопроводе при канальной прокладке при различных диаметрах в зависимости от длины трубопровода

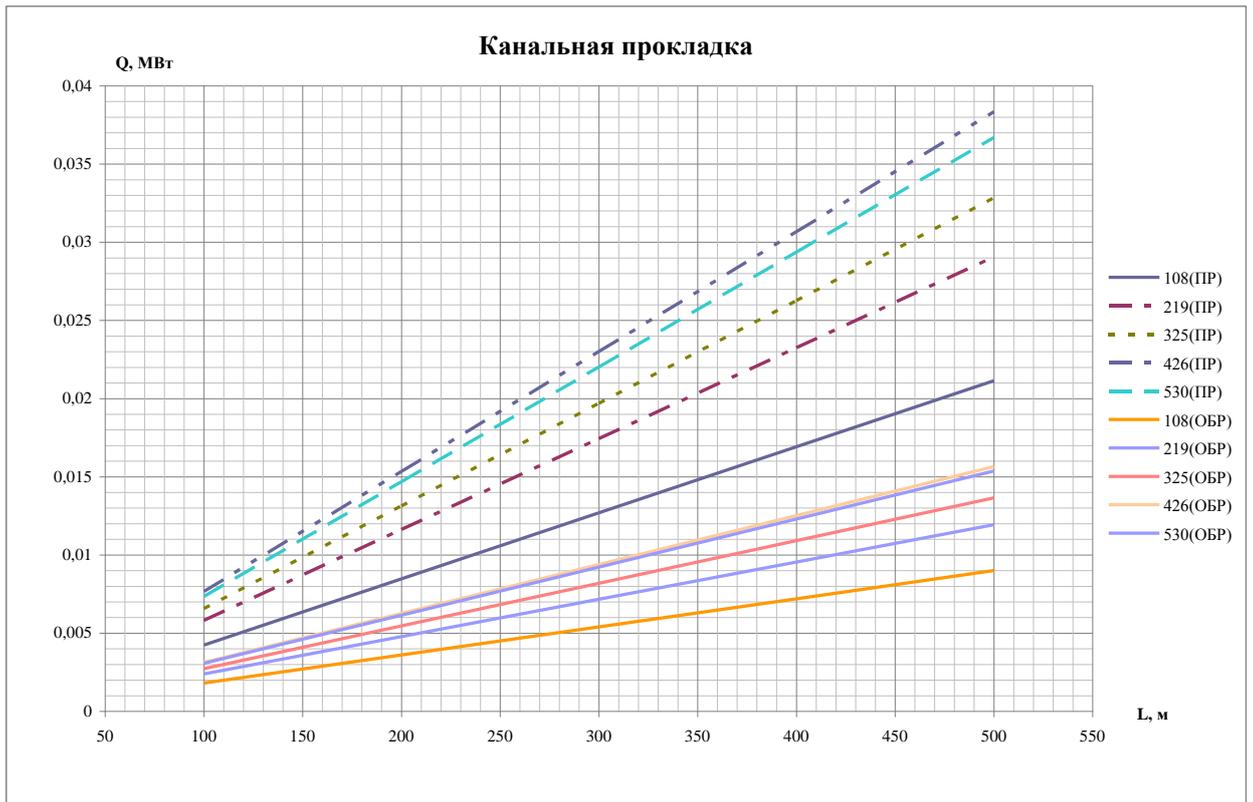


Рисунок 4.13 - Потери тепла через тепловую изоляцию для различных диаметров в зависимости от длины трубопровода при канальной прокладке.

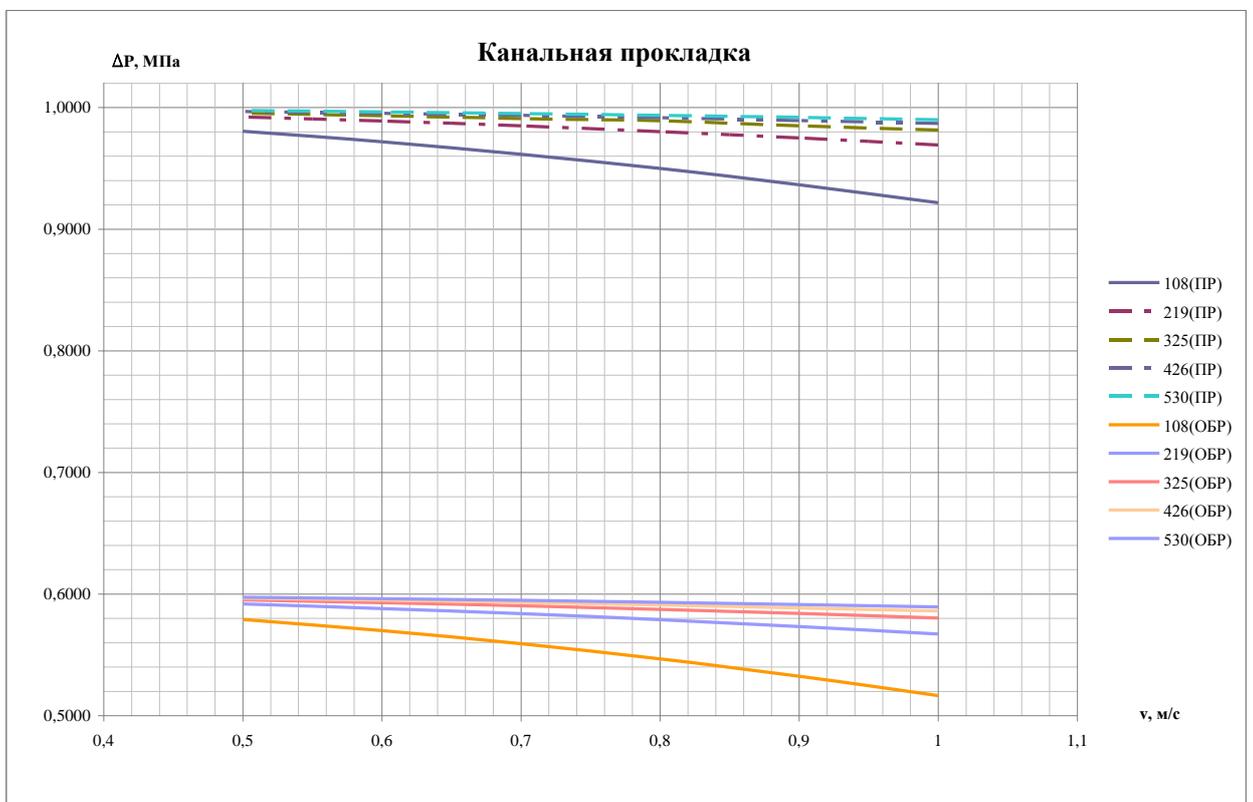


Рисунок 4.14- Падение давления для канальной прокладки в зависимости от скорости движения теплоносителя для различных диаметров

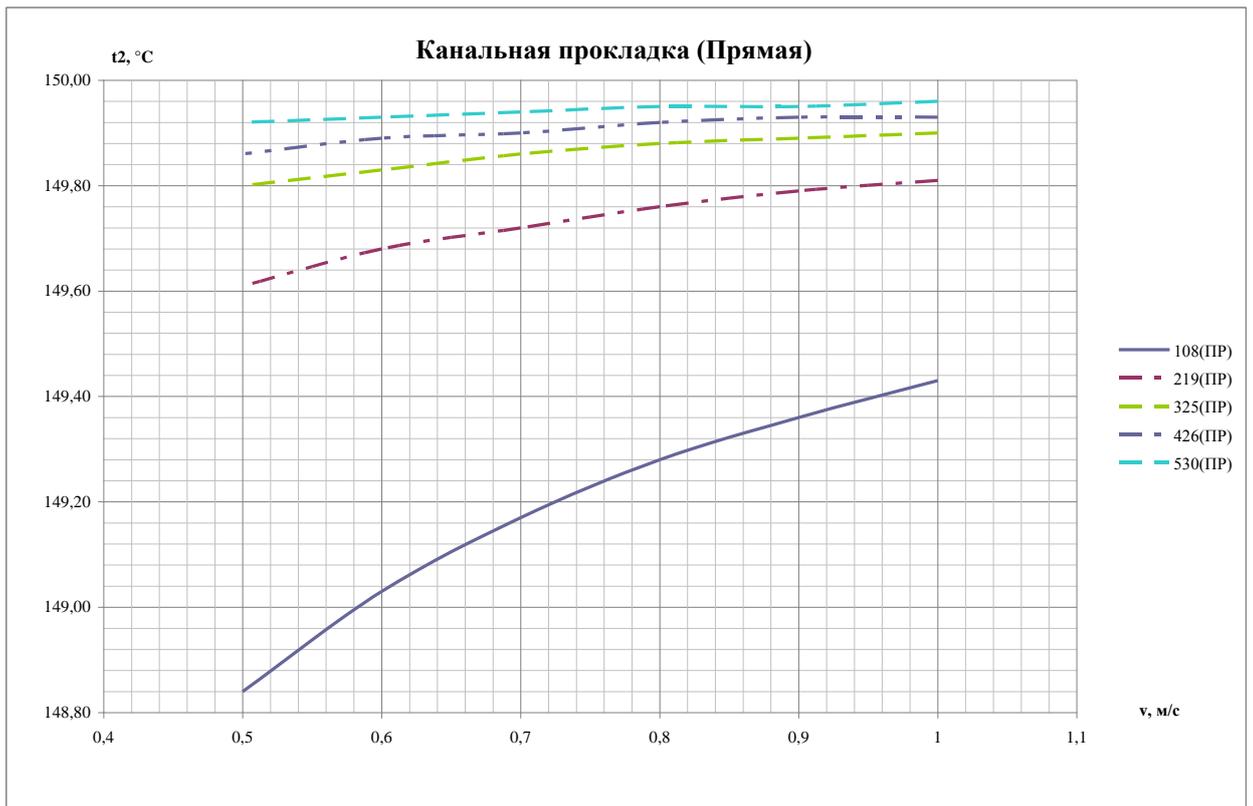


Рисунок 4.15 - Падение температуры в подающем трубопроводе для канальной прокладки в зависимости от скорости движения теплоносителя для различных диаметров

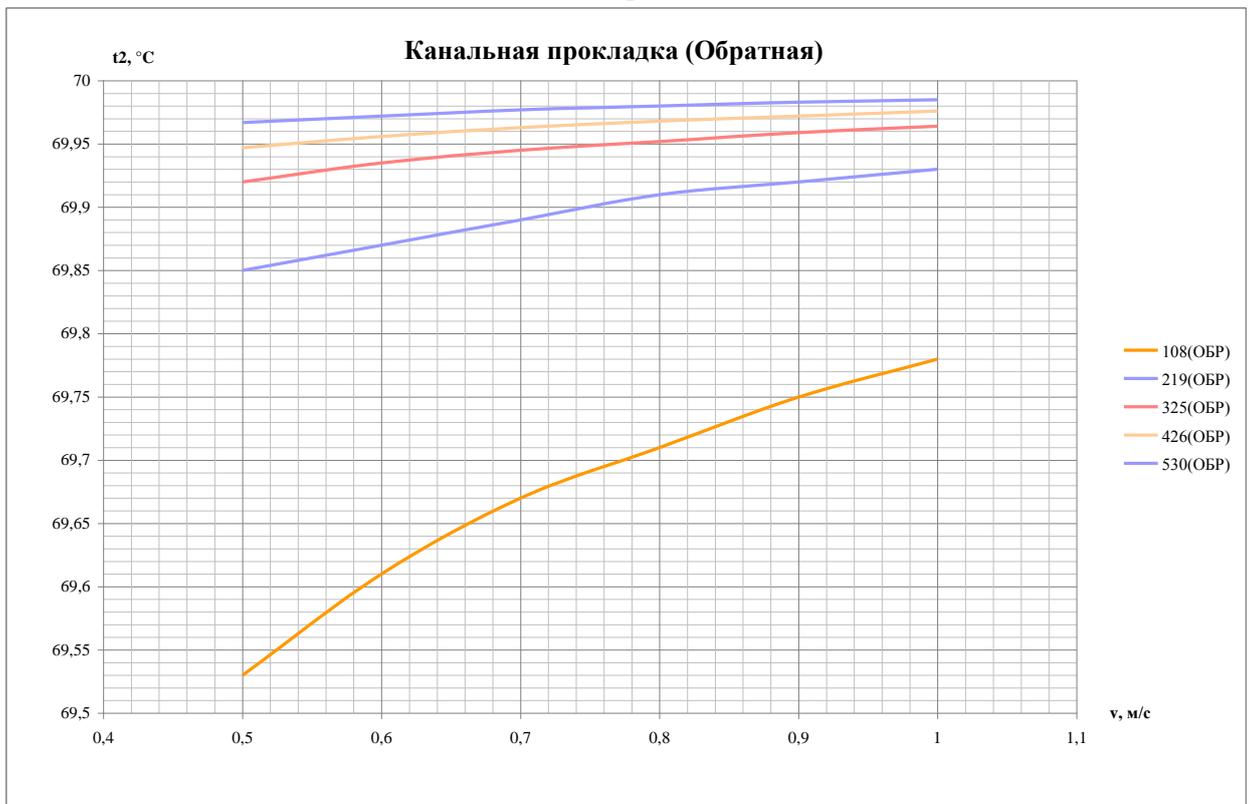


Рисунок 4.16 - Падение температуры в обратном трубопроводе для канальной прокладки в зависимости от скорости движения теплоносителя для различных диаметров

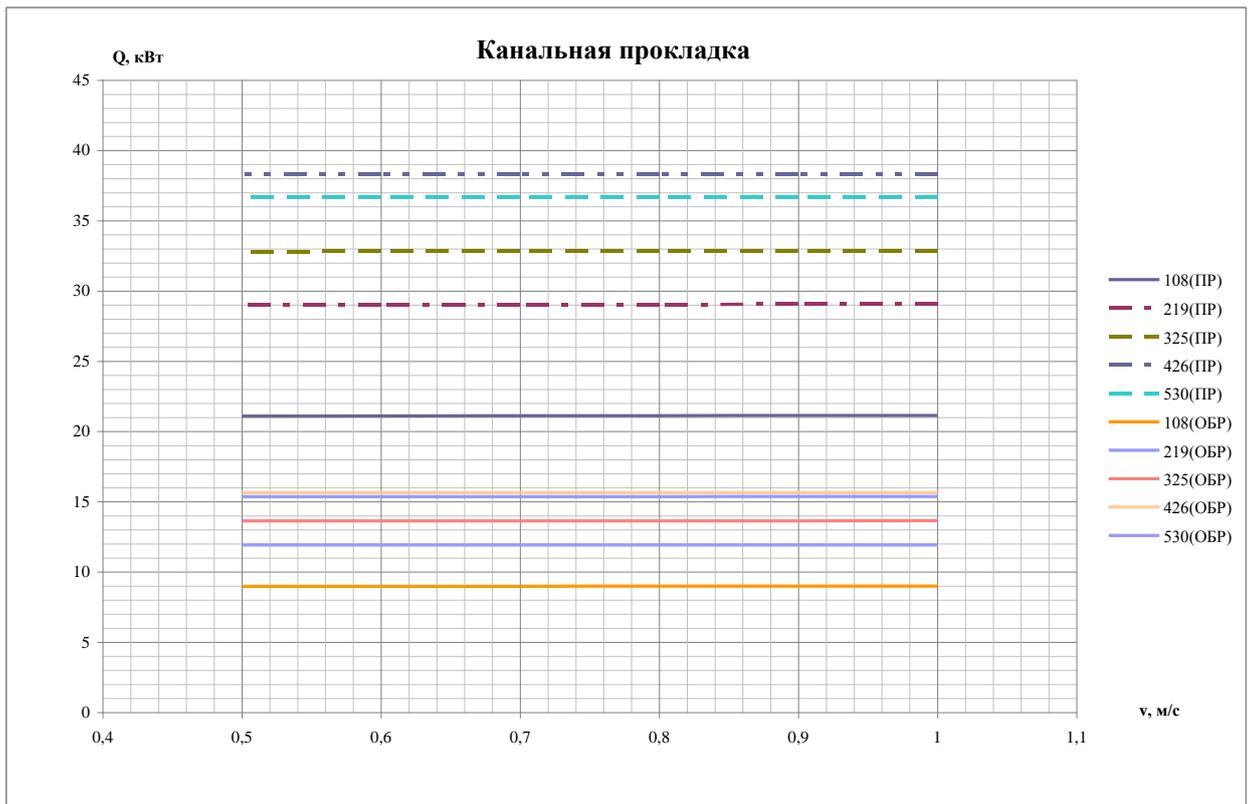


Рисунок 4.17 – Потери тепла через тепловую изоляцию для канальной прокладки в зависимости от скорости движения теплоносителя для различных диаметров

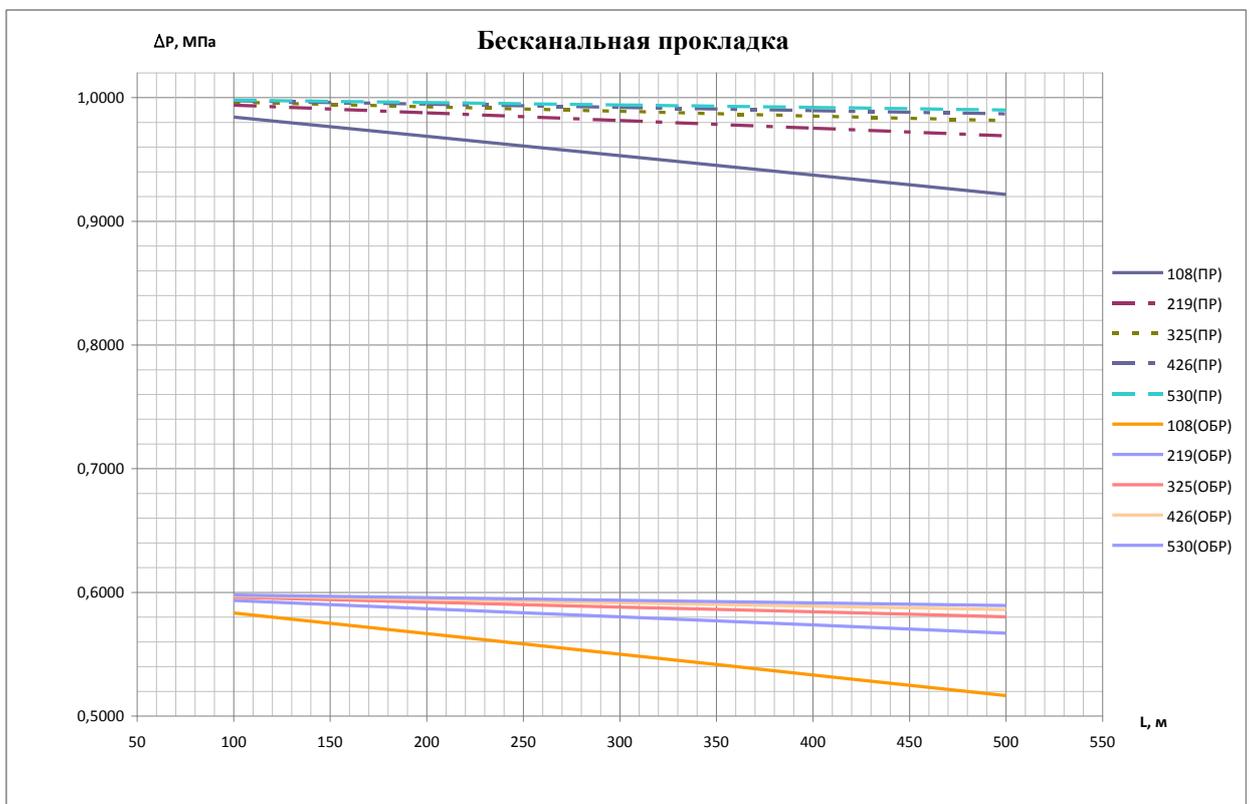


Рисунок 4.18 - Графики изменения потерь давления по длине для подающего и обратного трубопроводов для различных диаметров труб для бесканальной прокладки.

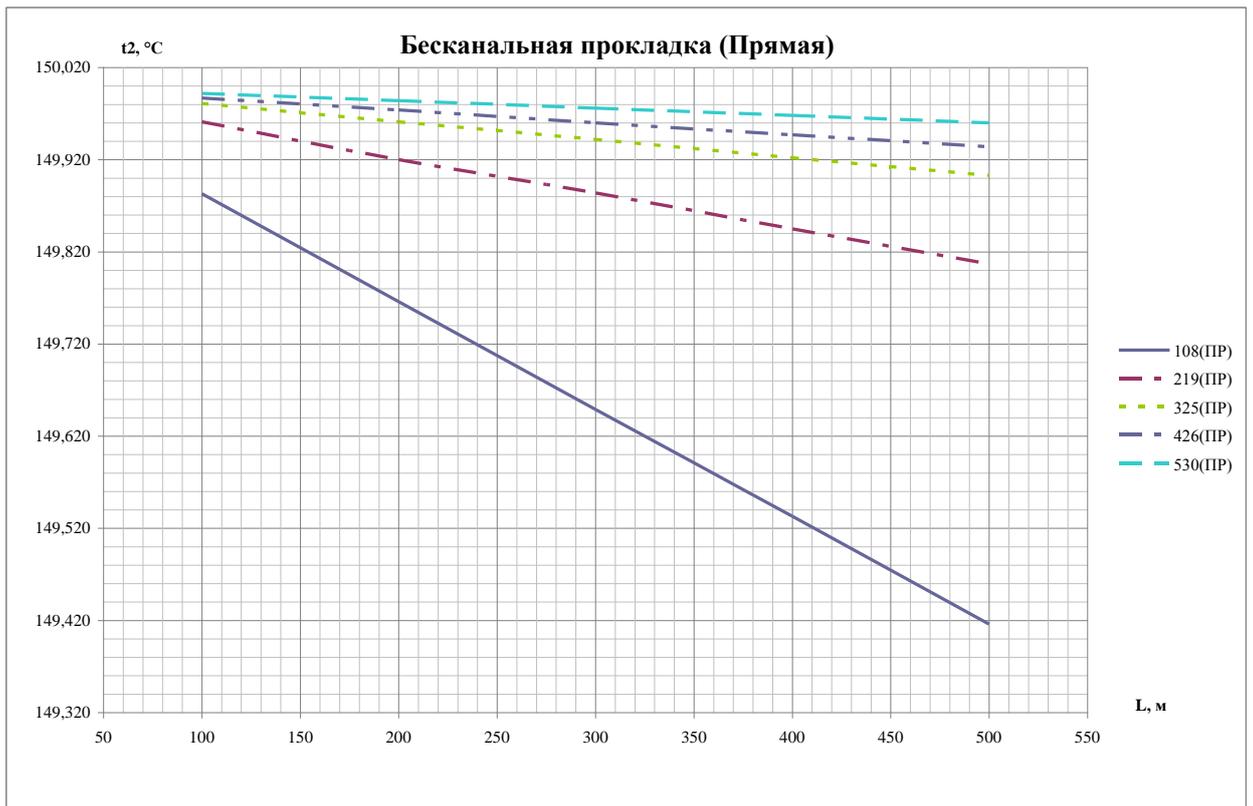


Рисунок 4.19 - Падение температуры в подающем трубопроводе при бесканальной прокладке при различных диаметрах в зависимости от длины трубопровода.

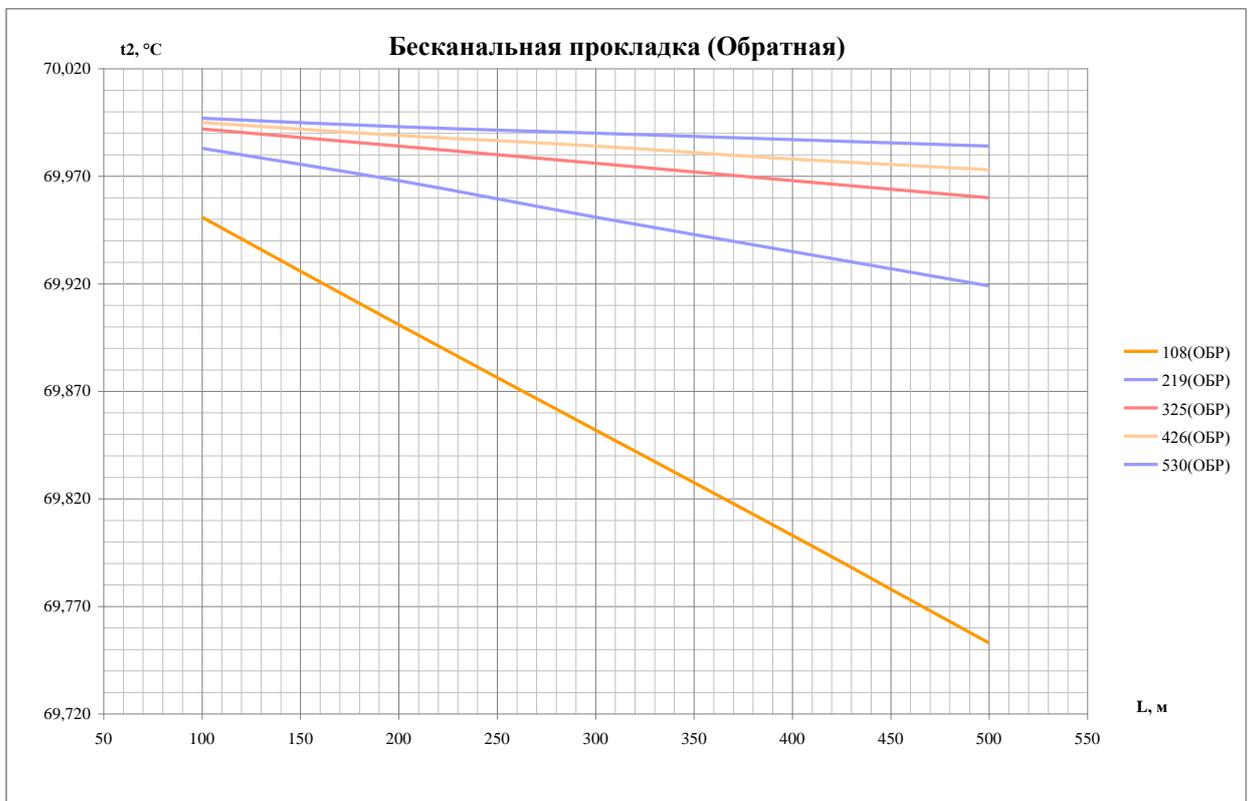


Рисунок 4.20 - Падение температуры в обратном трубопроводе при бесканальной прокладке при различных диаметрах в зависимости от длины трубопровода

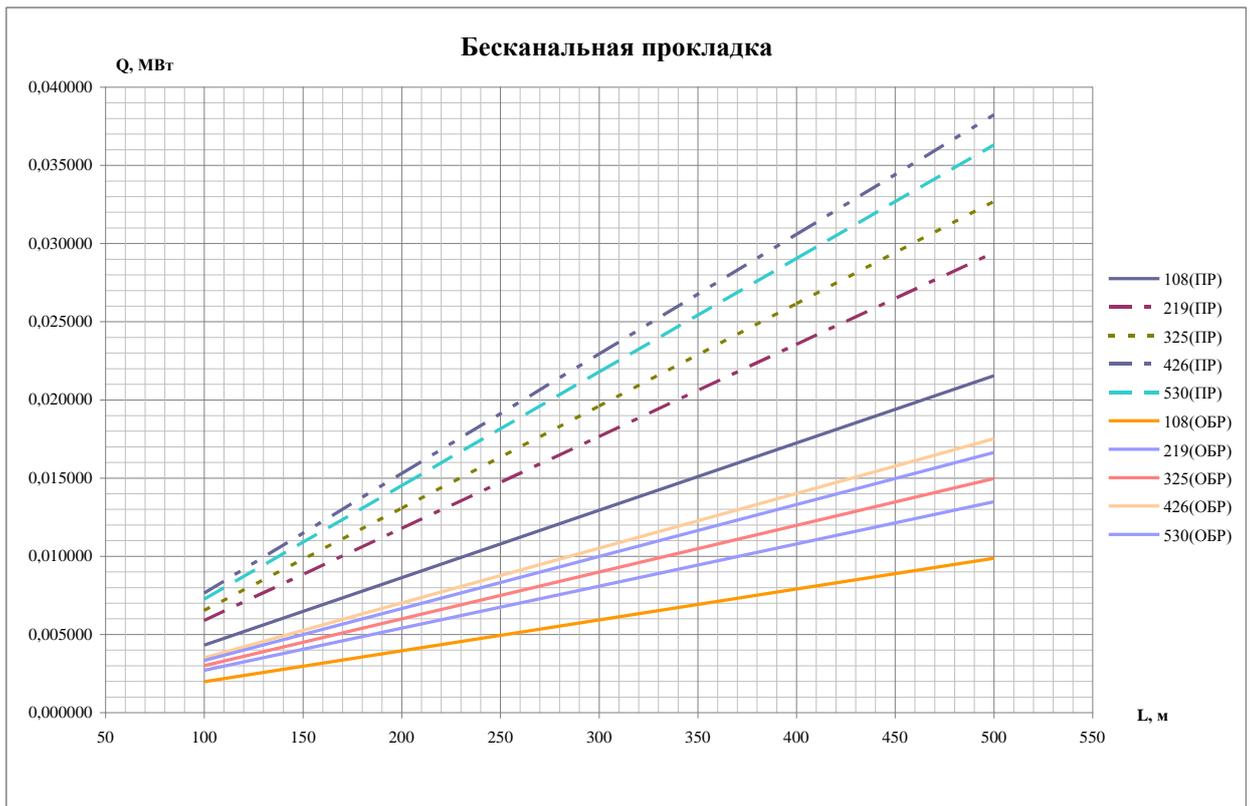


Рисунок 4.21 - Потери тепла через тепловую изоляцию для различных диаметров в зависимости от длины трубопровода при бесканальной прокладке

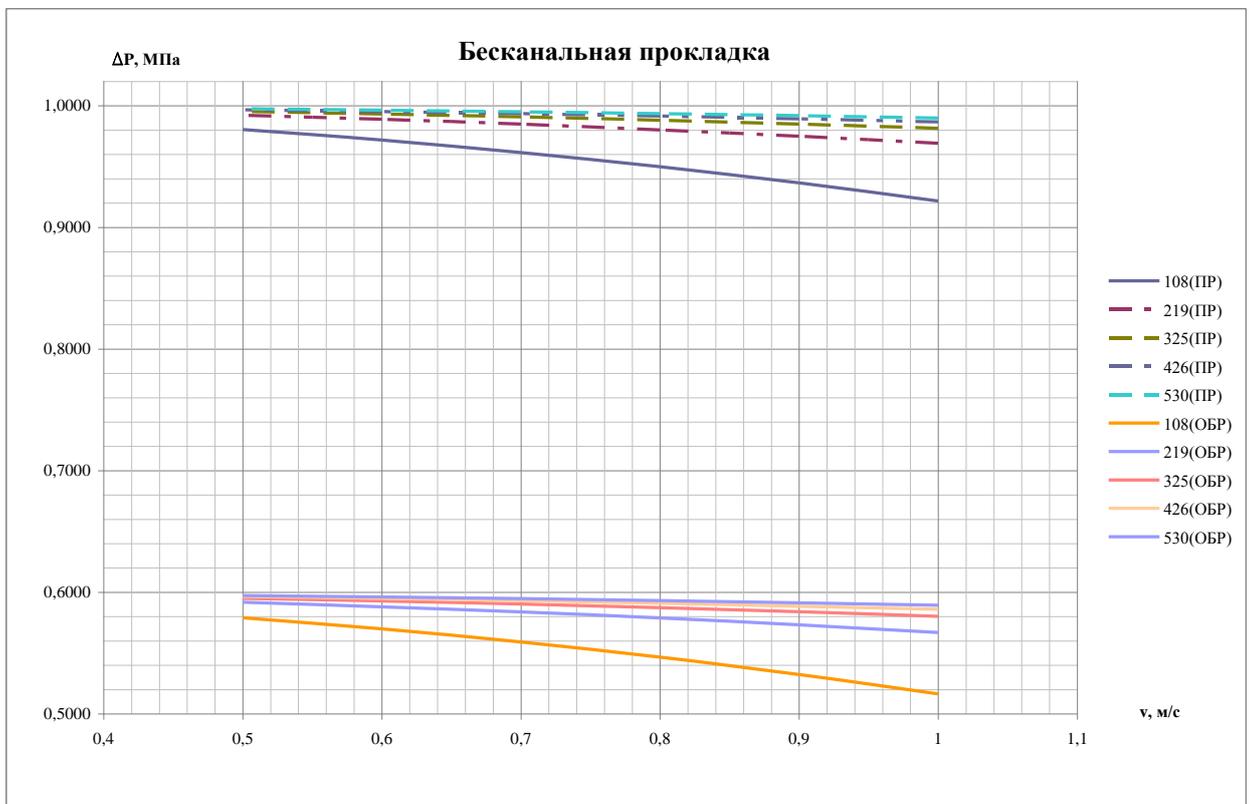


Рисунок 4.22 - Падение давления для бесканальной прокладки в зависимости от скорости движения теплоносителя для различных диаметров

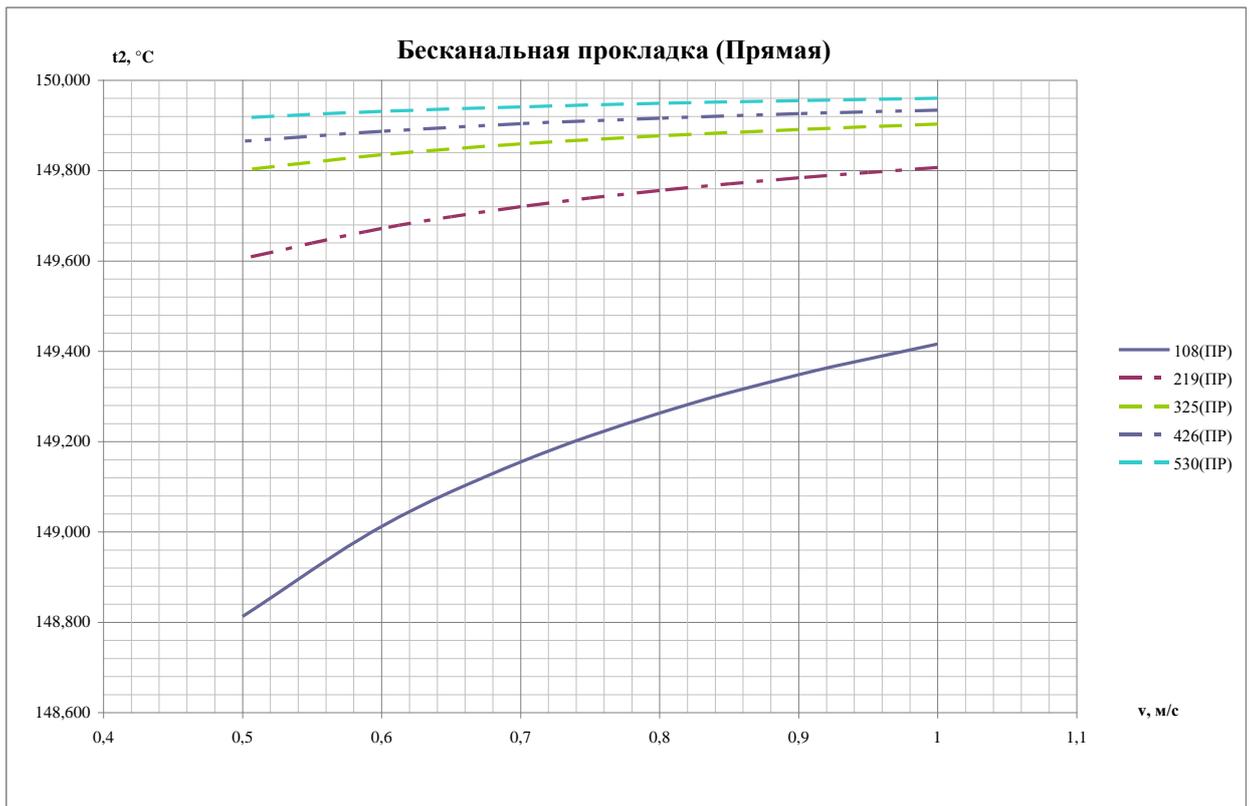


Рисунок 4.23 - Падение температуры в подающем трубопроводе для бесканальной прокладки в зависимости от скорости движения теплоносителя для различных диаметров

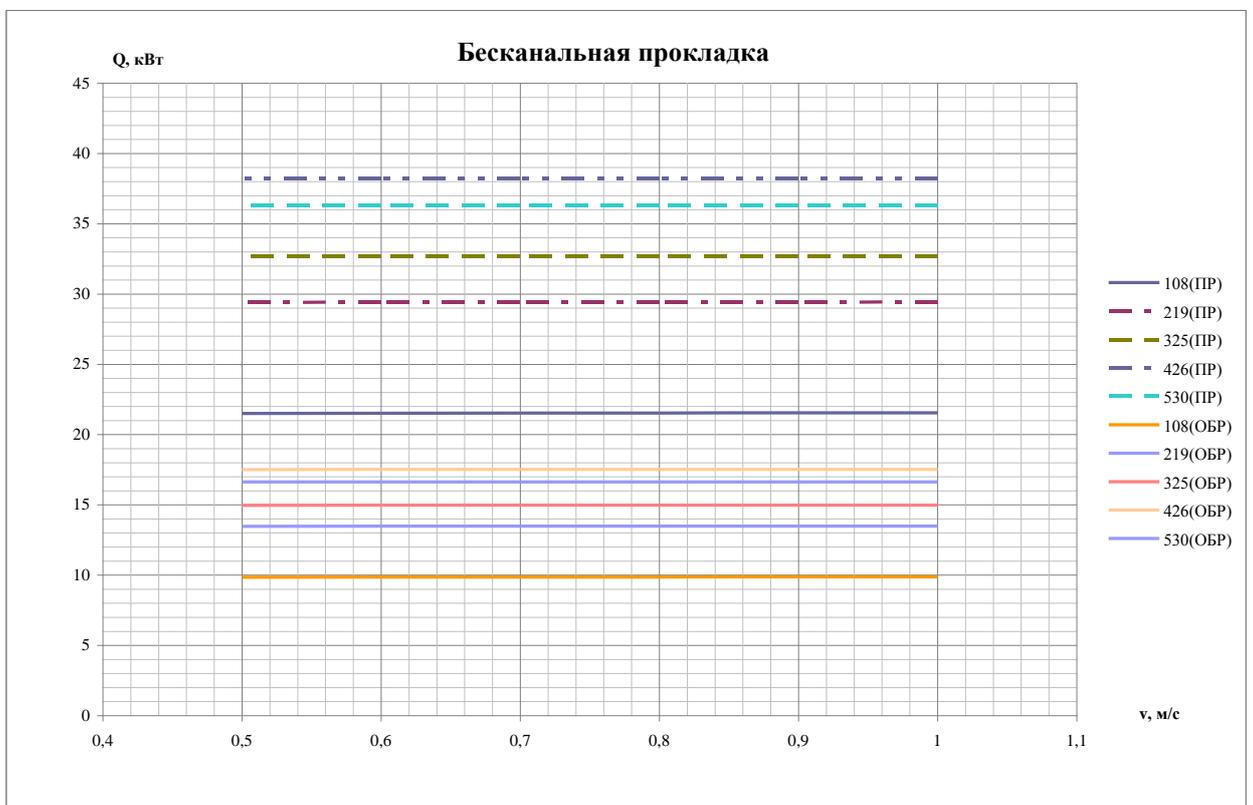


Рисунок 4.24 - Потери тепла через тепловую изоляцию для различных диаметров в зависимости от скорости при бесканальной прокладке.

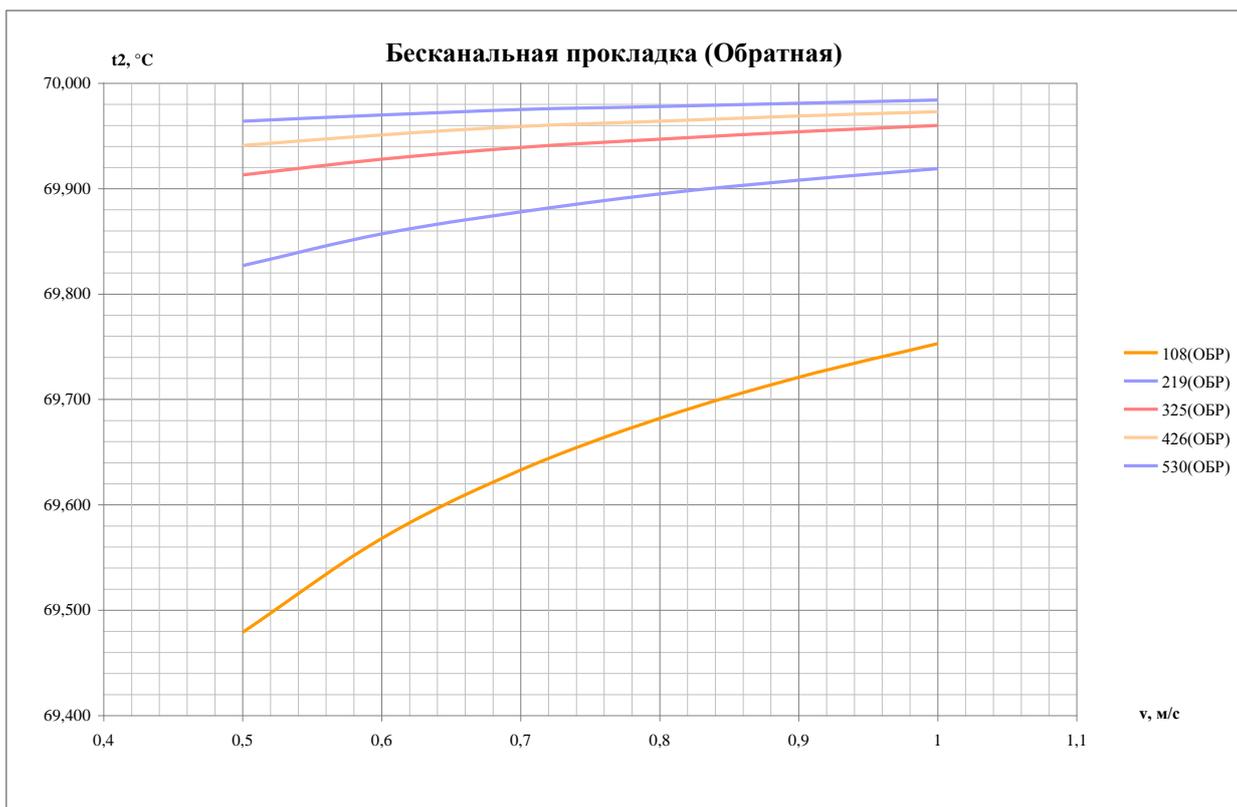


Рисунок 4.25– Падение температуры в обратном трубопроводе для бесканальной прокладки в зависимости от скорости движения теплоносителя для различных диаметров

Результаты математического моделирования совместной работы ТГР с насосным узлом смешения и устройством устранения «перетопа» приведены в разделе 1.2.

Выводы по 4 разделу

1. Проведено исследования режимов работы ТГР, установленного в ИТП «Гараж» ИГЭУ, на действующей тепловой сети котельной ИГЭУ. Моделирование теплогидравлических режимов реальной тепловой сети выполнено с помощью компьютерной программы TGRTS.

2. По результатам наладочного расчёта выполнены поверочные теплогидравлические расчёты, моделирующие изменение параметров тепловой сети в зависимости от влияющих факторов. Так, суточное изменение нагрузки ГВС (в зависимости от графика водопотребления) приводит к значительному изменению расхода сетевой воды источника теплоснабжения и к изменениям расходов воды на отопление подключённых абонентов. В зависимости от места расположения потребителя в схеме и соотношений нагрузок потребителей, наблюдается в основном снижение расхода сетевой воды на отопление потребителей при увеличении коэффициента максимума нагрузки

ГВС, что является доказательством необходимости применения ТГР для подключения потребителей в сетях централизованного теплоснабжения.

5 Разработка плана и программы экспериментальных исследований

5.1 Программа и методики исследовательских испытаний экспериментального образца термогидравлического распределителя (16.516.11.6089 ПМ)

Условные обозначения и сокращения, принятые в тексте

ПМ	Программа и методики испытаний;
ТГР	Термогидравлический распределитель;
КД	Конструкторская документация;
НИР	Научно-исследовательская работа;
ТЗ	Техническое задание;
ИГЭУ	Ивановский государственный университет;
ИТП	Индивидуальный тепловой пункт
УПМ	Учебно-производственные мастерские;
ОГМ	Отдел главного механика;
РИД	Результаты интеллектуальной деятельности.

1 Общие положения

Настоящая программа и методики проведения исследовательских испытаний предназначена для проведения исследовательских испытаний экспериментального образца термогидравлического распределителя (далее – объект исследования).

Документ разработан на основании технического задания на выполнение научно-исследовательских работ (НИР) по лоту: «Проведение проблемно-ориентированных поисковых исследований в области повышения эффективности трубопроводного транспорта энергоносителей» (шифр: 2011-1.6-516-037) по теме: «Создание энергосберегающих систем транспортировки, распределения и потребления тепловой энергии в сетях централизованного теплоснабжения за счёт разработки научно-технических основ и способов регулирования отпуска тепла».

Соблюдение данной «Программы и методики проведения исследовательских испытаний» обязательно и является необходимым условием работы комиссии по проведению испытаний. Документ разработан в соответствии с требованиями [9; 10; 11; 12; 13; 14; 15; 16; 17].

1.1 Наименование и обозначение опытного образца продукции.

Объектом испытаний является экспериментальный образец термогидравлического распределителя (ТГР). В состав термогидравлического распределителя входит комплекс функционально-взаимосвязанного оборудования: сам термогидравлический распределитель, представляющий собою переключку большого диаметра между трубопроводами подающей и обратной воды, автоматический воздухоотделитель, устройство для удаления шлама, центробежные насосы контуров системы отопления и горячего водоснабжения, приборы КиП и А для контроля температуры и давления.

1.2. Цель испытаний.

Исследовательские испытания проводятся с целью проверки соответствия

технических характеристик объекта испытаний и путей достижения значений, установленных требованиями технического задания научно-исследовательской работы (НИР) по лоту: «Проведение проблемно-ориентированных поисковых исследований в области повышения эффективности трубопроводного транспорта энергоносителей», по теме: «Создание энергосберегающих систем транспортировки, распределения и потребления тепловой энергии в сетях централизованного теплоснабжения за счёт разработки научно-технических основ и способов регулирования отпуска тепла».

Задачей исследовательских испытаний является проведение проверок показателей объекта испытаний в объеме, определенном в разделе 4 настоящей «Программы и методики проведения исследовательских испытаний».

1.3 Условия предъявления объекта испытаний на испытания

1.3.1 Испытания проводятся на экспериментальном образце ТГР, изготовленном в одном экземпляре.

1.3.2 Объект испытаний предъявляется на испытания в сопровождении следующих документов:

- комплект конструкторской документации (КД);
- настоящая ПМ;
- отчет о патентных исследованиях;
- акт изготовления объекта испытаний (Приложение №22-1);
- технические паспорта на комплектующие изделия (центробежные насосы, образцовые манометры, термометры) и на измерительную технику (ультразвуковой расходомер, ультразвуковой толщиномер, инфракрасный пирометр, цифровые термометры с поверхностной и погружной термопарами);
- необходимые руководящие и нормативно-технические документы (приведены в Приложении А)

2 Общие требования к условиям, обеспечению и проведению испытаний

2.1 Место проведения испытаний

Испытания проводятся на базе ИГЭУ в ИТП «Гараж» по адресу: г. Иваново, ул. Лебедева-Кумача, 2А, УПМ.

2.2 Требования к средствам проведения испытаний

2.2.1 Перечень средств проведения испытаний приведён в Приложении Б.

2.2.2 Средства измерений должны быть поверены в соответствии с требованиями ПР 50.2.006-94.

2.2.3 Испытательное оборудование должно быть аттестовано по ГОСТ Р 8.568.

2.3 Требования к условиям проведения испытаний.

Испытания должны проводиться в нормальных климатических условиях:

температура окружающего воздуха, °С	20±10
относительная влажность воздуха, %	от 45 до 80
атмосферное давление, мм рт. ст.	от 630 до 800
Температура наружного воздуха, °С	-30 до 8

2.4 Требования к персоналу, осуществляющему подготовку к испытаниям и испытания.

К проведению испытаний допускается персонал, прошедший обучение и (при необходимости) аттестацию, изучивший эксплуатационную документацию объекта испытаний, подготовленный в соответствии с [18] и [19], утвержденных Госэнергонадзором и имеющий степень аттестации по электробезопасности не ниже III-ей группы.

При проведении работ при проверке и испытаниях персонал обязан соблюдать правила техники безопасности согласно [18] и [19].

Порядок обучения и аттестации персонала, участвующего в испытаниях, должен соответствовать [18] и [19].

3 Требования безопасности

3.1 Требования безопасности при подготовке объекта испытаний к испытаниям

Исследовательские испытания проводятся в нормальных климатических условиях в ИТП «Гараж» по адресу: г. Иваново, ул. Лебедева-Кумача, 2А, УПМ.

Испытания проводятся в один этап. Последовательность проведения испытаний устанавливается комиссией в зависимости от конкретных условий.

Испытания могут быть приостановлены по следующим причинам:

- несоответствие изделия требованиям ТЗ на объект;
- выявление недостатков, препятствующих дальнейшему проведению испытаний;
- возникновение спорных ситуаций, требующих проведения дополнительного анализа изделия.

Длительность перерыва испытаний определяется комиссией и согласовывается с главным механиком ОГМ ИГЭУ.

Для выявления причин неисправностей (дефектов) технических средств и отказов (ошибок) в программном обеспечении, обнаруженных в ходе испытаний, комиссия назначает рабочую группу. Проверки по данному пункту методики приостанавливаются. При этом допускается выполнение других проверок, на которые выявленные дефекты (ошибки) не влияют.

Результаты анализа каждой неисправности или отказа оформляются в виде технического заключения с указанием причин, сроков и методов их устранения. Обнаруженные неисправности и отказы фиксируются в журнале учета неисправностей и отказов.

В ходе испытаний должно проводиться ежедневное техническое обслуживание аппаратуры.

3.2 Требования безопасности при проведении испытаний:

- персонал, осуществляющий подготовку и проведение испытаний, должен пройти инструктаж по требованиям безопасности при работе с электроустановками напряжением до 1000 В;

- проведение испытаний должно производиться с соблюдением мер безопасности, указанных в действующих "Правилах эксплуатации электроустановок потребителей" и "Правилах техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей";

- помещения для проведения испытаний должны быть оборудованы шиной контурного заземления;

- аппаратура должна подключаться к питающей сети 220 В 50 Гц, с помощью трехполюсных вилок, при этом заземляющий контакт розетки должен быть надежно заземлен;

- устройства (приборы), имеющие клемму (или зажимной винт) для

подключения заземляющего провода, должны быть подключены к шине контурного заземления. Сечение заземляющего провода должно быть не менее 2 мм.

При проведении испытаний необходимо соблюдать следующие меры предосторожности:

- подключение/отключение соединительных кабелей производить только при полном отключении аппаратуры от сети 220 В, 50 Гц.

4 Программа испытаний

Таблица 1 - Определяемые показатели и точность их измерений

Пункт программы испытаний	Наименование показателя	Пункт требований ТЗ	Ед. изм.	Номинальное значение	Предельные отклонения	Пункт методики
4.1.	Проверка комплектности объекта испытаний, его соответствие спецификациям, схемам и чертежам					6.1.
4.2.	Проверка соответствия требованиям к номенклатуре параметров и точности их воспроизведения	6.1.1				6.2
4.3.	Проверка соответствия требованиям к точности воспроизведения внешних условий	6.1.2				6.3
4.4.	Проверка соответствия оснащения объекта исследований приборами в соответствии с ГОСТ 21.605-82 и другим нормативно-техническим документам	6.1.2.1				6.4
4.5	Проверка и выполнение требований к поверке средств измерений (по ПР 50.2.006-94)	6.1.2.4				6.5
4.6	Проверка выполнения требований к условиям проведения испытаний	6.2.2.6				6.6
4.7	Проверка выполнения требований по стандартизации, унификации, совместимости и взаимозаменяемости конструкции объекта испытаний	6.2.1				6.7
4.8	Проверка соответствия объекта испытаний требованиям государственных стандартов	6.2.4				6.8

Пункт программы испытаний	Наименование показателя	Пункт требований ТЗ	Ед. изм.	Номинальное значение	Предельные отклонения	Пункт методики
4.9	Проверка выполнения требованиям по обеспечению безопасности для жизни и здоровья людей и охраны окружающей среды	6.3				6.9
4.10	Проверка выполнения требований к патентной чистоте и правовой защите РИД	7.1				6.10
4.11	Проверка выполнения технико-экономических требований	8.1.1				6.11

5 Режимы испытаний

5.1 Порядок испытаний

Для проведения испытаний приказом руководства ИГЭУ назначается комиссия по проведению исследовательских испытаний с привлечением в состав рабочей группы по проведению испытаний специалистов-разработчиков и эксплуатационного персонала ОГМ.

Рабочая группа по проведению испытаний:

- предоставляет необходимую документацию на объект испытаний;
- обеспечивает функционирование объекта испытаний в процессе проведения проверок;
- осуществляет техническое руководство проведением испытаний;
- оформляет результаты испытаний.

При проведении испытаний комиссия руководствуется следующими документами:

- техническим заданием на выполнение научно-исследовательских работ (НИР) по лоту: «Проведение проблемно-ориентированных поисковых исследований в области повышения эффективности трубопроводного транспорта энергоносителей» Шифр: 2011-1.6-516-037;
- настоящей «Программой и методикой проведения исследовательских испытаний»;
- документацией, перечисленной в разделе 1.3.2 настоящего документа.

Документация на объект испытаний должна находиться на рабочем месте по проведению испытаний.

Исследовательские испытания объекта испытаний предусматривают выполнение следующих работ:

- подготовку к испытаниям;
- проведение испытаний;
- оформление результатов испытаний.

Подготовка к испытаниям включает в себя:

- определение перечня протоколов проверок, оформляемых по результатам испытаний опытного образца;
- распределение ответственности членов комиссии за проведение проверок и оформление соответствующих протоколов;

- подбор и подготовку необходимого контрольно-измерительного оборудования, а также нормативно-технической документации;
- ознакомление членов комиссии и привлекаемых для участия в испытаниях специалистов с программой и методиками исследовательских испытаний, конструкторской и эксплуатационной документацией, а также другими документами;
- проведение инструктажа членов комиссии и привлекаемых специалистов по технике безопасности при проведении испытаний.

Комиссия по проведению исследовательских испытаний работает в ИГЭУ. Ответственность за обеспечение работ комиссии в период проведения испытаний возлагается на ответственного представителя ОГМ ИГЭУ.

Испытания проводятся рабочей группой, сформированной из состава комиссии по проведению исследовательских испытаний, ответственной за выполнение проверок по данной методике.

С целью более качественной оценки выполнения требований ТЗ рабочей группе предоставляется право проводить дополнительные проверки, не предусмотренные данной методикой, а также, в обоснованных случаях, по согласованию с председателем комиссии, уточнять положения данной методики.

Программа исследовательских испытаний включает перечень проверок, представленный в таблице 1 настоящего документа.

Обработка и анализ результатов испытаний проводится методом сравнения количественных и качественных значений, полученных в ходе испытаний, с количественными и качественными значениями требований ТЗ на объект испытаний с учетом данных, приведенных в технической документации. По результатам сравнения делается вывод о соответствии (или несоответствии) изделия требованиям ТЗ на объект испытаний.

По результатам испытаний составляются протоколы испытаний, подписываемые членами комиссии по проведению исследовательских испытаний и утверждаемые председателем комиссии.

5.2 Ограничения и другие указания, которые необходимо выполнять на всех или на отдельных режимах испытаний

Испытания прекращаются в случаях:

- несоответствия получаемых результатов требованиям ТЗ;
- возникновения аварийных ситуаций.

5.3 Условия перерыва, аннулирования и возобновления испытаний на всех или на отдельных режимах

Необходимость, условия и порядок перерыва, аннулирования или прекращения испытаний определяется комиссией.

6 Методики испытаний

6.1. Проверка по п. 4.1. Программы выполняется следующим образом.

Проверяется соответствие:

- комплектности объекта испытаний требованиям, приведенным в п. 4.1.

Программы;

- объекта испытаний – спецификациям, сборочным чертежам и общим схемам, предусмотренных комплектностью КД.

Объект испытаний считается выдержавшим проверку, если его комплектность соответствует требованиям, приведенным в п. 4.1. Программы, сам он — спецификациям, сборочным чертежам и общим схемам, предусмотренных комплектностью КД.

6.2. Проверка по п. 4.2. Программы выполняется следующим образом.

Проверяются соответствия требованиям к номенклатуре параметров и точности их воспроизведения (п. 4.2. Программы).

Объект испытаний считается выдержавшим проверку, если параметры соответствуют требованиям п. 4.2 Программы.

6.3. Проверка по п. 4.3 Программы выполняется следующим образом.

Проверяется соответствие точности воспроизведения внешних условий.

Объект испытаний считается выдержавшим проверку, если параметры соответствуют требованиям п. 4.3 Программы.

6.4. Проверка по п. 4.4 Программы выполняется следующим образом.

Проверяется соответствие оснащения объекта исследований приборами и другими нормативно-техническими документами согласно п. 4.4 Программы

Объект испытаний считается выдержавшим проверку, если его оснащенность приборами соответствует требованиям, приведенными в Приложении Б.

6.5. Проверка по п. 4.5 Программы выполняется следующим образом.

Проверяется выполнение требований к поверке средств измерения согласно п. 4.5 Программы.

Объект испытаний считается выдержавшим проверку, если все средства измерения прошли плановую поверку. Перечень средств измерения, с указанием даты последней поверки даны в Приложении Б.

6.6. Проверка по п. 4.6 Программы выполняется следующим образом.

Проверяется выполнение требований согласно п. 4.6 Программы и условиям проведения испытаний.

Объект испытаний считается выдержавшим проверку, если условия проведения испытаний соответствуют нормальным климатическим условиям, приведенным в п. 4.6 Программы.

6.7. Проверка по п. 4.7 Программы выполняется следующим образом.

Проверяется выполнение требований к стандартизации, унификации, совместности и взаимозаменяемости конструкции объекта испытаний согласно п. 4.6 Программы.

Объект испытаний считается выдержавшим проверку, если качественные показатели, полученные в результате испытаний, в полном объеме удовлетворяют требованиям, приведенным в п. 4.7 Программы.

6.8. Проверка по п. 4.8 Программы выполняется следующим образом.

Проверяется соответствие объекта испытаний требованиям выполнения государственных стандартов и другим нормативным документам согласно п. 4.8 Программы.

Объект испытаний считается выдержавшим проверку, если выполняются требования, приведенные в п. 4.8 Программы.

6.9. Проверка по п. 4.9 Программы выполняется следующим образом.

Проверяется соответствие выполнения требований безопасности для жизни и здоровья людей и охраны окружающей среды, согласно п. 4.9 Программы.

В ходе испытаний должны быть проверены следующие показатели:

- отсутствие возможности попадания электрического напряжения на наружные металлические части и внешние соединители;

- пожаро- и взрывобезопасность технических средств.

Проверка отсутствия возможности попадания электрического напряжения на наружные металлические части и внешние соединители производится путем изучения технической документации на покупные изделия, входящие в состав технических средств и внешнего осмотра технических средств изделия.

Проверка пожаро- и взрывобезопасности проводится путем внешнего осмотра технических средств и помещения, в котором они размещены.

Критерии оценки:

- возможность попадания электрического напряжения на наружные металлические части и внешние соединители при соблюдении обслуживающим персоналом требований эксплуатационной документации;

- технические средства не создают опасности пожара или взрыва во всех режимах работы, помещение для размещения технических средств не является взрывоопасным и оборудовано средствами вентиляции и пожаротушения.

Объект испытаний считается выдержавшим проверку, если выполняются требования, приведенные в п. 4.9 Программы.

6.10. Проверка по п. 4.10 Программы выполняется следующим образом.

Проверяется требования к патентной чистоте и правовой защите РИД, приведенные в п. 4.10 Программы.

Отчет о патентных исследованиях входит в состав сопровождающих документов настоящей ПМ.

Объект испытаний считается выдержавшим проверку, если выполняются требования, приведенные в п. 4.10 Программы.

6.11. Проверка по п. 4.11 Программы выполняется следующим образом.

Проверяется выполнение технико-экономических требований по п. 4.11 Программы.

В ходе испытаний должны быть проверены следующие показатели:

- суммарные затраты на закупку оборудования и комплектующих;
- затраты на монтаж и пусконаладочные работы;
- затраты на проведение исследовательских испытаний.

Объект испытаний считается выдержавшим проверку, если количественные и качественные показатели, полученные в ходе испытаний, соответствуют требованиям, приведенным в п. 4.11 Программы.

7 Отчетность

7.1 Заданные и фактические данные, полученные при испытаниях по каждому пункту программы, оформляются протоколами, представляемыми на заседание комиссии. Типовая форма протокола испытаний приведена в приложении В.

В согласованных случаях допускается оформлять одним протоколом данные, полученные при испытаниях по нескольким пунктам программы.

7.2 По результатам испытаний в течение 3 дней комиссией составляется акт испытаний.

Акт испытаний должен содержать:

- подтверждение выполнения программы испытаний;
- оценку результатов испытаний с конкретными точными формулировками, отражающими соответствие испытуемого образца требованиям ТЗ;
- выводы по результатам испытаний.

К акту прилагаются протоколы испытаний по пунктам программы.

7.3 Материалы испытаний хранятся в НИС ИГЭУ в течение 10 лет со дня окончания испытаний.

7.4 Отчетная документация рассылается в следующие адреса:
Минобрнауки России.

Приложения

Приложение А	Перечень ссылочных документов
Приложение Б	Перечень средств измерений и испытательного оборудования, необходимых для проведения испытаний
Приложение В	Типовая форма протокола испытаний

Перечень ссылочных документов

ГОСТ Р8.568-97	Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация испытательного оборудования. Основные положения.
ГОСТ 21.605-82	Система проектной документации для строительства. Сети тепловые (тепломеханическая часть). Рабочие чертежи.
ГОСТ 6134-2007	Насосы динамические. Методы испытаний.
ГОСТ 2.125-88	Единая система конструкторской документации. Правила выполнения эскизных конструкторских документов.
ГОСТ 2.701-2008	Единая система конструкторской документации. Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению.
ГОСТ 2.704-76 (СТ СЭВ 1981-79)	Правила выполнения гидравлических и пневматических схем.
ГОСТ 27043-86 (СТ СЭВ 5271-85)	Частотно-регулируемый привод.
ГОСТ 12.3.019	ССТБ. Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности.
ПР 50.2.006-94	Порядок проведения поверки средств измерения
	«Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» М., Госэнергонадзор, 1994г.
	«Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», М., Энергосервис, 2003г.

Перечень средств проведения испытаний

№	Наименование, тип, марка	Кол-во	ГОСТ, ТУ или обозначение	Основные характеристики	Дата последней поверки
1.	Расходомер жидкости ультразвуковой	1	Portaflow-300	Скорость потока до 12 м/сек, диаметр трубы 19 – 1000 мм, погрешность 3% или 0,03 м/сек	10.02.11 г.
2.	Расходомер жидкости ультразвуковой	1	Portaflow-330	Скорость потока 0,1 – 20 м/сек, диаметр трубы 13 – 5000 мм, толщина стенки трубы 1–75 мм, рабочая температура датчика -20... +135 °С. Точность измерений: от ±0,5% до ±6%.	03.05.11 г.
3.	Толщиномер ультразвуковой	1	DX-1	Диапазон измерений 0,63 – 500 мм, Разрешение 0,01 мм, Точность ±0,01 мм, Диапазон скоростей 2000 – 10000 м/с.	20.06.11 г.
4.	Анализатор количества и качества электроэнергии	1	AR5-1M	Диапазоны измерений: напряжение – 20–500 В перемен. тока, ток – до 2000 А, частота – 45–65 Гц. Измерение напряжений, токов, частоты, мощностей, коэффициентов гармоник, импульсов, пиков и провалов напряжения.	01.04.10 г.
5.	Энергомонитор	1	3.3-T1	Измерение и регистрация ПКЭ, установленных ГОСТ 13109-97 и EN 50160. Напряжение до 600 В, ток до 150 А.	25.05.11 г.
6.	Тепловизор	1	ТН 7700	Диапазон температур: диапазон 1: -20 ÷ 100 °С, диапазон 2: 0 ÷ 250 °С. Точность измерений ±2%.	19.01.11 г.
7.	Термометр цифровой	1	N9008	Пределы измерения -200 – +1372 °С. Точность измерений ± 0,2 °С.	20.06.11 г.
8.	Пирометр	1	THERMO	Диапазон измерений	20.06.11 г.

№	Наименование, тип, марка	Кол-во	ГОСТ, ТУ или обозначение	Основные характеристики	Дата последней поверки
			POINT-64	(точность): температура от -30 °С до 900 °С с шагом 0,1 °С (±0,5%...±2%)	
9.	Пирометр инфракрасный	1	FLUKE 566	Диапазон измерений (точность): температура -40 - +650 °С (±0,1%);	06.08.10 г.
10.	Газоанализатор переносной	1	«Quintox» KM9006	Диапазон измерений (точность измерений): O ₂ : 0 – 25% об. д. (±5%), CO: 0 – 10000 ppm (±10%), NO: 0 – 5000 ppm (±10%), NO ₂ : 0 – 800 ppm (±10%), SO ₂ : 0 – 800 ppm (±10%). Температура отходящих газов 0 – 1100 °С (±1...±2 %). Температура воздуха 0 – 600 °С (±1...±2 %). Давление ±150 гПа.	10.09.10 г.
11.	Метеометр	1	МЭС-200А	Диапазон измерений (точность): давление от 80 до 110 кПа ((±0,3 кПа); относительная влажность 0-98% (((±3%); температура -40 - +85 °С (±0,2 °С); скорость 0,1-20 м/с (±(0,05±0,05Vx) м/с)	04.03.11 г.

ПРОТОКОЛ
испытания по пункту № *число*
Программы и методики (*вид испытаний*) испытаний
обозначение документа

№ *число*

число месяц в *родительном падеже* 2011г.

1. **Объект испытания:** *Наименование и обозначение в соответствии с основным конструкторским документом в количестве *число* шт., заводские №№ *цифрами*, акты заводского изготовления № *число* от *дата*, № *число* от *дата*,*
2. **Цель испытания:** проверка соответствия объекта испытания требованиям пункта № *число* технического задания: *Текст соответствующего пункта ТЗ.*
3. **Дата начала испытания:** *число* месяц в *родительном падеже* 2011г.
4. **Дата окончания испытания:** *число* месяц в *родительном падеже* 2011г.
5. **Место проведения испытания:**
6. **Результаты испытания¹**

Наименование параметра	Ед. изм.	Номера пунктов		Требования к параметру		Измеренное значение		
		Программы испытаний	Методик испытаний	Нормальное значение	Предельное отклонение	Нормальные условия	Во время воздействия	После воздействия

7. Замечания и рекомендации

.....

8. Выводы

8.1 Объект испытания *наименование объекта* выдержал (не выдержал) испытание по пункту № *число* Программы и методики *обозначение документа*.

8.2 Объект испытания *наименование* соответствует (*не соответствует*) требованиям пункта № *число* технического задания.

Испытание проводили

Должность
Должность
Должность
Должность

И.О.Фамилия
И.О.Фамилия
И.О.Фамилия
И.О.Фамилия

¹ Состав граф «Требования к параметру» и «Измеренное значение» может уточняться в зависимости от формы задания требований в ТЗ.

5.2 Программа и методики исследовательских испытаний экспериментального образца насосного узла смешения с ЧРП и устройства устранения «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном (16.516.11.6089 ПМ01)

Условные обозначения и сокращения, принятые в тексте

ПМ	Программа и методики испытаний;
КД	Конструкторская документация;
ЧРП	Частотно-регулируемый привод;
НИР	Научно-исследовательская работа;
ТЗ	Техническое задание;
ИГЭУ	Ивановский государственный университет;
ИТП	Индивидуальный тепловой пункт
УПМ	Учебно-производственные мастерские;
ОГМ	Отдел главного механика;
РИД	Результаты интеллектуальной деятельности.

1. Общие положения

Настоящая программа и методики проведения исследовательских испытаний предназначена для проведения исследовательских испытаний экспериментального образца насосного узла смешения с ЧРП и устройства устранения «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном (далее – объект исследования).

Документ разработан на основании технического задания на выполнение научно-исследовательских работ (НИР) по лоту: «Проведение проблемно-ориентированных поисковых исследований в области повышения эффективности трубопроводного транспорта энергоносителей» (шифр: 2011-1.6-516-037) по теме: «Создание энергосберегающих систем транспортировки, распределения и потребления тепловой энергии в сетях централизованного теплоснабжения за счёт разработки научно-технических основ и способов регулирования отпуска тепла».

Соблюдение данной «Программы и методики проведения исследовательских испытаний» обязательно и является необходимым условием работы комиссии по проведению испытаний. Документ разработан в соответствии с требованиями [9; 10; 11; 12; 13; 14; 15; 16; 17]

1.1 Наименование и обозначение опытного образца продукции.

Объектом испытаний является экспериментальный образец насосного узла смешения с ЧРП и устройства устранения «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном.

1.2. Цель испытаний.

Исследовательские испытания проводятся с целью проверки соответствия технических характеристик объекта испытаний и путей достижения значений, установленных требованиями технического задания научно-исследовательской работы (НИР) по лоту: «Проведение проблемно-ориентированных поисковых исследований в области повышения эффективности трубопроводного транспорта энергоносителей», по теме: «Создание энергосберегающих систем транспортировки, распределения и потребления тепловой энергии в сетях централизованного теплоснабжения за счёт разработки научно-технических основ и способов регулирования отпуска тепла».

Задачей исследовательских испытаний является проведение проверок показателей объекта испытаний в объеме, определенном в разделе 4 настоящей «Программы и методики проведения исследовательских испытаний».

1.4 Условия предъявления объекта испытаний на испытания

1.3.1 Испытания проводятся на экспериментальном образце насосного узла смешения с ЧРП и устройства устранения «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном, изготовленном в одном экземпляре.

1.3.2 Объект испытаний предъявляется на испытания в сопровождении следующих документов:

- комплект конструкторской документации (КД);
- настоящая ПМ;
- отчет о патентных исследованиях;
- акт изготовления объекта испытаний (Приложение №22-2);
- технические паспорта на комплектующие изделия (центробежные насосы, электрические нагреватели емкостного и проточного типов, образцовые манометры, термометры) и на измерительную технику (ультразвуковой расходомер, ультразвуковой толщиномер, инфракрасный пирометр, цифровые термометры с поверхностной и погружной термопарами);
- необходимые руководящие и нормативно-технические документы (приведены в Приложении А)

2 Общие требования к условиям, обеспечению и проведению испытаний

2.1 Место проведения испытаний

Испытания проводятся на базе ИГЭУ, в учебно-исследовательском центре «АСУ в теплоэнергетике» по адресу: Иваново ул. Рабфаковская, 34, ИГЭУ, В-346.

2.2 Требования к средствам проведения испытаний

2.2.1 Перечень средств проведения испытаний приведён в Приложении Б.

2.2.2 Средства измерений должны быть поверены в соответствии с требованиями ПР 50.2.006-94.

2.2.3 Испытательное оборудование должно быть аттестовано по ГОСТ Р 8.568.

2.3 Требования к условиям проведения испытаний.

Испытания должны проводиться в нормальных климатических условиях:

температура окружающего воздуха, °С	20±10
относительная влажность воздуха, %	от 45 до 80
атмосферное давление, мм рт. ст.	от 630 до 800
Температура наружного воздуха, °С	-30 до 8

2.4 Требования к персоналу, осуществляющему подготовку к испытаниям и испытания.

К проведению испытаний допускается персонал, прошедший обучение и (при необходимости) аттестацию, изучивший эксплуатационную документацию объекта испытаний, подготовленный в соответствии с [18] и [19], утвержденных Госэнергонадзором и имеющий степень аттестации по электробезопасности не ниже III-ей группы.

При проведении работ при проверке и испытаниях персонал обязан соблюдать правила техники безопасности согласно [18] и [19].

Порядок обучения и аттестации персонала, участвующего в испытаниях, должен соответствовать [18] и [19].

3 Требования безопасности

3.1 Требования безопасности при подготовке объекта испытаний к испытаниям

Исследовательские испытания проводятся в нормальных климатических условиях ИГЭУ, в учебно-исследовательском центре «АСУ в теплоэнергетике» по адресу: Иваново ул. Рабфаковская, 34, ИГЭУ, В-346.

Испытания проводятся в один этап. Последовательность проведения испытаний устанавливается комиссией в зависимости от конкретных условий.

Испытания могут быть приостановлены по следующим причинам:

- несоответствие изделия требованиям ТЗ на объект;
- выявление недостатков, препятствующих дальнейшему проведению испытаний;
- возникновение спорных ситуаций, требующих проведения дополнительного анализа изделия.

Длительность перерыва испытаний определяется комиссией и согласовывается с главным механиком ОГМ ИГЭУ.

Для выявления причин неисправностей (дефектов) технических средств и отказов (ошибок) в программном обеспечении, обнаруженных в ходе испытаний, комиссия назначает рабочую группу. Проверки по данному пункту методики приостанавливаются. При этом допускается выполнение других проверок, на которые выявленные дефекты (ошибки) не влияют.

Результаты анализа каждой неисправности или отказа оформляются в виде технического заключения с указанием причин, сроков и методов их устранения. Обнаруженные неисправности и отказы фиксируются в журнале учета неисправностей и отказов.

В ходе испытаний должно проводиться ежедневное техническое обслуживание аппаратуры.

3.2 Требования безопасности при проведении испытаний:

- персонал, осуществляющий подготовку и проведение испытаний, должен пройти инструктаж по требованиям безопасности при работе с электроустановками напряжением до 1000 В;

- проведение испытаний должно производиться с соблюдением мер безопасности, указанных в действующих "Правилах эксплуатации электроустановок потребителей" и "Правилах техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей";

- помещения для проведения испытаний должны быть оборудованы шиной контурного заземления;

- аппаратура должна подключаться к питающей сети 220 В, 50 Гц, с помощью трехполюсных вилок, при этом заземляющий контакт розетки должен быть надежно заземлен;

- устройства (приборы), имеющие клемму (или зажимной винт) для подключения заземляющего провода, должны быть подключены к шине контурного заземления. Сечение заземляющего провода должно быть не менее 2 мм.

При проведении испытаний необходимо соблюдать следующие меры предосторожности:

- подключение/отключение соединительных кабелей производить только при

полном отключении аппаратуры от сети 220 В, 50 Гц.

4 Программа испытаний

Таблица 1 - Определяемые показатели и точность их измерений

Пункт программы испытаний	Наименование показателя	Пункт требований ТЗ	Ед. изм.	Номинальное значение	Предельные отклонения	Пункт методики
4.1.	Проверка комплектности объекта испытаний, его соответствие спецификациям, схемам и чертежам					6.1.
4.2.	Проверка соответствия требованиям к номенклатуре параметров и точности их воспроизведения	6.1.1.2 6.1.1.3				6.2
4.3.	Проверка соответствия требованиям к точности воспроизведения внешних условий	6.1.2				6.3
4.4.	Проверка соответствия оснащения объекта исследований приборами в соответствии с ГОСТ 21.605-82 и другим нормативно-техническим документам	6.1.2.2 6.1.2.3				6.4
4.5	Проверка и выполнение требований к поверке средств измерений (по ПР 50.2.006-94)	6.1.2.4				6.5
4.6	Проверка выполнения требований к условиям проведения испытаний	6.2.2.6				6.6
4.7	Проверка выполнения требований по стандартизации, унификации, совместимости и взаимозаменяемости конструкции объекта испытаний	6.2.2 6.2.3				6.7
4.8	Проверка соответствия объекта испытаний требованиям государственных стандартов	6.2.5 6.2.6				6.8
4.9	Проверка выполнения требованиям по обеспечению безопасности	6.3				6.9

Пункт программы испытаний	Наименование показателя	Пункт требований ТЗ	Ед. изм.	Номинальное значение	Предельные отклонения	Пункт методики
	для жизни и здоровья людей и охраны окружающей среды					
4.10	Проверка выполнения требований к патентной чистоте и правовой защите РИД	7.1				6.10
4.11	Проверка выполнения технико-экономических требований	8.1.1				6.11

5 Режимы испытаний

5.1 Порядок испытаний

Для проведения испытаний приказом руководства ИГЭУ назначается комиссия по проведению исследовательских испытаний с привлечением в состав рабочей группы по проведению испытаний специалистов-разработчиков и эксплуатационного персонала ОГМ.

Рабочая группа по проведению испытаний:

- предоставляет необходимую документацию на объект испытаний;
- обеспечивает функционирование объекта испытаний в процессе проведения проверок;
- осуществляет техническое руководство проведением испытаний;
- оформляет результаты испытаний.

При проведении испытаний комиссия руководствуется следующими документами:

- техническим заданием на выполнение научно-исследовательских работ (НИР) по лоту: «Проведение проблемно-ориентированных поисковых исследований в области повышения эффективности трубопроводного транспорта энергоносителей» Шифр: 2011-1.6-516-037 по теме: «Создание энергосберегающих систем транспортировки, распределения и потребления тепловой энергии в сетях централизованного теплоснабжения за счёт разработки научно-технических основ и способов регулирования отпуска тепла»;
- настоящей «Программой и методикой проведения исследовательских испытаний»;
- документацией, перечисленной в разделе 1.3.2 настоящего документа.

Документация на объект испытаний должна находиться на рабочем месте по проведению испытаний.

Исследовательские испытания объекта испытаний предусматривают выполнение следующих работ:

- подготовкк испытаниям;
- проведение испытаний;
- оформление результатов испытаний.

Подготовка к испытаниям включает в себя:

- определение перечня протоколов проверок, оформляемых по результатам испытаний опытного образца;
- распределение ответственности членов комиссии за проведение проверок и оформление соответствующих протоколов;

- подбор и подготовку необходимого контрольно-измерительного оборудования, а также нормативно-технической документации;
- ознакомление членов комиссии и привлекаемых для участия в испытаниях специалистов с программой и методиками исследовательских испытаний, конструкторской и эксплуатационной документацией, а также другими документами;
- проведение инструктажа членов комиссии и привлекаемых специалистов по технике безопасности при проведении испытаний.

Комиссия по проведению исследовательских испытаний работает в ИГЭУ. Ответственность за обеспечение работ комиссии в период проведения испытаний возлагается на ответственного представителя ОГМ ИГЭУ.

Испытания проводятся рабочей группой, сформированной из состава комиссии по проведению исследовательских испытаний, ответственной за выполнение проверок по данной методике.

С целью более качественной оценки выполнения требований ТЗ рабочей группе предоставляется право проводить дополнительные проверки, не предусмотренные данной методикой, а также, в обоснованных случаях, по согласованию с председателем комиссии, уточнять положения данной методики.

Программа исследовательских испытаний включает перечень проверок, представленный в таблице 1 настоящего документа.

Обработка и анализ результатов испытаний проводится методом сравнения количественных и качественных значений, полученных в ходе испытаний, с количественными и качественными значениями требований ТЗ на объект испытаний с учетом данных, приведенных в технической документации. По результатам сравнения делается вывод о соответствии (или несоответствии) изделия требованиям ТЗ на объект испытаний.

По результатам испытаний составляются протоколы испытаний, подписываемые членами комиссии по проведению исследовательских испытаний и утверждаемые председателем комиссии.

5.2 Ограничения и другие указания, которые необходимо выполнять на всех или на отдельных режимах испытаний

Испытания прекращаются в случаях:

- несоответствия получаемых результатов требованиям ТЗ;
- возникновения аварийных ситуаций.

5.3 Условия перерыва, аннулирования и возобновления испытаний на всех или на отдельных режимах

Необходимость, условия и порядок перерыва, аннулирования или прекращения испытаний определяется комиссией.

6 Методики испытаний

6.1. Проверка по п. 4.1. Программы выполняется следующим образом.

Проверяется соответствие:

- комплектности объекта испытаний требованиям, приведенным в п. 4.1.

Программы;

- объекта испытаний – спецификациям, сборочным чертежам и общим схемам, предусмотренных комплектностью КД.

Объект испытаний считается выдержавшим проверку, если его комплектность соответствует требованиям, приведенным в п. 4.1. Программы, сам он — спецификациям, сборочным чертежам и общим схемам, предусмотренных комплектностью КД.

6.2. Проверка по п. 4.2. Программы выполняется следующим образом.

Проверяются соответствия требованиям к номенклатуре параметров и точности их воспроизведения (п. 4.2. Программы).

Объект испытаний считается выдержавшим проверку, если параметры соответствуют требованиям п. 4.2 Программы.

6.3. Проверка по п. 4.3 Программы выполняется следующим образом.

Проверяется соответствие точности воспроизведения внешних условий.

Объект испытаний считается выдержавшим проверку, если параметры соответствуют требованиям п. 4.3 Программы.

6.4. Проверка по п. 4.4 Программы выполняется следующим образом.

Проверяется соответствие оснащения объекта исследований приборами и другими нормативно-техническими документами согласно п. 4.4 Программы

Объект испытаний считается выдержавшим проверку, если его оснащенность приборами соответствует требованиям, приведенными в Приложении Б.

6.5. Проверка по п. 4.5 Программы выполняется следующим образом.

Проверяется выполнение требований к поверке средств измерения согласно п. 4.5 Программы.

Объект испытаний считается выдержавшим проверку, если все средства измерения прошли плановую поверку. Перечень средств измерения, с указанием даты последней поверки даны в Приложении Б.

6.6. Проверка по п. 4.6 Программы выполняется следующим образом.

Проверяется выполнение требований согласно п. 4.6 Программы и условиям проведения испытаний.

Объект испытаний считается выдержавшим проверку, если условия проведения испытаний соответствуют нормальным климатическим условиям, приведенным в п. 4.6 Программы.

6.7. Проверка по п. 4.7 Программы выполняется следующим образом.

Проверяется выполнение требований к стандартизации, унификации, совместности и взаимозаменяемости конструкции объекта испытаний согласно п. 4.6 Программы.

Объект испытаний считается выдержавшим проверку, если качественные показатели, полученные в результате испытаний, в полном объеме удовлетворяют требованиям, приведенным в п. 4.7 Программы.

6.8. Проверка по п. 4.8 Программы выполняется следующим образом.

Проверяется соответствие объекта испытаний требованиям выполнения государственных стандартов и другим нормативным документам согласно п. 4.8 Программы.

Объект испытаний считается выдержавшим проверку, если выполняются требования, приведенные в п. 4.8 Программы.

6.9. Проверка по п. 4.9 Программы выполняется следующим образом.

Проверяется соответствие выполнения требований безопасности для жизни и здоровья людей и охраны окружающей среды, согласно п. 4.9 Программы.

В ходе испытаний должны быть проверены следующие показатели:

- отсутствие возможности попадания электрического напряжения на наружные металлические части и внешние соединители;

- пожаро- и взрывобезопасность технических средств.

Проверка отсутствия возможности попадания электрического напряжения на наружные металлические части и внешние соединители производится путем изучения технической документации на покупные изделия, входящие в состав технических средств и внешнего осмотра технических средств изделия.

Проверка пожаро- и взрывобезопасности проводится путем внешнего осмотра технических средств и помещения, в котором они размещены.

Критерии оценки:

- возможность попадания электрического напряжения на наружные металлические части и внешние соединители при соблюдении обслуживающим персоналом требований эксплуатационной документации;

- технические средства не создают опасности пожара или взрыва во всех режимах работы, помещение для размещения технических средств не является взрывоопасным и оборудовано средствами вентиляции и пожаротушения.

Объект испытаний считается выдержавшим проверку, если выполняются требования, приведенные в п. 4.9 Программы.

6.10. Проверка по п. 4.10 Программы выполняется следующим образом.

Проверяется требования к патентной чистоте и правовой защите РИД, приведенные в п. 4.10 Программы.

Отчет о патентных исследованиях входит в состав сопровождающих документов настоящей ПМ.

Объект испытаний считается выдержавшим проверку, если выполняются требования, приведенные в п. 4.10 Программы.

6.11. Проверка по п. 4.11 Программы выполняется следующим образом.

Проверяется выполнение технико-экономических требований по п. 4.11 Программы.

В ходе испытаний должны быть проверены следующие показатели:

- суммарные затраты на закупку оборудования и комплектующих;
- затраты на монтаж и пусконаладочные работы;
- затраты на проведение исследовательских испытаний.

Объект испытаний считается выдержавшим проверку, если количественные и качественные показатели, полученные в ходе испытаний, соответствуют требованиям, приведенным в п. 4.11 Программы.

7 Отчетность

7.1 Заданные и фактические данные, полученные при испытаниях по каждому пункту программы, оформляются протоколами, представляемыми на заседание комиссии. Типовая форма протокола испытаний приведена в приложении В.

В согласованных случаях допускается оформлять одним протоколом данные, полученные при испытаниях по нескольким пунктам программы.

7.2 По результатам испытаний в течение 3 дней комиссией составляется акт испытаний.

Акт испытаний должен содержать:

- подтверждение выполнения программы испытаний;
- оценку результатов испытаний с конкретными точными формулировками, отражающими соответствие испытуемого образца требованиям ТЗ;
- выводы по результатам испытаний.

К акту прилагаются протоколы испытаний по пунктам программы.

7.3 Материалы испытаний хранятся в НИС ИГЭУ в течение 10 лет со дня окончания испытаний.

7.4 Отчетная документация рассылается в следующие адреса:
Минобрнауки России.

Приложения

Приложение А	Перечень ссылочных документов
Приложение Б	Перечень средств измерений и испытательного оборудования, необходимых для проведения испытаний
Приложение В	Типовая форма протокола испытаний

Перечень ссылочных документов

ГОСТ Р 8.568-97	Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация испытательного оборудования. Основные положения.
ГОСТ 21.605-82	Система проектной документации для строительства. Сети тепловые (тепломеханическая часть). Рабочие чертежи.
ГОСТ 6134-2007	Насосы динамические. Методы испытаний.
ГОСТ 2.125-88	Единая система конструкторской документации. Правила выполнения эскизных конструкторских документов.
ГОСТ 2.701-2008	Единая система конструкторской документации. Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению.
ГОСТ 2.704-76 (СТ СЭВ 1981-79)	Правила выполнения гидравлических и пневматических схем.
ГОСТ 27043-86 (СТ СЭВ 5271-85)	Частотно-регулируемый привод.
ГОСТ 12.3.019	ССТБ. Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности.
ПР 50.2.006-94	Порядок проведения поверки средств измерения
	«Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» М., Госэнергонадзор, 1994г.
	«Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», М., Энергосервис, 2003г.

Перечень средств проведения испытаний

№	Наименование, тип, марка	Кол-во	ГОСТ, ТУ или обозначение	Основные характеристики	Дата последней поверки
1.	Расходомер жидкости ультразвуковой	1	Portaflow-300	Скорость потока до 12 м/сек, диаметр трубы 19 – 1000 мм, погрешность 3% или 0,03 м/сек	10.02.11 г.
2.	Расходомер жидкости ультразвуковой	1	Portaflow-330	Скорость потока 0,1 – 20 м/сек, диаметр трубы 13 – 5000 мм, толщина стенки трубы 1–75 мм, рабочая температура датчика -20... +135 °С. Точность измерений: от ±0,5% до ±6%.	03.05.11 г.
3.	Толщиномер ультразвуковой	1	DX-1	Диапазон измерений 0,63 – 500 мм, Разрешение 0,01 мм, Точность ±0,01 мм, Диапазон скоростей 2000 – 10000 м/с.	20.06.11 г.
4.	Анализатор количества и качества электроэнергии	1	AR5-1M	Диапазоны измерений: напряжение – 20–500 В перемен. тока, тока – до 2000 А, частота – 45–65 Гц. Измерение напряжений, токов, частоты, мощностей, коэффициентов гармоник, импульсов, пиков и провалов напряжения.	01.04.10 г.
5.	Энергомонитор	1	3.3-T1	Измерение и регистрация ПКЭ, установленных ГОСТ 13109-97 и EN 50160. Напряжение до 600 В, ток до 150 А.	25.05.11 г.
6.	Тепловизор	1	ТН 7700	Диапазон температур: диапазон 1: -20 ÷ 100 °С, диапазон 2: 0 ÷ 250 °С. Точность измерений ±2%.	19.01.11 г.
7.	Термометр цифровой	1	N9008	Пределы измерения -200 – +1372 °С. Точность измерений ± 0,2 °С.	20.06.11 г.
8.	Пирометр	1	THERMO	Диапазон измерений	20.06.11 г.

№	Наименование, тип, марка	Кол-во	ГОСТ, ТУ или обозначение	Основные характеристики	Дата последней поверки
			POINT-64	(точность): температура от -30 °С до 900 °С с шагом 0,1 °С (±0,5%...±2%)	
9.	Пирометр инфракрасный	1	FLUKE 566	Диапазон измерений (точность): температура -40 - +650 °С (±0,1%);	06.08.10 г.
10.	Газоанализатор переносной	1	«Quintox» KM9006	Диапазон измерений (точность измерений): O ₂ : 0 – 25% об. д. (±5%), CO: 0 – 10000 ppm (±10%), NO: 0 – 5000 ppm (±10%), NO ₂ : 0 – 800 ppm (±10%), SO ₂ : 0 – 800 ppm (±10%). Температура отходящих газов 0 – 1100 °С (±1...±2 %). Температура воздуха 0 – 600 °С (±1...±2 %). Давление ±150 гПа.	10.09.10 г.
11.	Метеометр	1	МЭС-200А	Диапазон измерений (точность): давление от 80 до 110 кПа ((±0,3 кПа); относительная влажность 0-98% (((±3%); температура -40 - +85 °С (±0,2 °С); скорость 0,1-20 м/с (±(0,05±0,05Vx) м/с)	04.03.11 г.

ПРОТОКОЛ
испытания по пункту № число
Программы и методики (вид испытаний) испытаний
обозначение документа

№ число

число месяц в родительном падеже 20цифры г.

- 1. Объект испытания:** *Наименование и обозначение в соответствии с основным конструкторским документом в количестве число шт., заводские №№ цифрами, акты заводского изготовления № число от дата, № число от дата,*
- 2. Цель испытания:** *проверка соответствия объекта испытания требованиям пункта № число технического задания: Текст соответствующего пункта ТЗ.*
- 3. Дата начала испытания:** *число месяц в родительном падеже 20цифры г.*
- 4. Дата окончания испытания:** *число месяц в родительном падеже 20цифры г.*
- 5. Место проведения испытания:**
- 6. Результаты испытания²**

Наименование параметра	Ед. изм.	Номера пунктов		Требования к параметру		Измеренное значение		
		Программы испытаний	Методик испытаний	Номинальное значение	Предельное отклонение	Нормальные условия	Время воздействия	Последствия

7. Замечания и рекомендации

.....

8. Выводы

8.1 Объект испытания *наименование объекта* выдержал (не выдержал) испытание по пункту № *число* Программы и методики *обозначение документа*.

8.2 Объект испытания *наименование* соответствует (*не соответствует*) требованиям пункта № *число* технического задания.

Испытание проводили

Должность
Должность
Должность
Должность

И.О.Фамилия
И.О.Фамилия
И.О.Фамилия
И.О.Фамилия

² Состав граф «Требования к параметру» и «Измеренное значение» может уточняться в зависимости от формы задания требований в ТЗ.

Выводы по 5 разделу

1. Разработана программа и методики проведения исследовательских испытаний экспериментального образца термогидравлического распределителя.
2. Разработана программа и методики проведения исследовательских испытаний экспериментального образца насосного узла смешения с ЧРП и устройства устранения «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном.

6 Разработка способов регулирования теплогидравлических режимов тепловых сетей с подключением потребителей с помощью теплогидравлического распределителя

Ивановский государственный энергетический университет обеспечивается теплом на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения от собственной котельной, работающей на природном газе.

В котельной установлены водогрейные котлы КВГМ 7,65-95Н- 2 шт. и КВГМ 4,56-115Н – 1 шт. Сетевые насосы АЦМС в количестве 5 шт. Нагрузка горячего водоснабжения обеспечивается по закрытой схеме через водо-водяные подогреватели. Схема тепловых сетей представлена на рис. 4.1.

6.1 Расчётные параметры тепловой сети ИГЭУ

Таблица 6.1 – Тепловые нагрузки потребителей ИГЭУ

№ п/п	Наименование потребителя	Расход тепла на отопление, Q_0 , Гкал/ч	Расход тепла на вентиляцию, Q_v , Гкал/ч	Расход тепла на горячее водоснабжение $Q_{гвс}$, Гкал/ч
1	Котельная	0,0381	0	0,112133
2	Столярка	0,0125	0	0
3	Столовая	0,29	0	0
4	Корпус В	1,0598	0	0
5	Корпус А ввод 2	0,3991	0	0
6	Корпус А ввод 1	1,1974	0	0,027833
7	Спорткомплекс	0,2336	0	0
8	Модуль	0,1816	0	0
9	Дом №5	0,351	0	0,098383
10	Дом №29/2/2	0,2259	0	0,015567
11	Дом №29/2/1	0,7261	0	0,018133
12	Корпус Б	0,7881	0	0,024267
13	№29	0,8682	0	0,117333
14	Фекальная насосная	0,0125	0	0
15	№36	0,334	0	0,031817
16	Общежитие №3	0,366	0	0

17	Общежитие №4	0,2638	0	0,104933
18	Общежитие №1	0,261	0	0,022783
19	Дом №58 А	0,051	0	0
20	Дом №1	0,056	0	0
21	Дом №3	0,069	0	0,010967
22	Дом №2	0,263	0	0
23	Детский сад №89	0,068	0	0,003867
24	Школа №35	0,328	0	0,002283
25	Гараж	0,1675	0	0,182133
26	ЭОП	0,319	0	0
27	Фшк35	0,071	0	0
28	Серафим	0,321	0	0
29	Магазин Мебель	0,058	0	0
30	Магазин Дубрава	0,018	0	0
	Сумма	9,3982	0	0,772433

По данным таблицы 6.1 для интервала температур от +8 до -30 °С (расчётная температура для проектирования отопления для г. Иванова) построены графики расхода тепла на отопление и горячее водоснабжение, рисунок 6.1

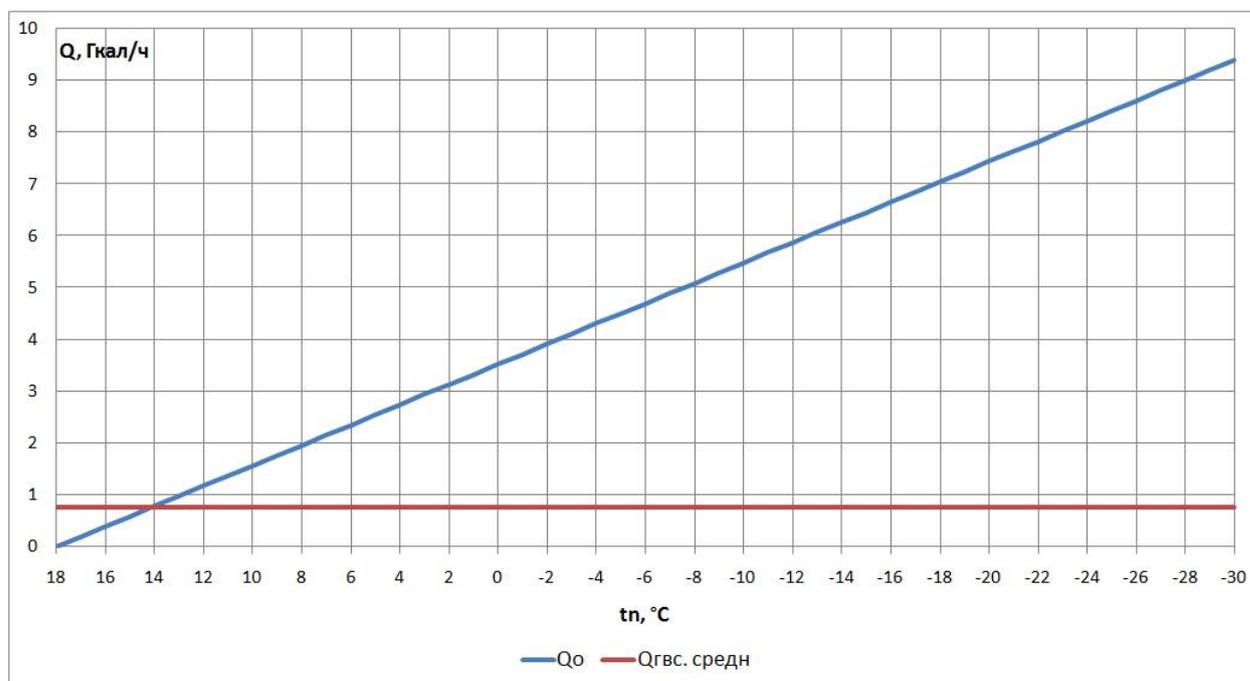


Рисунок 6.1 - Графики расхода тепла на отопление и горячее водоснабжение

Температурный график качественного регулирования отопительной нагрузки и нагрузки горячего водоснабжения котельной ИГЭУ.

Таблица 6.2 – Температурный график в табличной форме

$T_n, ^\circ\text{C}$	$T_b, ^\circ\text{C}$	$T_1, ^\circ\text{C}$	$T_2, ^\circ\text{C}$	$T_{2\text{ГВС}}, ^\circ\text{C}$
8	29,9	70,0	58,6	30,0
7	29,3	70,0	58,4	30,0
6	28,7	70,0	58,2	30,0
5	28,1	70,0	58,0	30,0
4	27,5	70,0	57,8	30,0
3	26,9	70,0	57,6	30,0
2	26,3	70,0	57,4	30,0
1	25,7	70,0	57,1	30,0
0	25,1	70,0	56,9	30,0
-1	24,5	70,0	56,7	30,0
-2	23,9	70,0	56,5	30,0
-3	23,3	70,0	56,3	30,0
-4	22,7	70,0	56,1	30,0
-5	22,1	70,0	55,9	30,0
-6	21,5	70,0	55,7	30,0
-7	20,9	70,0	55,5	30,0
-8	20,3	70,0	55,2	30,0
-9	19,7	70,0	55,0	30,0
-10	19,1	70,0	54,8	30,0
-11	18,5	70,0	54,6	30,0
-12	18,0	70,1	54,5	29,9
-13	18,0	71,5	55,4	28,8
-14	18,0	73,0	56,3	27,7
-15	18,0	74,4	57,2	26,8
-16	18,0	75,8	58,1	26,0
-17	18,0	77,2	59,0	25,2
-18	18,0	78,6	59,9	24,5
-19	18,0	80,0	60,7	23,8
-20	18,0	81,4	61,6	23,2
-21	18,0	82,8	62,5	22,6
-22	18,0	84,2	63,3	22,0
-23	18,0	85,5	64,2	21,5
-24	18,0	86,9	65,0	21,0
-25	18,0	88,3	65,9	20,6
-26	18,0	89,6	66,7	20,1
-27	18,0	91,0	67,5	19,7
-28	18,0	92,3	68,4	19,3
-29	18,0	93,7	69,2	18,9
-30	18,0	95,0	70,0	18,6

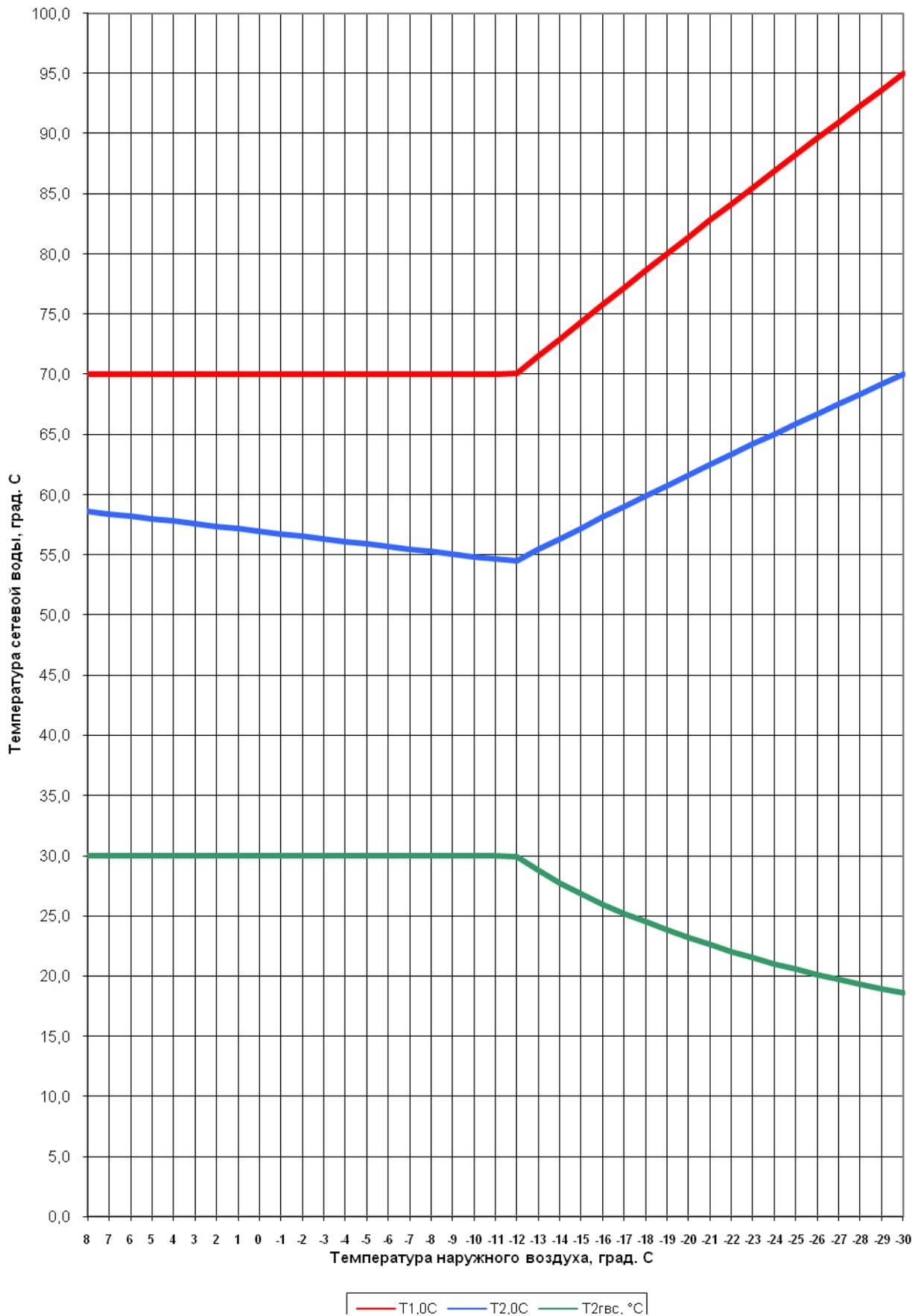


Рисунок 6.2 - Температурный график температур сетевой воды в подающем трубопроводе и обратной сетевой воды после систем отопления и горячего водоснабжения

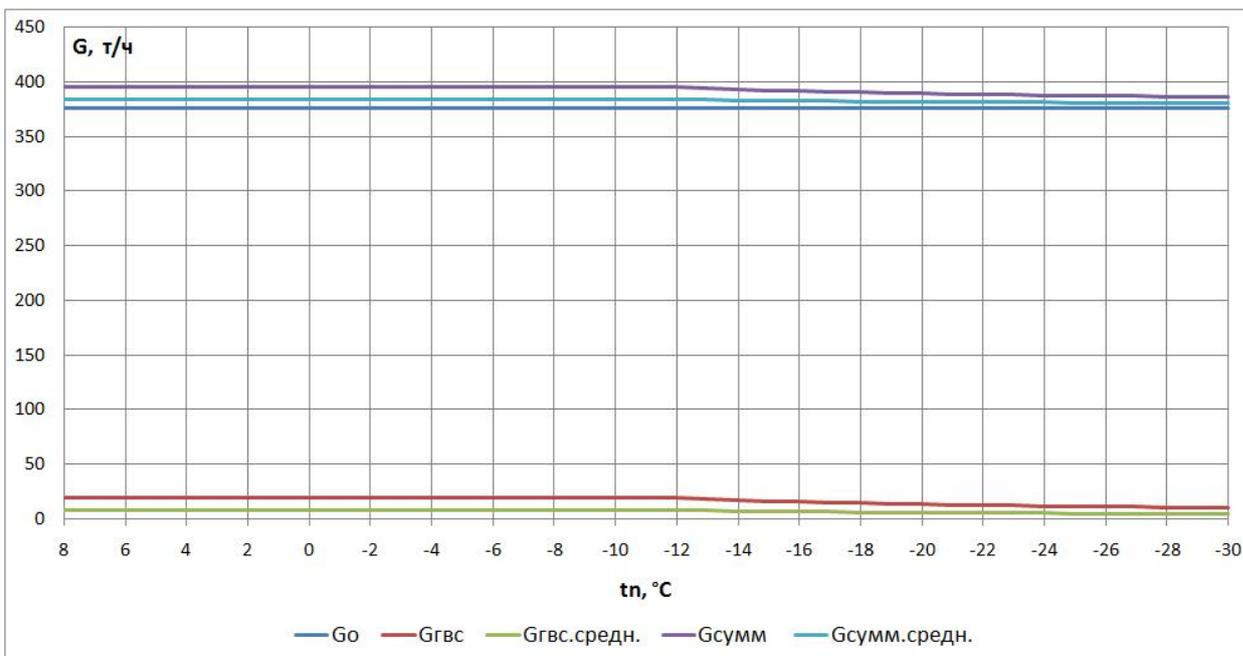


Рисунок 6.3 - Графики расхода сетевой воды на отопление, горячее водоснабжение и суммарного расхода, подаваемого котельной в тепловую сеть

6.2 Термогидравлический распределитель, установленный у потребителя «Гараж»

Из опыта эксплуатации прошлых лет известно, что на отопление зданий в значительной степени оказывает влияние суточное изменение нагрузки горячего водоснабжения. Практически при максимальной величине горячего водоразбора прекращается отопление зданий, подключённых к тепловой сети. Кроме этого, происходит отклонение от нормативного расхода воды через водогрейные котлы, что недопустимо по технологическим требованиям.

Для устранения влияния горячего водоразбора был спроектирован, изготовлен, оборудован насосами и приборами контроля термогидравлический распределитель.

Результаты эксплуатации в начале отопительного сезона показали эффективность применения ТГР.

6.3 Наладочный и поверочный термогидравлические расчёты

Проведение наладочных работ в котельной и тепловых сетях выполнено с использованием теплогидравлических расчётов по программе TGRTS. Результатами расчёта являются расходы сетевой воды по участкам тепловой сети, величины потерь напора и диаметры дроссельных устройств, установка которых обеспечивает расчётный

гидравлический режим.

Наладочный расчёт на точку излома температурного графика приведен в приложении З.

При использовании качественного регулирования тепловой нагрузки изменяется температурный перепад в зависимости от температуры наружного воздуха. При этом расход сетевой воды на горячее водоснабжение в первичном контуре теплообменника уменьшается с ростом температуры в подающей линии.

Выполнен расчёт гидравлического режима и потерь тепла и падения температуры сетевой воды для тепловой сети ИГЭУ приведен в приложении Д.

6.4 Регулирование источника тепла при работе на тепловую сеть с потребителями, подключёнными с помощью теплогидравлического распределителя

В тепловых сетях, подключённых к котельным и ТЭЦ в Российской Федерации, в основном применяется качественный метод регулирования тепловой нагрузки. Это означает, что изменение потребления тепла на нужды отопления при изменении температуры наружного воздуха требует изменения выработки тепла на источнике тепла, то есть требуется изменить расход топлива. Вентиляционная нагрузка регулируется в 1 и 3 зоне температурного графика количественным методом – изменением расхода сетевой воды, а во 2-ой зоне качественным методом, при этом температура сетевой воды после calorifiers соответствует температуре сетевой воды после системы отопления.

Нагрузка горячего водоснабжения имеет переменный характер в течении суток и дней недели. Коэффициент максимума изменяется от 0 до 2,4 от средней нагрузки горячего водоснабжения. Это вызывает изменение расхода сетевой воды на подогреватели горячего водоснабжения в первичном контуре, под воздействием регуляторов температуры.

Подключение потребителей тепла с помощью термогидравлического распределителя обеспечивает стабильность расхода сетевой воды по участкам и через оборудование источника тепла. В отличие от существующих способов регулирования, при которых изменяется расход воды через оборудование источника тепла, в схеме с применением ТГР регулирование заключается в поддержании температуры сетевой воды в подающей линии, что осуществляется системой автоматического регулирования котельными агрегатами, изменением подачи газа, воздуха и регулированием подачи дымососов.

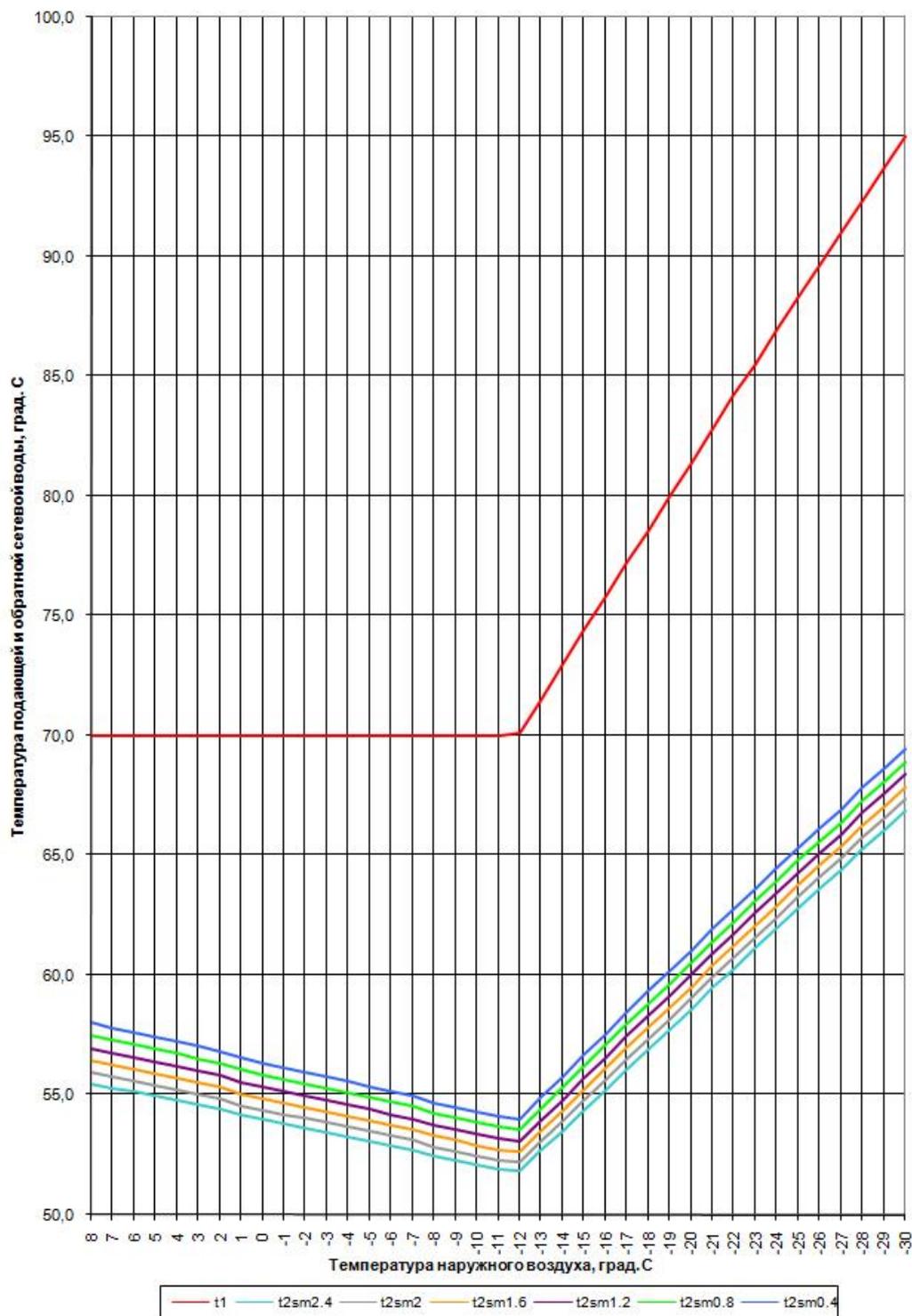


Рисунок 6.4 – Графики температуры сетевой воды в подающем трубопроводе и смеси в обратном трубопроводе

На рисунке 6.4 приведены графические зависимости влияния коэффициента максимума нагрузки горячего водоснабжения на температуру смеси сетевой воды, возвращаемой на котельную.

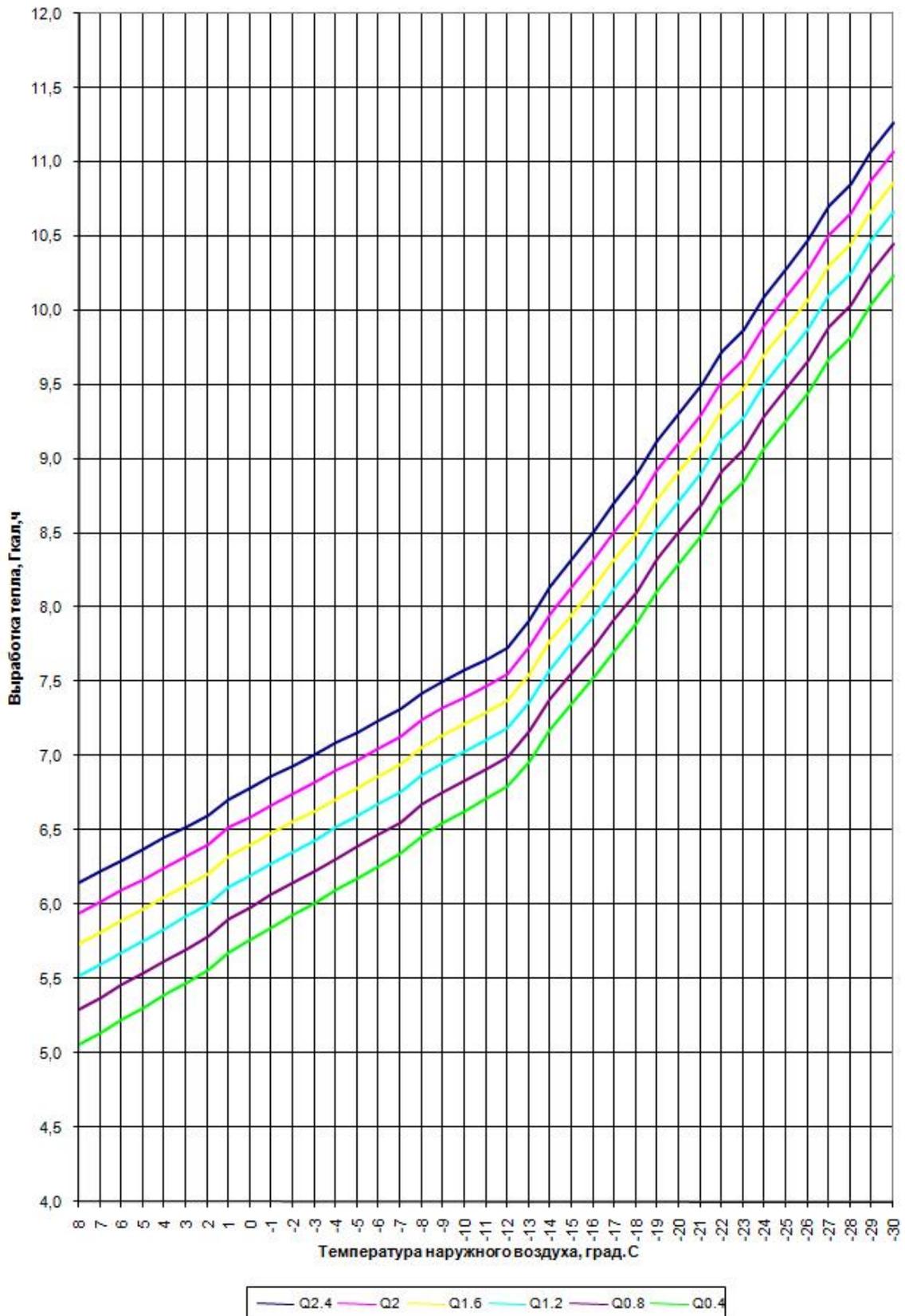


Рисунок 6.5 – Графики выработки тепла котельной в зависимости от коэффициента максимума нагрузки ГВС

На рисунке 6.5 приведены графические зависимости изменения выработки тепла котельной в зависимости от коэффициента максимума нагрузки горячего водоснабжения.

По данным параметрам тепловой нагрузки при поддержании температуры в подающей линии система автоматического регулирования обеспечивает работу котлов.

Выводы по 6 разделу

1. Проведено обследование и собраны исходные данные по всем участкам тепловой сети и котельной.
2. Спроектирован, изготовлен и настроен на рабочие параметры термогидравлический распределитель, установленный у потребителя «Гараж».
3. Выполнены наладочный и поверочные режимные теплогидравлические расчёты, по которым произведены наладочные работы к отопительному сезону 2011-2012 г.г.
4. Разработан способ регулирования тепловой нагрузки с подключением потребителей с помощью термогидравлического распределителя, заключающийся в поддержании системой автоматического регулирования котлом постоянства расхода воды через котел и температуры сетевой воды, подаваемой в тепловую сеть, соответствующую принятому температурному графику качественного регулирования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Выполнено физическое и математическое моделирование работы пластинчатого теплообменника, установленного в ИТП «Гараж». Проведенные исследования показывают, что при условии поддержания постоянной температуры воды после подогревателя ГВС с помощью регулятора температуры:

- применение одноступенчатой параллельной схемы присоединения теплообменника ГВС необоснованно и нарушает положения существующей нормативно-технической документации;
- поверхность теплообмена установленного в ИТП пластинчатого теплообменника завышена на 85%, что приводит к неэффективной его работе;
- имеется влияние режимов работы системы ГВС на режимы работы системы отопления, так при $t_n < t_{n.изл}$ температура сетевой воды после теплообменника и ее расход зависит от значения температуры наружного воздуха и система отопления в этих условиях неспособна обеспечить требуемый температурный режим в зданиях потребителей тепла.

2. Проведено теоретическое исследование физических процессов, происходящих при совместной работе новых технических средств:

- термогидравлического распределителя – как устройства, обеспечивающего независимость первичного контура (сети теплоснабжения) от вторичных контуров (сети отопления, вентиляции и горячего водоснабжения);
- насосного узла смешения с ЧРП и устройства устранения «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном – как устройств, обеспечивающих регулирование параметров теплоносителя вторичного контура согласно температурному графику регулирования.

3. Построены графики изменения основных параметров тепловой сети при совместной работе новых технических устройств. Представлена схема совместной работы новых технических устройств с подключённым потребителем тепла с нагрузками отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. Результаты расчетов доказывают эффективность применения термогидравлического распределителя; так суммарный расход воды, подаваемой абоненту с разнородной нагрузкой, остается практически неизменным, что обеспечивает надежную работу источника теплоснабжения. Смешение потоков происходит под действием частотного преобразователя путем изменения числа оборотов насоса рециркуляции. Устранение «перетопа» достигается совместным изменением

сопротивления регулируемого клапана и числа оборотов насоса рециркуляции с помощью частотного преобразователя.

4. Представлены расчетные зависимости для определения тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и ГВС, а так же для расчета тепловых потерь трубопроводами горячего водоснабжения.

5. Представлены расчеты для определения температуры воды в подающем трубопроводе тепловой сети для качественного регулирования и обратном трубопроводе после систем отопления, вентиляции и ГВС при качественном и местном количественном регулировании.

6. На основании характеристик теплообменных аппаратов выполнены исследования влияния коэффициента максимума горячего водоразбора на величину температуры сетевой воды после подогревателей ГВС и расхода сетевой воды на подогреватели ГВС. Выявлена независимость значения температуры воды после подогревателей кожухотрубчатого типа системы ГВС от коэффициента максимума ГВС.

7. Приведены расчетные зависимости для определения расходов сетевой воды на отопление вентиляцию и ГВС.

8. Разработаны системы дифференциальных уравнений для определения потерь давления и температуры в трубопроводах тепловой сети для надземной, канальной и бесканальной прокладок.

9. Разработаны математические модели регулирования тепловой сети централизованного теплоснабжения с потребителями, подключёнными с помощью термогидравлического распределителя, насосного узла смешения с ЧРП и устройства устранения «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном.

10. На основании теоретических исследований были созданы:

- экспериментальный образец термогидравлического распределителя в ИТП «Гараж» ИГЭУ. Опытный пуск реконструируемого ИТП доказал обоснованность высказанных ранее теоретических предположений. Составлен акт изготовления объекта исследований;
- в научно-исследовательском центре «АСУ в теплоэнергетике» смонтирован экспериментальный стенд с насосным узлом смешения с ЧРП и устройством устранения «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном. В настоящее время проводится наладочные работы для построения управляющих и информационных систем автоматизации технологических процессов с широким динамическим диапазоном изменения параметров. Составлен акт изготовления объекта исследований.

11. Проведено исследования режимов работы термогидравлического распределителя, установленного в ИТП «Гараж» ИГЭУ, на действующей тепловой сети котельной ИГЭУ. Моделирование теплогидравлических режимов реальной тепловой сети выполнено с помощью компьютерной программы TGRTS

12. По результатам наладочного расчёта выполнены поверочные теплогидравлические расчёты, моделирующие изменение параметров тепловой сети в зависимости от влияющих факторов. Так, суточное изменение нагрузки горячего водоснабжения (в зависимости от графика водопотребления) приводит к значительному изменению расхода сетевой воды источника теплоснабжения и к изменениям расходов воды на отопление подключённых абонентов. В зависимости от места расположения потребителя в схеме и соотношений нагрузок потребителей, наблюдается в основном снижение расхода сетевой воды на отопление потребителей при увеличении коэффициента максимума нагрузки горячего водоснабжения, что является доказательством необходимости применения термогидравлического распределителя для подключения потребителей в сетях централизованного теплоснабжения.

13. Разработана программа и методики проведения исследовательских испытаний экспериментального образца термогидравлического распределителя.

14. Разработана программа и методики проведения исследовательских испытаний экспериментального образца насосного узла смешения с ЧРП и устройства устранения «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном.

15. Проведено обследование и собраны исходные данные по всем участкам тепловой сети и котельной.

16. Спроектирован, изготовлен и настроен на рабочие параметры термогидравлический распределитель, установленный в ИТП «Гараж».

17. Выполнены наладочный и поверочные режимные теплогидравлические расчёты, по которым произведены наладочные работы к отопительному сезону 2011-2012 г.г.

18. В Приложениях к настоящему отчету представлены

- методика регулирования теплогидравлических режимов тепловых сетей с подключением потребителей с помощью термогидравлического распределителя;
- методика расчета пластинчатых теплообменников;
- программы расчёта совместной работы термогидравлического распределителя, насосного узла смешения и потребителя тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение на языке Maple;

- программы совместной работы термогидравлического распределителя, насосного узла смешения, устройства по устранению «перетопа» и потребителя тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение на языке Maple;
- программа расчёта потерь давления и температуры тепловой сети при надземной, канальной и бесканальной прокладках на языке Maple;
- теплогидравлический расчет тепловых сетей ИГЭУ с максимальной нагрузкой ГВС.

19. Разработан способ регулирования тепловой нагрузки с подключением потребителей с помощью термогидравлического распределителя, заключающийся в поддержании системой автоматического регулирования котлом постоянства расхода воды через котел и температуры сетевой воды, подаваемой в тепловую сеть, соответствующую принятому температурному графику качественного регулирования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. СП 41-101-2003. Тепловые пункты.
2. Сенников В.В. *Расчёт пластинчатых теплообменников на ЭВМ. Методические указания.* Иваново : Издательство ГОУ ВПО "ИГЭУ", 2007. стр. 59.
3. Сенников В.В. *Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнике. Часть 1.* стр. 35.
4. Соколов Е. Я. *Теплофикация и тепловые сети.* Москва : Издательство МЭИ, 2001. стр. 472.
5. Сафонов А.П. *Сборник задач по теплофикации и тепловым сетям.* Москва : Энергия, 1968. стр. 240.
6. МДК 4-05-2004. Методические указания по определению расходов топлива.
7. Созинов В.П., Генварев А.А., Сенников В.В. и др., *Государственный контракт №02.516.11.6195 от 26.06.2009 г. шифр "2009-06-1.6-31-25-022" "Разработка систем, обеспечивающих устранение тепловой и гидравлической разбалансированности трубопроводных систем тепло- и водоснабжения".*
8. Созинов В.П., Генварев А.А., Сенников В.В. и др., *Государственный контракт № 16.516.11.6089 от 8.07.2011 г. шифр "2011-1.6-516-037-030" "Исследование технических энергосберегающих устройств для тепловых сетей централизованного теплоснабжения".*
9. ГОСТ Р 8.568-97. *Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация испытательного оборудования. Основные положения.*
10. ГОСТ 21.605-82 (СТ СЭВ 5676-86). *Система проектной документации для строительства. Сети тепловые (тепломеханическая часть). Рабочие чертежи.*
11. ГОСТ 6134-2007. *Насосы динамические. Методы испытаний.*
12. ГОСТ 2.125-88. *Единая система конструкторской документации. Правила выполнения эскизных конструкторских документов.*
13. ГОСТ 2.701-2008. *Единая система конструкторской документации. Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению.*
14. ГОСТ 2.704-76 (СТ СЭВ 1981-79). *Правила выполнения гидравлических и пневматических схем.*
15. ГОСТ 27043-86 (СТ СЭВ 5271-85). *Частотно-регулируемый привод.*
16. ГОСТ 12.3.019. *ССТБ. Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности.*
17. ПР 50.2.006-94. *Порядок проведения поверки средств измерений.*
18. *Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.* Москва : Издательство НИЦ ЭНАС, 2003 г.
19. *Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей,* издание четвертое. Москва : Госэнергонадзор, 1994 г.
20. *Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Водяные системы теплоснабжения. Уравнения измерений тепловой энергии и количества теплоносителя.* Москва : МИ 2412-97, 1997.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное

учреждение высшего профессионального образования

«Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»

УДК 620.9:662.92; 658.264

Гос. рег. № 01201174544

Инв. N

УТВЕРЖДАЮ

Проректор университета

по научной работе

_____Тютиков В.В.

“__” _____ 2011 г.

МЕТОДИКА

**регулирования теплогидравлических режимов тепловых сетей с подключением
потребителей с помощью термогидравлического распределителя**

государственный контракт № 16.516.11.6089 от 8 июля 2011 г.

Шифр «2011-1.6-516-037-030»

**Этап 2. Исследования тепловых и гидравлических характеристик
термогидравлического распределителя, насосного узла смешения с ЧРП и
устройства устранения «перетопа» с ЧРП и регулируемым клапаном
(промежуточный)**

Начальник НИСа

Руководитель темы

подпись, дата

подпись, дата

Таланов С.Б.

Созинов В.П.

Иваново 2011

Методика расчета пластинчатых теплообменников [3]

Расчет пластинчатых теплообменных аппаратов достаточно сложен и требует больших временных затрат. При расчете пластинчатых теплообменников решаются две основные задачи:

- при заданных внешних параметрах процесса теплообмена необходимо подобрать аппарат минимальной поверхности теплообмена или стоимости, удовлетворяющий всем заданным ограничениям (это так называемый тепловой конструктивный расчет теплообменника);
- при установленном теплообменном аппарате необходимо выяснить, как удовлетворяются значения внешних параметров и ограничений (тепловой поверочный расчет теплообменника).

К внешним параметрам относятся: Q – тепловая нагрузка теплообменника, Вт; G_1 и G_2 – расходы греющего и нагреваемого теплоносителей, кг/с; t_1' и t_1'' – температуры греющего теплоносителя на входе и выходе; t_2' и t_2'' – температуры нагреваемого теплоносителя на входе и выходе из аппарата.

Из указанных семи величин для расчета теплообменника достаточно задать пять, а остальные вычислить из уравнения теплового баланса:

$$Q = G_1 \cdot C_1 \cdot (t_1' - t_1'') = G_2 \cdot C_2 \cdot (t_2'' - t_2'), \quad (\text{Б.1})$$

где:

C_1, C_2 – средняя удельная массовая теплоемкость греющего и нагреваемого теплоносителей, кДж/(кг · К).

В качестве основных внешних ограничений принимаются ограничения на допустимые потери напора в теплообменном аппарате при прохождении через него теплоносителей.

Математически поставленную задачу можно сформулировать следующим образом: Необходимо найти минимальную поверхность теплообмена, удовлетворяющую следующей системе уравнений:

$$\begin{cases} G_1 \cdot C_1 \cdot (t_1' - t_1'') = K \cdot F \cdot \Delta t_{ln} \\ G_2 \cdot C_2 \cdot (t_2'' - t_2') = K \cdot F \cdot \Delta t_{ln} \end{cases} \quad (\text{Б.2})$$

при ограничениях на потерю напора теплоносителей

$$\begin{cases} \Delta P_1 \leq \Delta P_1^0 \\ \Delta P_2 \leq \Delta P_2^0 \end{cases} \quad (\text{Б.3})$$

где:

$\Delta P_1^0, \Delta P_2^0$ – заданные допустимые значения гидравлических сопротивлений теплоносителей (располагаемый напор) по греющей и нагреваемой стороне.

Кроме внешних ограничений (Б.3) при проектировании пластинчатых теплообменников существует ряд ограничений конструктивного и технологического характера, таких как максимальное число пластин в аппарате данной марки, ограничение на максимальную скорость движения теплоносителей в каналах и штуцерах, ограничение по максимальной температуре и давлению греющего теплоносителя и др. Некоторые ограничения играют роль рекомендаций, которые появляются на экране монитора при расчете теплообменника на ЭВМ.

Следует также подчеркнуть, что критерий минимальной площади теплообмена, т.е. количество пластин в аппарате данного типа, зачастую не эквивалентен критерию минимальной стоимости аппарата. Это связано с тем, что стоимость теплообменника складывается из стоимости пластин, опорной и прижимной плит, несущей балки, стяжных болтов и т.п. Поэтому имеет место ситуация, когда стоимость теплообменника меньшего типоразмера с большей поверхностью теплообмена меньше, чем аппарата большего типоразмера, но с меньше поверхностью теплообмена.

При решении системы уравнений (Б.2) наибольшую трудность представляет вычисление коэффициента теплопередачи \dot{E} , а точнее входящих в него коэффициентов теплоотдачи со стороны греющего и нагреваемого теплоносителей α_1 и α_2 . Вычисление последних производится по уравнениям подобия:

$$Nu = f(Re, Pr); \quad Nu = A \cdot Re^n \cdot Pr^m \cdot \left(\frac{Pr_{ст}}{Pr_{ж}} \right)^{n_2} \quad (\text{Б.4})$$

Расчет гидравлического сопротивления производится с использованием числа Эйлера, характеризующего подобие сил давления:

$$Eu = f(Re, Pr); Eu \approx 2 \xi; \xi = B \cdot Re^p \quad (Б.5)$$

где:

ξ - коэффициент гидравлического сопротивления.

Значения коэффициентов A , B , n , n_1 , n_2 , p зависят от типа пластин и определяются как эмпирические коэффициенты по экспериментальным данным.

Известна методика расчета пластинчатых теплообменников, разработанная УкрНИИхиммашем, основанная на предварительном определении рациональной скорости движения теплоносителей в каналах, а также методика ε - NTU, где ε - эффективность передачи теплоты в теплообменнике, NTU – число единиц переноса.

Различия в методах расчета пластинчатых теплообменников с использованием средней логарифмической разности температур (метода рациональных скоростей) и ε - NTU не имеют принципиального значения при применении современной вычислительной техники.

Пластины теплообменника имеют гофрированную форму и выпускаются 2-х типов с различной глубиной штамповки:

- тип В с глубиной штамповки 2,5 мм (мелкая штамповка);
- тип М с глубиной штамповки 4,0 мм (глубокая штамповка).

Причем, пластины с различной глубиной штамповки не совмещаются между собой.

Также теплообменники выпускаются с двумя вариантами пластин, которые отличаются углом наклона гофры к вертикальной оси пластины. Пластины с большим углом наклона гофр - 60° (тип «Н») характеризуется высокой эффективностью теплообмена, но при этом обладают большим гидравлическим сопротивлением. Пластины с меньшим углом наклона гофр - 30° (тип «L») имеют меньшую теплоотдачу при меньшем значении гидравлического сопротивления. Две пластины образуют канал для прохождения теплоносителя. При наличии двух типов пластин можно скомпоновать 3 типа канала:

- пластины Н и Н образуют Н – канал;
- пластины L+L образуют L – канал;
- пластины L+Н или Н+L образуют М – канал.

Если первая пластина по ходу нагреваемого теплоносителя Н, а вторая L, то канал обозначается МН; если наоборот, то канал обозначается МL.

Таким образом, теплообменники с каналами МН или МL обладают свойствами по эффективности теплопереноса и потери напора средними между каналами, образованными пластинами одинакового типа (Н и L каналы). Методика расчета

теплообменника со смешанными каналами отличается только использованием других значений экспериментальных констант (см. формулы Б.4 и Б.5).

При одинаковой форме гофрировки всех пластин в теплообменнике, более полное использование располагаемого напора на преодоление гидравлических сопротивлений возможно только за счет увеличения числа ходов в аппарате. Путь варьирования числа ходов теплоносителя имеет ряд существенных недостатков, к которым можно отнести:

- недостаточно полное использование располагаемого напора, обусловленное дискретностью изменения числа ходов;
- для обеспечения варьирования ходов в более широких пределах используются пластины типа L с низким гидравлическим сопротивлением, а значит и с низкой эффективностью теплообмена;
- увеличение числа ходов в аппарате приводит к дополнительным потерям давления за счет роста значений местных сопротивлений при поворотах;
- многоходовая схема компоновки требует размещения входных и выходных патрубков на неподвижной и прижимной плите, что удорожает стоимость теплообменника и усложняет его монтаж и обслуживание.

В настоящее время для расчета пластинчатых теплообменников используется методика, состоящая в полном использовании располагаемого перепада давлений на продвижение теплоносителей за счет сочетания трех типов каналов. Такой подход позволяет в большинстве случаев ограничиться одноходовыми пластинчатыми теплообменниками со значительной экономией площади поверхности теплообмена.

Таким образом, задача расчета пластинчатых теплообменников состоит в проектировании теплообменника с высоким коэффициентом теплопередачи, в необходимости уложиться при этом в допустимые значения располагаемого напора и выбрать теплообменник с минимальным количеством пластин (в большинстве случаев минимальной стоимости).

Тепловой расчет теплообменника выполняется по следующей методике:

1. Определяем средний логарифмический температурный напор, °С

$$\Delta t_{\ln} = \frac{(t_1' - t_2'') - (t_1'' - t_2')}{\ln \frac{(t_1' - t_2'')}{(t_1'' - t_2')}} ,$$

где:

t_1' , t_1'' – температура греющего теплоносителя соответственно на входе и выходе из теплообменника, °С;

$t_2^i, t_2^{\prime\prime}$ - температура нагреваемого теплоносителя соответственно на входе и выходе из теплообменника, °С;

2. Массовый расход теплоносителей, кг/с

$$G_1 = \frac{Q}{C_1 \cdot (t_1^i - t_1^{\prime\prime})}$$

$$G_2 = \frac{Q}{C_2 \cdot (t_2^{\prime\prime} - t_2^i)}$$

3. Скорость движения теплоносителей во входных и выходных патрубках (штуцерах), м/с

$$W_{1con} = \frac{4G_1}{\pi d_{con}^2 \cdot \rho_1} ;$$

$$W_{2non} = \frac{4G_2}{\pi d_{con}^2 \cdot \rho_2} .$$

4. Падение давление в штуцерах (рассчитываются по эмпирическим соотношениям), Па

$$\Delta P_{icon} = 31,3 - 80,7 \cdot W_{icon} + 404 \cdot W_{icon}^2 ;$$

где:

i – соответствующий вид теплоносителя (греющий – 1, нагреваемый – 2).

5. Допустимые значения потери напора в теплообменнике по стороне греющего ΔP_1^n и нагреваемого ΔP_2^n теплоносителя определяются как разность

$$\Delta P_1^n = \Delta P_1^0 - \Delta P_{1con}$$

$$\Delta P_2^n = \Delta P_2^0 - \Delta P_{2con}$$

где:

$\Delta P_1^0, \Delta P_2^0$ - располагаемый перепад давлений соответственно по стороне греющего и нагреваемого теплоносителей, Па.

7. После подготовительных операций по определению массовых расходов теплоносителей, среднего логарифмического температурного напора и других величин определяем расходы теплоносителей через отдельные каналы (согласно заданной компоновки теплообменника) и из условия полного использования располагаемого напора для одноходового теплообменника. Потери напора в каналах одноходового теплообменника определяются по соотношению

8.

$$\Delta P_i = B_j \cdot \text{Re}_i^{p_j} \cdot \frac{L_{pr}}{d_{eq}} \cdot \frac{\rho \cdot w_i^2}{2}.$$

Если массовый расход $m = w \cdot f_{pl} \cdot \rho$, то

$$m_{ij} = \left[\frac{2 \cdot \Delta P_i \cdot d_{eq} \cdot \rho_i \cdot f_{pl}^2}{L_{pr} \cdot B_j} \cdot 9,81 \cdot \left(\frac{d_{eq}}{f_{pl} \cdot \rho_i \cdot v_i} \right)^{-p_j} \right]^{\frac{1}{2+p_j}},$$

где: j - тип канала (Н, L, МН или ML).

Например, расход греющего теплоносителя через теплообменник с каналами типа Н обозначается $m_{1Н}$.

Здесь B_j и p_j – коэффициенты в уравнении $\xi = B \cdot \text{Re}^p$ для расчета гидравлического сопротивления единицы длины канала, образованного двумя пластинами (Re – число Рейнольдса). Для теплообменников марки М6 для различных типов каналов:

– типа Н: $B_H = 43,8 \quad p_H = -0,042;$

– типа L: $B_L = 16,38 \quad p_L = -0,154;$

– типа МН: $B_{MN} = 24,0 \quad p_{MN} = -0,114;$

– типа ML: $B_{ML} = 25,0 \quad p_{ML} = -0,116.$

7. Скорректируем значения m_{ij} по одному из теплоносителей, по которому рассчитанные потери напора будут превышать заданные допустимые (располагаемые) потери напора.

Если $\frac{G_1}{m_{1j}} > \frac{G_2}{m_{2j}}$, то $m_{2j} = m_{1j} \cdot \left(\frac{G_2}{G_1} \right).$

Если $\frac{G_1}{m_{1j}} \leq \frac{G_2}{m_{2j}}$, то $m_{1j} = m_{2j} \cdot \left(\frac{G_1}{G_2}\right)$.

8. Определяем значения чисел Рейнольдса для различных каналов по стороне греющего и нагреваемого теплоносителей

$$Re_{ij} = \frac{m_{ij} \cdot d_{eq}}{f \cdot \rho \cdot \mu}$$

9. Значения коэффициента теплоотдачи в каналах для греющего и нагреваемого теплоносителей, Вт/(м²·К)

$$\alpha_{ij} = A_j \cdot Re^{n_j} \cdot Pr_i^{0,43} \cdot (Pr_i/Pr_w)^{0,25} \cdot \lambda/d_{eq}$$

где: A_j и n_j - коэффициенты в уравнении $Nu = A \cdot Re^n$.

У теплообменников типа М6 для различных каналов значения коэффициентов равны:

$\dot{A}_H = 0,311$;	$n_H = 0,69$;
$\dot{A}_L = 0,111$;	$n_L = 0,70$;
$\dot{A}_{i \ i} = 0,191$;	$n_{MH} = 0,68$;
$\dot{A}_{ML} = 0,188$;	$n_{ML} = 0,68$.

9. Коэффициент теплопередачи в каждом из смешанных каналов

10.

$$K_j = \left(\frac{1}{\alpha_j} + \frac{1}{\alpha_{2j}} + \frac{\delta_w}{\lambda_w} + R_f \right)^{-1},$$

где: $\frac{\delta_w}{\lambda_w}$, R_j – термическое сопротивление соответственно стенки пластины и загрязнений.

Теплофизические характеристики теплоносителей определяются по так называемой калориметрической температуре. Калориметрическая температура – это средняя температура греющего и нагреваемого теплоносителей в каналах теплообменника, вычисленная в предположении линейного изменения коэффициента теплопередачи. В теории конвективного теплообмена, используемой для вывода величины среднелогарифмической разности температур, принято допущение о постоянстве

коэффициента теплопередачи. При теплообмене между двумя капельными жидкостями вязкость греющей жидкости по мере движения по каналу (обычно сверху вниз) увеличивается, а вязкость нагреваемой, двигающейся в противоположном направлении, напротив уменьшается. Поэтому при заданных разностях температур на концах теплообменника значение коэффициента теплопередачи на горячем конце выше, чем на холодном.

Исходя из предположения линейного изменения коэффициента теплопередачи, значение средней калориметрической температуры для греющего теплоносителя может быть вычислено по формуле:

$$t_{1k} = t_1'' + k_c \cdot (t_1' - t_1''),$$

для нагреваемого –

$$t_{2k} = t_2'' + k_c \cdot (t_2'' - t_2')$$

Коэффициент k_c обычно определяется по графикам зависимости от величины $(t_1'' - t_2') / (t_1' - t_2'')$. В общем случае, когда для заданных параметров теплоносителей на выходе из теплообменного аппарата имеется значительная разность между коэффициентами теплопередачи, среднелогарифмический температурный напор Δt_{ln} не является действительной разностью температур для противотока. Однако среднелогарифмический температурный напор может быть использован, если будет найдено значение коэффициента теплопередачи, способное компенсировать погрешность при использовании Δt_{ln} в выражении (Б.2).

Значение числа Прандтля для стенки R_{rw} определяется по средней температуре стенки, которая вычисляется как среднее арифметическое калориметрической температуры по стороне горячего и холодного теплоносителя:

$$t_w = \frac{(t_{1k} + t_{2k})}{2}.$$

Метод ε -NTU базируется на использовании трех безразмерных величин: ε , NTU и R.

Величина ε называется эффективностью передачи теплоты в теплообменнике и определяется соотношением

$$\varepsilon = \frac{W_1(t_1' - t_1'')}{W_{\min}(t_1' - t_2')} = \frac{W_2(t_2'' - t_2')}{W_{\min}(t_1' - t_2')},$$

где: $W_1 = G_1 \cdot C_1$, $W_2 = G_2 \cdot C_2$ - водяные эквиваленты горячего и холодного теплоносителей.

Величина ε выражает соотношение между фактически переданным количеством теплоты и тем максимально возможным количеством теплоты, которое может быть передано в идеальном противоточном теплообменнике, имеющим бесконечно большую поверхность теплообмена.

Величина NTU носит название числа единиц переноса и определяется по выражению

$$NTU = \frac{1}{W_{\min}} \int_0^F K \cdot dF = \frac{K \cdot F}{W_{\min}},$$

где коэффициент теплопередачи принят величиной постоянной.

NTU можно также определить по формуле

$$NTU = \frac{K \cdot F}{W_{\min}} = \frac{t_2'' - t_2'}{W_{\min}}.$$

Рассмотрим одноходовой теплообменник, имеющий две группы каналов различной геометрической формы (гофрировки) – «х» и «у» каналы. В теплообменнике каналы одной геометрической формы включены, как обычно, параллельно и условия функционирования для всех каналов одинаковы, кроме каналов, расположенных в начале и конце теплообменника. Для уменьшения потерь теплоты в окружающую среду крайние каналы работают на нагрев холодного теплоносителя. Однако влияние этих факторов незначительно и примем допущение о равных условиях работы всех каналов.

Уравнение теплового баланса при движении теплоносителя в канале, образованного двумя пластинами заданного типа гофрировки с площадью поверхности теплообмена f_{pl} каждая. В канале движется жидкость с расходом m_{ij} , изменение ее температуры Δt_i .

Второй теплоноситель движется противотоком в двух смежных каналах. Для «х» и «у» каналов величина NTU определяется для греющего теплоносителя по выражениям

$$NTU_x = \frac{2 \cdot f_{pl} \cdot K_x}{c_1 \cdot m_{1x}},$$

$$NTU_y = \frac{2 \cdot f_{pl} \cdot K_y}{c_1 \cdot m_{1y}}$$

В качестве третьего безразмерного параметра принято отношение массовых расходных теплоемкостей

$$R = \frac{W_{\min}}{W_{\max}}.$$

Отметим, что эта величина всегда меньше или равна единице. Физически ее можно рассматривать как количество теплоты, воспринимаемой или отдаваемой теплоносителем, на один градус изменения температуры.

Уравнение теплового баланса для противоточного теплообменника, принимая, что $W_2 = W_{\min}$, можно записать в виде

$$Q = K \cdot F \cdot \Delta t_{\ln} = K \cdot F \cdot \left[\frac{(t_1' - t_2'') - (t_1'' - t_2')}{\ln \frac{(t_1' - t_2'')}{(t_1'' - t_2')}} \right] = W_2 \cdot (t_2'' - t_2').$$

С учетом предыдущего выражения уравнение можно переписать в виде

$$\frac{t_1' - t_2''}{t_1'' - t_2'} = e^{(R-1)NTU}.$$

В последнем выражении в числителе прибавим и вычтем t_2' , а в знаменателе - t_1' , тогда с учетом алгебраических преобразований выражение для ε примет вид

$$\varepsilon = \frac{t_2'' - t_2'}{t_1' - t_2'} = \frac{1 - e^{(1-R)NTU}}{R - e^{(1-R)NTU}}.$$

Если принять, что $W_1 = W_{\min}$, то для ε получим тот же результат, но в числителе будет стоять разность температур для горячего теплоносителя.

Общий тепловой поток в теплообменном аппарате будем определять из баланса по греющему теплоносителю

$$\begin{aligned} m_1 \cdot c_1 \cdot \Delta t_1 &= m_{1x} \cdot \Delta t_{1x} \cdot N_x \cdot c_{1x} + m_{1y} \cdot \Delta t_{1y} \cdot N_y \cdot c_{1y} = \\ &= m_{1x} \cdot \varepsilon_x \cdot (t_1' - t_2') \cdot N_x \cdot c_{1x} + m_{1y} \cdot \varepsilon_y \cdot (t_1' - t_2') \cdot N_y \cdot c_{1y}, \end{aligned}$$

где:

$\Delta t_1, \Delta t_{10}, \Delta t_{10}$ - изменение температуры по греющему теплоносителю соответственно для теплообменника в целом, для «х» и «у» каналов;

N_x и N_y - число каналов типа «х» и «у» в теплообменнике;

ε_x и ε_y - эффективность теплообмена для каналов типа «х» и «у».

Принимая $c_1 = c_{1x} = c_{1y}$, получим:

$$m_1 \cdot \Delta t_1 = m_{1x} \cdot \varepsilon_x \cdot (t_1' - t_2') \cdot N_x + m_{1y} \cdot \varepsilon_y \cdot (t_1' - t_2') \cdot N_y.$$

Массовый расход греющего теплоносителя в теплообменнике

$$m_1 = m_{1x} \cdot N_x + m_{1y} \cdot N_y.$$

Решая совместно систему из двух последних уравнений относительно числа каналов n_x и n_y , имеем

$$N_x = \frac{m_1 \left[\Delta t_1 (t_1' - t_2') - \varepsilon_y \right]}{m_{1x} (\varepsilon_x - \varepsilon_y)},$$

$$N_y = \frac{(m_1 - N_x \cdot m_{1x})}{m_{1y}}.$$

В результате, после удовлетворения условий по потерям напора и определения количества пластин для каждой группы каналов общая площадь теплопередающей поверхности будет

$$F = 2 \cdot (N_x + N_y) \cdot f_{pl}$$

и общее количество пластин теплообменника $N = 2 \cdot (N_x + N_y) + 1$.

Текст программы на Maple расчёта совместной работы термогидравлического распределителя, насосного узла смешения и потребителя тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

```

> restart;
> #Программа ТГР с насосным узлом смешения
> #Расчёт температурного графика
> #Исходные данные:
> Qor:=0.5:Qwr:=0.3:Qgwsr:=0.1:
> U:=2.2:Hnsm0:=5.:Snsn:=0.03874:n:=1500.:Sso:=0.01221:
> tn:=-28:kmax:=2.4:tbr:=18.:tmr:=95.:tor:=70.:tpr:=150.:tno:=-
28.:tnw:=-15.:tn1:=2.:
> tp1:=70.:t01:=41.8:
>
tp:=tp:t0:=t0:tpw:=115.8:t0wr:=58.5:tgws:=60.:tgws1:=35.:txw:=5.
:
> Hnk0:=1.:Hno0:=7.:Hnw0:=6.:Hngws0:=8.:ke:=0.001:
> Sno:=5*10^(-4):
> Snw:=2*10^(-3):Skw:=0.003:Sngws:=3*10^(-3):Stogws:=0.05:
> dtk1:=0.082:dtk2:=0.082:dp:=3*dtk2:
> dto:=0.07:dtw:=0.07:dtgws:=0.051:
>
Ltk1:=20.:dztk1:=2.:Ltk2:=20.:dztk2:=3.:dzp1:=0.5:dzp2:=0.5:dzp3
:=0.5:dzp4:=0.5:dzp5:=0.5:
> dzp6:=0.5:dzp7:=1.:Lto1:=50.:dzto1:=2.:Lto2:=50.:dzto2:=2.:
>
Ltw1:=20.:dztw1:=1.:Ltw2:=20.:dztw2:=1.:Ltgws1:=20.:dztgws1:=2.:
Ltgws2:=20.:dztgws2:=2.:
> pi:=3.141592654:
> #Уравнение температуры в подающей линии tp
> if tn<=8. and tn>=tn1 then tp:=tp1 else tp:=tbr+((tmr+tor)/2-
tbr)*((tbr-tn)/(tbr-tno))^0.8+(tpr-(tmr+tor)/2)*((tbr-tn)/(tbr-
tno)) fi;

tp := 150.000000

> tk2:=tp;

tk2 := 150.000000

> #Уравнение температуры в обратной линии после системы
отопления t2o
> if tn<=tn1 then t2o:=tp-(tpr-tor)*((tbr-tn)/(tbr-tno)):tb:=tbr
fi;

t2o := 70.0000000

tb := 18.

> if tn>tn1 then Qotn:=(tb-tn)/(tbr-tno):omp:=(tpr-
tor)/((tmr+tor)/2-
tbr):om:=omp*Qotn^0.2:eps:=1/((0.5+U)/(1+U)+1/om):qv:=1/(tbr-
tno):gp:=1/(tpr-tor):UR:=
tb+(eps*gp/qv*tp+tn)/(eps*gp/qv+1):tb:=fsolve(UR,tb):t2o:=tp-
eps*(tp-tb) fi;

```

```

> #Уравнение температуры в обратной линии после системы
вентиляции tw2
> fw1z:=tbr+tn-tp1+((tp1+t01)-(tn1+tbr))*((tbr-tn)/(tbr-
tn1))^0.85*((tp1-tow)/(tp1-t01))^0.15-tow:
> fw3z:=tbr+tn-tp+((tpw+t0wr)-(tnw+tbr))*((tp-tow)/(tpw-
t0wr))^0.15-tow:
> if tn<=8. and tn>=tn1 then t2w:=fsolve(fw1z,tow) elif tn<tn1
and tn>=tnw then t2w:=t2o else t2w:=fsolve(fw3z,tow) fi;
      t2w :=31.1179975:
> #Уравнение температуры в обратной линии после подогревателя
ГВС
> dtgwsr:=((tp1-tgws)-(tgws1-txw))/log((tp1-tgws)/(tgws1-txw)):
> fgws:=((tp-tgws)-(togws-txw))/(dtgwsr*log((tp-tgws)/(togws-
txw)))*sqrt((tp1-tgws1)/(tp-togws))-1:
> if tn<=8. and tn>=tn1 then t2gws:=tgws1 else
t2gws:=fsolve(fgws,togws) fi;
      t2gws :=14.5134074:
> #Расход сетевой воды на систему отопления
> kc0:=1.007631:kc1:=-5.70022*10^(-4):kc2:=1.078437*10^(-5):
> kc3:=-6.592536*10^(-8):kc4:=1.758197*10^(-10):
>
tsro:=(tp+t2o)/2:Cstro:=kc0+tsro*(kc1+tsro*(kc2+tsro*(kc3+tsro*kc
4))):
> Go:=Qor*(tb-tn)/(tb-tno)*1000/Cstro/(tp-t2o);
      Go :=6.16726877:
>
tsrw:=(tp+t2w)/2:Csrw:=kc0+tsrw*(kc1+tsrw*(kc2+tsrw*(kc3+tsrw*kc
4))):
> Gw:=Qwr*(tb-tn)/(tb-tnw)*1000/Csrw/(tp-t2w);
      Gw :=3.49207151:
>
tsrgws:=(tp+t2gws)/2:Csrgrws:=kc0+tsrgws*(kc1+tsrgws*(kc2+tsrgws*
(kc3+tsrgws*kc4))):
> Ggws:=Qgwsr*kmax*1000/Csrgrws/(tp-t2gws);
      Ggws :=1.76245852:
> #Уравнение теплового баланса в узле 5
> #f5:=(Gk-Go-Gw-Ggws)*tk2+Ggws*t2gws-(Gk-Go-Gw)*T5:
> #Уравнение теплового баланса в узле 6
> #f6:=(Gk-Go-Gw)*T5+Gw*t2w-(Gk-Go)*T6:
> #Уравнение теплового баланса в узле 7
> #f7:=(Gk-Go)*T6+Go*t2o-Gk*Tk1:
> #RE1:=fsolve({f5,f6,f7},{T5,T6,Tk1});
>
#RE1[1];RE1[2];RE1[3];t5:=subs(RE1[1],T5);t6:=subs(RE1[2],T6);tk
1:=subs(RE1[3],Tk1);
> #Уравнение потерь напора в открытом контуре теплосети
> f1:=(Stk1+Stk2)*Gk*abs(Gk)-Hnk0+Sp1*Gk*abs(Gk)+Sp2*(Gk-
Go)*abs(Gk-Go)+Sp3*(Gk-Go-Gw)*abs(Gk-Go-Gw)+Sp4*(Gk-Go-Gw-
Ggws)*abs(Gk-Go-Gw-Ggws)+Sp5*(Gk-Go-Gw)*abs(Gk-Go-Gw)+Sp6*(Gk-
Go)*abs(Gk-Go)+Sp7*Gk*abs(Gk):
> #Уравнение потерь напора в контуре системы отопления

```

```

> #f2:=(Sto1+Sto2+Sno+Sreg0)*Go*abs(Go)-Hno0-Sp6*(Gk-Go)*abs(Gk-Go)-Sp5*(Gk-Go-Gw)*abs(Gk-Go-Gw)-Sp4*(Gk-Go-Gw-Ggws)*abs(Gk-Go-Gw-Ggws)-Sp3*(Gk-Go-Gw)*abs(Gk-Go-Gw)-Sp2*(Gk-Go)*abs(Gk-Go):
> f2:=(Sto1+Sto2+Sno+Sreg0)*Go*abs(Go)-Hno0-Snsm*Go*U*abs(Go*U)+Hnsm0*(n1/n)*abs(n1/n)-Sp6*(Gk-Go)*abs(Gk-Go)-Sp5*(Gk-Go-Gw)*abs(Gk-Go-Gw)-Sp4*(Gk-Go-Gw-Ggws)*abs(Gk-Go-Gw-Ggws)-Sp3*(Gk-Go-Gw)*abs(Gk-Go-Gw)-Sp2*(Gk-Go)*abs(Gk-Go):
> f2a:=Snsm*Go*U*abs(Go*U)+Sso*(1+U)*Go*abs((1+U)*Go)-Hnsm0*(n1/n)*abs(n1/n):
> #Уравнение потерь напора в контуре системы вентиляции
> f3:=(Stw1+Stw2+Skw+Snw+Sregw)*Gw*abs(Gw)-Hnw0-Sp5*(Gk-Go-Gw)*abs(Gk-Go-Gw)-Sp4*(Gk-Go-Gw-Ggws)*abs(Gk-Go-Gw-Ggws)-Sp3*(Gk-Go-Gw)*abs(Gk-Go-Gw):
> #Уравнение потерь напора в контуре системы горячего водоснабжения
> f4:=(Stgws1+Stgws2+Stogws+Sngws+Sreggws)*Ggws*abs(Ggws)-Hngws0-Sp4*(Gk-Go-Gw-Ggws)*abs(Gk-Go-Gw-Ggws):
> #Уравнение удельного веса воды для точки 1
> gtk2:=kg0+tk2*(kg1+tk2*(kg2+tk2*(kg3+tk2*(kg4+tk2*kg5)))):
> kg0:=9.999287*10^2:kg1:=4.399152*10^(-2):kg2:=-7.277758*10^(-3):kg3:=4.049747*10^(-5):
> kg4:=-1.61033*10^(-7):kg5:=2.53236*10^(-10):
> gtk2:=gtk2:
> #Уравнение удельного веса воды для точки 5
> gi5:=kg0+t5*(kg1+t5*(kg2+t5*(kg3+t5*(kg4+t5*kg5)))):
> #Уравнение удельного веса воды для точки 6
> g6:=kg0+t6*(kg1+t6*(kg2+t6*(kg3+t6*(kg4+t6*kg5)))):
> #Уравнение удельного веса воды для точки 7
> gtk1:=kg0+tk1*(kg1+tk1*(kg2+tk1*(kg3+tk1*(kg4+tk1*kg5)))):
> #Уравнение удельного веса воды для t2gws
>
g2gws:=kg0+t2gws*(kg1+t2gws*(kg2+t2gws*(kg3+t2gws*(kg4+t2gws*kg5)))):
> #Уравнение удельного веса воды для t2w
> g2w:=kg0+t2w*(kg1+t2w*(kg2+t2w*(kg3+t2w*(kg4+t2w*kg5)))):
> #Уравнение удельного веса воды для t2o
> g2o:=kg0+t2o*(kg1+t2o*(kg2+t2o*(kg3+t2o*(kg4+t2o*kg5)))):
> #Уравнение кинематической вязкости для участка после котла
>
nutk2:=knu0+tk2*(knu1+tk2*(knu2+tk2*(knu3+tk2*(knu4+tk2*(knu5+tk2*(knu6+tk2*(knu7+tk2*knu8)))))):
> knu0:=1.779713*10^(-6):knu1:=-5.184625*10^(-8):knu2:=7.802509*10^(-10):knu3:=-4.724096*10^(-12):
> knu4:=-8.575032*10^(-15):knu5:=1.807215*10^(-16):knu6:=4.3812*10^(-20):knu7:=-4.98252*10^(-21):
> knu8:=1.25768*10^(-23):nutk2:=nutk2:
> #Уравнение кинематической вязкости для точки 5
>
nu5:=knu0+t5*(knu1+t5*(knu2+t5*(knu3+t5*(knu4+t5*(knu5+t5*(knu6+t5*(knu7+t5*knu8)))))):
> #Уравнение кинематической вязкости для точки 6

```

```

>
nu6:=knu0+t6*(knu1+t6*(knu2+t6*(knu3+t6*(knu4+t6*(knu5+t6*(knu6+
t6*(knu7+t6*knu8)))))):
> #Уравнение кинематической вязкости для участка до котла
>
nutk1:=knu0+tk1*(knu1+tk1*(knu2+tk1*(knu3+tk1*(knu4+tk1*(knu5+tk
1*(knu6+tk1*(knu7+tk1*knu8)))))):
> #Уравнение кинематической вязкости для t2gws
>
nu2gws:=knu0+t2gws*(knu1+t2gws*(knu2+t2gws*(knu3+t2gws*(knu4+t2g
ws*(knu5+t2gws*(knu6+t2gws*(knu7+t2gws*knu8)))))):
> #Уравнение кинематической вязкости для t2w
>
nutw2:=knu0+t2w*(knu1+t2w*(knu2+t2w*(knu3+t2w*(knu4+t2w*(knu5+t2
w*(knu6+t2w*(knu7+t2w*knu8)))))):
> #Уравнение кинематической вязкости для точки t2o
>
nuto2:=knu0+t2o*(knu1+t2o*(knu2+t2o*(knu3+t2o*(knu4+t2o*(knu5+t2
o*(knu6+t2o*(knu7+t2o*knu8)))))):
> #Уравнение теплоёмкости для tk2
> Ctk2:=kc0+tk2*(kc1+tk2*(kc2+tk2*(kc3+tk2*kc4)):
> #Уравнение теплоёмкости для точки 5
> C5:=kc0+t5*(kc1+t5*(kc2+t5*(kc3+t5*kc4)):
> #Уравнение теплоёмкости для точки 6
> C6:=kc0+t6*(kc1+t6*(kc2+t6*(kc3+t6*kc4)):
> #Уравнение теплоёмкости для tk1
> Ctk1:=kc0+tk1*(kc1+tk1*(kc2+tk1*(kc3+tk1*kc4)):
> #Уравнение теплоёмкости для t2gws
> C2gws:=kc0+t2gws*(kc1+t2gws*(kc2+t2gws*(kc3+t2gws*kc4)):
> #Уравнение теплоёмкости для t2w
> C2w:=kc0+t2w*(kc1+t2w*(kc2+t2w*(kc3+t2w*kc4)):
> #Уравнение теплоёмкости для t2o
> C2o:=kc0+t2o*(kc1+t2o*(kc2+t2o*(kc3+t2o*kc4)):
> #Уравнение теплового баланса в узле 5
> f5:=(Gk-Go-Gw-Ggws)*Ctk2*tk2+Ggws*C2gws*t2gws-(Gk-Go-
Gw)*C5*t5:
> #Уравнение теплового баланса в узле 6
> f6:=(Gk-Go-Gw)*C5*t5+Gw*C2w*t2w-(Gk-Go)*C6*t6:
> #Уравнение теплового баланса в узле 7
> f7:=(Gk-Go)*C6*t6+Go*C2o*t2o-Gk*Ctk1*tk1:
> #RE1:=fsolve({f5,f6,f7},{t5,t6,tk1});
> g0:=995.8220825:g1:=0.437826693:g2:=-
0.017837286:g3:=0.000160945:
> g4:=-7.80001*10^(-7):g5:=1.43126*10^(-9):
> #Уравнение удельного веса воды для участка tk1
> gtk1:=g0+tk1*(g1+tk1*(g2+tk1*(g3+tk1*(g4+tk1*g5)))):
> #Уравнение удельного веса воды для участка tk2
> gtk2:=g0+tk2*(g1+tk2*(g2+tk2*(g3+tk2*(g4+tk2*g5)))):
> #Уравнение удельного веса воды для участка to2
> gto2:=g0+t2o*(g1+t2o*(g2+t2o*(g3+t2o*(g4+t2o*g5)))):
> #Уравнение удельного веса воды для участка tw2
> gtw2:=g0+t2w*(g1+t2w*(g2+t2w*(g3+t2w*(g4+t2w*g5)))):
> #Уравнение сопротивления участка tk1

```

```

> vtk1:=Gk*4/3.6/gtk1/pi/dtk1^2:
> lamtk1:=0.11*(ke/dtk1+68*nutk1/abs(vtk1)/dtk1)^0.25:
> Stk1:=(lamtk1*Ltk1/dtk1+dztk1)*8/9.81/(3.6*gtk1*pi*dtk1^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка tk2
> vtk2:=Gk*4/3.6/gtk2/pi/dtk2^2:
> lamtk2:=0.11*(ke/dtk2+68*nutk2/abs(vtk2)/dtk2)^0.25:
> Stk2:=(lamtk2*Ltk2/dtk2+dztk2)*8/9.81/(3.6*gtk2*pi*dtk2^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка p1
> Lp1:=3*dtk2:
> vp1:=Gk*4/3.6/gtk2/pi/dp^2:
> lamp1:=0.11*(ke/dp+68*nutk2/abs(vp1)/dp)^0.25:
> Sp1:=(lamp1*Lp1/dp+dzp1)*8/9.81/(3.6*gtk2*pi*dp^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка p2
> Lp2:=3*dtk2:
> vp2:=(Gk-Go)*4/3.6/gtk2/pi/dp^2:
> lamp2:=0.11*(ke/dp+68*nutk2/abs(vp2)/dp)^0.25:
> Sp2:=(lamp2*Lp2/dp+dzp2)*8/9.81/(3.6*gtk2*pi*dp^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка p3
> Lp3:=3*dtk2:
> vp3:=(Gk-Go-Gw)*4/3.6/gtk2/pi/dp^2:
> lamp3:=0.11*(ke/dp+68*nutk2/abs(vp3)/dp)^0.25:
> Sp3:=(lamp3*Lp3/dp+dzp3)*8/9.81/(3.6*gtk2*pi*dp^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка p4
> Lp4:=6*dtk2:
> vp4:=(Gk-Go-Gw-Ggws)*4/3.6/gtk2/pi/dp^2:
> lamp4:=0.11*(ke/dp+68*nutk2/abs(vp4)/dp)^0.25:
> Sp4:=(lamp4*Lp4/dp+dzp4)*8/9.81/(3.6*gtk2*pi*dp^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка p5
> Lp5:=3*dtk2:
> vp5:=(Gk-Go-Gw)*4./(3.6*gi5*pi*dp^2):
> lamp5:=0.11*(ke/dp+68*nu5/abs(vp5)/dp)^0.25:
> Sp5:=(lamp5*Lp5/dp+dzp5)*8/9.81/(3.6*gi5*pi*dp^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка p6
> Lp6:=3*dtk2:
> vp6:=(Gk-Go)*4/3.6/g6/pi/dp^2:
> lamp6:=0.11*(ke/dp+68*nu5/abs(vp6)/dp)^0.25:
> Sp6:=(lamp6*Lp6/dp+dzp6)*8/9.81/(3.6*g6*pi*dp^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка p6
> Lp7:=3*dtk2:
> vp7:=Gk*4/3.6/gtk1/pi/dp^2:
> lamp7:=0.11*(ke/dp+68*nutk1/abs(vp7)/dp)^0.25:
> Sp7:=(lamp7*Lp7/dp+dzp7)*8/9.81/(3.6*gtk1*pi*dp^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка to1
> vto1:=Go*4/3.6/gtk2/pi/dto^2:
> lamto1:=0.11*(ke/dto+68*nutk2/abs(vto1)/dto)^0.25:
> Sto1:=(lamto1*Lto1/dto+dzto1)*8/9.81/(3.6*gtk2*pi*dto^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка to2
> vto2:=Go*4/3.6/gto2/pi/dto^2:
> lamto2:=0.11*(ke/dto+68*nuto2/abs(vto2)/dto)^0.25:
> Sto2:=(lamto2*Lto2/dto+dzto2)*8/9.81/(3.6*gto2*pi*dto^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка tw1
> vtw1:=Gw*4/3.6/gtk2/pi/dtw^2:
> lamtw1:=0.11*(ke/dtw+68*nutk2/abs(vtw1)/dtw)^0.25:

```

```

> Stw1:=(lamtw1*Ltw1/dtw+dztw1)*8/9.81/(3.6*gtk2*pi*dtw^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка tw2
> vtw2:=Gw*4/3.6/gtw2/pi/dtw^2:
> lamtw2:=0.11*(ke/dtw+68*nutw2/abs(vtw2)/dtw)^0.25:
> Stw2:=(lamtw2*Ltw2/dtw+dztw2)*8/9.81/(3.6*gtw2*pi*dtw^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка tgws1
> vtgws1:=Ggws*4/3.6/gtk2/pi/dtgws^2:
> lamtgws1:=0.11*(ke/dtgws+68*nutk2/abs(vtgws1)/dtgws)^0.25:
>
Stgws1:=(lamtgws1*Ltgws1/dtgws+dztgws1)*8/9.81/(3.6*gtk2*pi*dtgws^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка tgws2
> vtgws2:=Ggws*4/3.6/g2gws/pi/dtgws^2:
> lamtgws2:=0.11*(ke/dtgws+68*nu2gws/abs(vtgws2)/dtgws)^0.25:
>
Stgws2:=(lamtgws2*Ltgws2/dtgws+dztgws2)*8/9.81/(3.6*g2gws*pi*dtgws^2)^2:
>
RE:=fsolve({f1,f2,f2a,f3,f4,f5,f6,f7},{Gk,n1,Sregw,Sreggws,t5,t6,tk1});
      RE := {Gk = 16.55189620 n1 = 2312.844198 t5 = 116.9910205 t6
            = 88.73136697 tk1 = 81.78302360 Sreggws = 2.483627585 Sregw
            = 0.04103799351 Sregw = 0.4799297262}

```

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Текст программы на Maple совместной работы термогидравлического распределителя, насосного узла смешения, устройства по устранению «перетопа» и потребителя тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

```
> restart;
> #Программа ТГР с насосным узлом смешения и устройством по
устранению перетопа
> #Расчёт температурного графика
> #Исходные данные:
> Qor:=0.5:Qwr:=0.3:Qgwsr:=0.1:
> U:=2.2:Hnsm0:=2.:Snsn:=0.03874:n:=1500.:Sso:=0.01221:
> tn:=8:kmax:=2.4:tbr:=18.:tmr:=95.:tor:=70.:tpr:=150.:tno:=-
28.:tnw:=-15.:tn1:=2.:
> tp1:=70.:t01:=41.8:
>
tp:=tp:t0:=t0:tpw:=115.8:t0wr:=58.5:tgws:=60.:tgws1:=35.:txw:=5.
:
> Hnk0:=1.:Hno0:=7.:Hnw0:=6.:Hngws0:=8.:ke:=0.001:
> Sno:=5*10^(-4):
> Snw:=2*10^(-3):Skw:=0.003:Sngws:=3*10^(-3):Stogws:=0.05:
>
S12rk:=0.00001:S34rk:=0.00001:S25rk:=0.00001:S63rk:=0.00001:Snrk
:=0.004:Hnrk0:=2.:
> dtk1:=0.082:dtk2:=0.082:dp:=3*dtk2:
> dto:=0.07:dtw:=0.07:dtgws:=0.051:
>
Ltk1:=20.:dztk1:=2.:Ltk2:=20.:dztk2:=3.:dzp1:=0.5:dzp2:=0.5:dzp3
:=0.5:dzp4:=0.5:dzp5:=0.5:
> dzp6:=0.5:dzp7:=1.:Lto1:=50.:dzto1:=2.:Lto2:=50.:dzto2:=2.:
>
Ltw1:=20.:dztw1:=1.:Ltw2:=20.:dztw2:=1.:Ltgws1:=20.:dztgws1:=2.:
Ltgws2:=20.:dztgws2:=2.:
> pi:=3.141592654:
> #Уравнение температуры в подающей линии tp
> if tn<=8. and tn>=tn1 then tp:=tp1 else tp:=tbr+((tmr+tor)/2-
tbr)*((tbr-tn)/(tbr-tno))^0.8+(tpr-(tmr+tor)/2)*((tbr-tn)/(tbr-
tno)) fi;
                                     tp := 70.
> tk2:=tp;
                                     tk2 := 70.
> tpp:=tbr+((tmr+tor)/2-tbr)*((tbr-tn)/(tbr-tno))^0.8+(tpr-
(tmr+tor)/2)*((tbr-tn)/(tbr-tno));
                                     tpp := 51.7001740
> #Уравнение температуры в обратной линии после системы
отопления t2o
> if tn<=tn1 then t2o:=tp-(tpr-tor)*((tbr-tn)/(tbr-tno)):tb:=tbr
fi;
```

```

> if tn>tn1 then Qotn:=(tb-tn)/(tbr-tno):omp:=(tpr-
tor)/((tmr+tor)/2-
tbr):om:=omp*Qotn^0.2:eps:=1/((0.5+U)/(1+U)+1/om):qv:=1/(tbr-
tno):gp:=1/(tpr-tor):UR:=-
tb+(eps*gp/qv*tp+tn)/(eps*gp/qv+1):tb:=fsolve(UR,tb):t2o:=tp-
eps*(tp-tb) fi;

```

$$Qotn := 0.02173913043tb - 0.173913043;$$

$$omp := 1.240310078;$$

$$om := 1.240310078(0.02173913043tb - 0.173913043)^{0.2}$$

$$eps := \frac{1}{0.8437500000 + \frac{0.8062499997}{(0.02173913043tb - 0.173913043)^{0.2}}}$$

$$qv := 0.0217391304;$$

$$gp := 0.0125000000;$$

$$UR := -tb$$

$$+ \left(\frac{40.25000001}{0.8437500000 + \frac{0.8062499997}{(0.02173913043tb - 0.173913043)^{0.2}}} + 8 \right) /$$

$$\left(\frac{0.5750000001}{0.8437500000 + \frac{0.8062499997}{(0.02173913043tb - 0.173913043)^{0.2}}} + 1 \right)$$

$$tb := 22.6574056;$$

$$t2o := 44.5088598;$$

```

> #Уравнение температуры сетевой воды после смесительного
устройства

```

```

> t3o:=t2o+(tmr-tor)*(tb-tn)/(tbr-tno);

```

$$t3o := 52.4748411;$$

```

> #Уравнение температуры в обратной линии после системы
вентиляции tw2

```

```

> fw1z:=tbr+tn-tp1+((tp1+t01)-(tn1+tbr))*((tbr-tn)/(tbr-
tn1))^0.85*((tp1-tow)/(tp1-t01))^0.15-tow:

```

```

> fw3z:=tbr+tn-tp+((tpw+t0wr)-(tnw+tbr))*((tp-tow)/(tpw-
t0wr))^0.15-tow:

```

```

> if tn<=8. and tn>=tn1 then t2w:=fsolve(fw1z,tow) elif tn<tn1
and tn>=tnw then t2w:=t2o else t2w:=fsolve(fw3z,tow) fi;

```

$$t2w := 22.5614837;$$

```

> #Уравнение температуры в обратной линии после подогревателя
ГВС

```

```

> dtgwsr:=((tp1-tgws)-(tgws1-txw))/log((tp1-tgws)/(tgws1-txw)):

```

```

> fgws:=((tp-tgws)-(togws-txw))/(dtgwsr*log((tp-tgws)/(togws-
txw)))*sqrt((tp-tgws1)/(tp-togws))-1:

```

```

> if tn<=8. and tn>=tn1 then t2gws:=tgws1 else
t2gws:=fsolve(fgws,togws) fi;

```

$$t2gws := 35.$$

```

> #Расход сетевой воды на систему отопления

```

```

> kc0:=1.007631:kc1:=-5.70022*10^(-4):kc2:=1.078437*10^(-5):
> kc3:=-6.592536*10^(-8):kc4:=1.758197*10^(-10):
>
tsro:=(tp+t2o)/2:Csro:=kc0+tsro*(kc1+tsro*(kc2+tsro*(kc3+tsro*kc
4))):
> Go:=Qor*(tb-tn)/(tb-tno)*1000/Csro/(tp-t2o);
Go :=5.67615819;

>
tsrw:=(tp+t2w)/2:Csrw:=kc0+tsrw*(kc1+tsrw*(kc2+tsrw*(kc3+tsrw*kc
4))):
> Gw:=Qwr*(tb-tn)/(tb-tnw)*1000/Csrw/(tp-t2w);
Gw :=2.46488326;

>
tsrgws:=(tp+t2gws)/2:Csgws:=kc0+tsrgws*(kc1+tsrgws*(kc2+tsrgws*
(kc3+tsrgws*kc4))):
> Ggws:=Qgwsr*kmax*1000/Csgws/(tp-t2gws);
Ggws :=6.86245888;

> #Уравнение потерь напора в открытом контуре теплосети
> f1:=(Stk1+Stk2)*Gk*abs(Gk)-Hnk0+Sp1*Gk*abs(Gk)+Sp2*(Gk-
Go)*abs(Gk-Go)+Sp3*(Gk-Go-Gw)*abs(Gk-Go-Gw)+Sp4*(Gk-Go-Gw-
Ggws)*abs(Gk-Go-Gw-Ggws)+Sp5*(Gk-Go-Gw)*abs(Gk-Go-Gw)+Sp6*(Gk-
Go)*abs(Gk-Go)+Sp7*Gk*abs(Gk):
> #Уравнение баланса масс в узле 1rk
> f1rk:=Go-Grk-G12rk:
> #Уравнение баланса масс в узле 2rk
> f2rk:=G12rk+Gnrk-Go:
> #Уравнение баланса масс в узле 3rk
> f3rk:=Go-Gnrk-G34rk:
> #Уравнение теплового баланса в узле 2rk
> f4rk:=G12rk*tp+Gnrk*t2o-Go*tp:
> #Уравнение теплового баланса для узла 4rk
> f5rk:=G34rk*t2o+Grk*tp-Go*t2o:
> #Уравнение потерь напора в контуре системы отопления
> f2:=(Sto1+Sto2+Sno+Srego)*Go*abs(Go)+Srk*Grk*abs(Grk)-Hno0-
Sp6*(Gk-Go)*abs(Gk-Go)-Sp5*(Gk-Go-Gw)*abs(Gk-Go-Gw)-Sp4*(Gk-Go-
Gw-Ggws)*abs(Gk-Go-Gw-Ggws)-Sp3*(Gk-Go-Gw)*abs(Gk-Go-Gw)-
Sp2*(Gk-Go)*abs(Gk-Go):
> f2a:=Snsn*Go*U*abs(Go*U)+Sso*(1+U)*Go*abs((1+U)*Go)-
Hnsm0*(n1/n)*abs(n1/n):
> f2b:=(S25rk+S63rk)*Go*abs(Go)-
Snsn*Go*U*abs(Go*U)+Hnsm0*(n1/n)*abs(n1/n)+Snrk*Gnrk*abs(Gnrk)-
Hnrk0*(n2/n)*abs(n2/n):
> f2c:=S12rk*G12rk*abs(G12rk)-
Snrk*Gnrk*abs(Gnrk)+S34rk*G34rk*abs(G34rk)+Hnrk0*(n2/n)*abs(n2/n
)-Srk*Grk*abs(Grk):
> #Уравнение потерь напора в контуре системы вентиляции
> f3:=(Stw1+Stw2+Skw+Snw+Sregw)*Gw*abs(Gw)-Hnw0-Sp5*(Gk-Go-
Gw)*abs(Gk-Go-Gw)-Sp4*(Gk-Go-Gw-Ggws)*abs(Gk-Go-Gw-Ggws)-
Sp3*(Gk-Go-Gw)*abs(Gk-Go-Gw):
> #Уравнение потерь напора в контуре системы горячего
водоснабжения

```

```

> f4:=(Stgws1+Stgws2+Stogws+Sngws+Sreggws)*Ggws*abs(Ggws)-
Hngws0-Sp4*(Gk-Go-Gw-Ggws)*abs(Gk-Go-Gw-Ggws):
> #Уравнение удельного веса воды для точки 1
> gtk2:=kg0+tk2*(kg1+tk2*(kg2+tk2*(kg3+tk2*(kg4+tk2*kg5)))):
> kg0:=9.999287*10^2:kg1:=4.399152*10^(-2):kg2:=-7.277758*10^(-
3):kg3:=4.049747*10^(-5):
> kg4:=-1.61033*10^(-7):kg5:=2.53236*10^(-10):
> gtk2:=gtk2:
> #Уравнение удельного веса воды для точки 5
> gi5:=kg0+t5*(kg1+t5*(kg2+t5*(kg3+t5*(kg4+t5*kg5)))):
> #Уравнение удельного веса воды для точки 6
> g6:=kg0+t6*(kg1+t6*(kg2+t6*(kg3+t6*(kg4+t6*kg5)))):
> #Уравнение удельного веса воды для точки 7
> gtk1:=kg0+tk1*(kg1+tk1*(kg2+tk1*(kg3+tk1*(kg4+tk1*kg5)))):
> #Уравнение удельного веса воды для t2gws
>
g2gws:=kg0+t2gws*(kg1+t2gws*(kg2+t2gws*(kg3+t2gws*(kg4+t2gws*kg5
)))):
> #Уравнение удельного веса воды для t2w
> g2w:=kg0+t2w*(kg1+t2w*(kg2+t2w*(kg3+t2w*(kg4+t2w*kg5)))):
> #Уравнение удельного веса воды для t2ок
> g2о:=kg0+t2ок*(kg1+t2ок*(kg2+t2ок*(kg3+t2ок*(kg4+t2ок*kg5)))):
> #Уравнение кинематической вязкости для участка после котла
>
nutk2:=knu0+tk2*(knu1+tk2*(knu2+tk2*(knu3+tk2*(knu4+tk2*(knu5+tk
2*(knu6+tk2*(knu7+tk2*knu8)))))):
> knu0:=1.779713*10^(-6):knu1:=-5.184625*10^(-
8):knu2:=7.802509*10^(-10):knu3:=-4.724096*10^(-12):
> knu4:=-8.575032*10^(-15):knu5:=1.807215*10^(-
16):knu6:=4.3812*10^(-20):knu7:=-4.98252*10^(-21):
> knu8:=1.25768*10^(-23):nutk2:=nutk2:
> #Уравнение кинематической вязкости для точки 5
>
nu5:=knu0+t5*(knu1+t5*(knu2+t5*(knu3+t5*(knu4+t5*(knu5+t5*(knu6+
t5*(knu7+t5*knu8)))))):
> #Уравнение кинематической вязкости для точки 6
>
nu6:=knu0+t6*(knu1+t6*(knu2+t6*(knu3+t6*(knu4+t6*(knu5+t6*(knu6+
t6*(knu7+t6*knu8)))))):
> #Уравнение кинематической вязкости для участка до котла
>
nutk1:=knu0+tk1*(knu1+tk1*(knu2+tk1*(knu3+tk1*(knu4+tk1*(knu5+tk
1*(knu6+tk1*(knu7+tk1*knu8)))))):
> #Уравнение кинематической вязкости для t2gws
>
nu2gws:=knu0+t2gws*(knu1+t2gws*(knu2+t2gws*(knu3+t2gws*(knu4+t2g
ws*(knu5+t2gws*(knu6+t2gws*(knu7+t2gws*knu8)))))):
> #Уравнение кинематической вязкости для t2w
>
nutw2:=knu0+t2w*(knu1+t2w*(knu2+t2w*(knu3+t2w*(knu4+t2w*(knu5+t2
w*(knu6+t2w*(knu7+t2w*knu8)))))):
> #Уравнение кинематической вязкости для точки t2ок

```

```

>
nuto2:=knu0+t2ok*(knu1+t2ok*(knu2+t2ok*(knu3+t2ok*(knu4+t2ok*(knu5+t2ok*(knu6+t2ok*(knu7+t2ok*knu8)))))):
> #Уравнение теплоёмкости для tk2
> Ctk2:=kc0+tk2*(kc1+tk2*(kc2+tk2*(kc3+tk2*kc4)):
> #Уравнение теплоёмкости для точки 5
> C5:=kc0+t5*(kc1+t5*(kc2+t5*(kc3+t5*kc4)):
> #Уравнение теплоёмкости для точки 6
> C6:=kc0+t6*(kc1+t6*(kc2+t6*(kc3+t6*kc4)):
> #Уравнение теплоёмкости для tk1
> Ctk1:=kc0+tk1*(kc1+tk1*(kc2+tk1*(kc3+tk1*kc4)):
> #Уравнение теплоёмкости для t2gws
> C2gws:=kc0+t2gws*(kc1+t2gws*(kc2+t2gws*(kc3+t2gws*kc4)):
> #Уравнение теплоёмкости для t2w
> C2w:=kc0+t2w*(kc1+t2w*(kc2+t2w*(kc3+t2w*kc4)):
> #Уравнение теплоёмкости для t2ok
> C2o:=kc0+t2ok*(kc1+t2ok*(kc2+t2ok*(kc3+t2ok*kc4)):
> #Уравнение теплового баланса в узле 5
> f5:=(Gk-Go-Gw-Ggws)*Ctk2*tk2+Ggws*C2gws*t2gws-(Gk-Go-Gw)*C5*t5:
> #Уравнение теплового баланса в узле 6
> f6:=(Gk-Go-Gw)*C5*t5+Gw*C2w*t2w-(Gk-Go)*C6*t6:
> #Уравнение теплового баланса в узле 7
> f7:=(Gk-Go)*C6*t6+Go*C2o*t2ok-Gk*Ctk1*tk1:
> #RE1:=fsolve({f5,f6,f7},{t5,t6,tk1});
> g0:=995.8220825:g1:=0.437826693:g2:=-0.017837286:g3:=0.000160945:
> g4:=-7.80001*10^(-7):g5:=1.43126*10^(-9):
> #Уравнение удельного веса воды для участка tk1
> gtk1:=g0+tk1*(g1+tk1*(g2+tk1*(g3+tk1*(g4+tk1*g5))):
> #Уравнение удельного веса воды для участка tk2
> gtk2:=g0+tk2*(g1+tk2*(g2+tk2*(g3+tk2*(g4+tk2*g5))):
> #Уравнение удельного веса воды для участка to2k
> gto2:=g0+t2ok*(g1+t2ok*(g2+t2ok*(g3+t2ok*(g4+t2ok*g5))):
> #Уравнение удельного веса воды для участка tw2
> gtw2:=g0+t2w*(g1+t2w*(g2+t2w*(g3+t2w*(g4+t2w*g5))):
> #Уравнение сопротивления участка tk1
> vtk1:=Gk*4/3.6/gtk1/pi/dtk1^2:
> lamtk1:=0.11*(ke/dtk1+68*nutk1/abs(vtk1)/dtk1)^0.25:
> Stk1:=(lamtk1*Ltk1/dtk1+dztk1)*8/9.81/(3.6*gtk1*pi*dtk1^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка tk2
> vtk2:=Gk*4/3.6/gtk2/pi/dtk2^2:
> lamtk2:=0.11*(ke/dtk2+68*nutk2/abs(vtk2)/dtk2)^0.25:
> Stk2:=(lamtk2*Ltk2/dtk2+dztk2)*8/9.81/(3.6*gtk2*pi*dtk2^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка p1
> Lp1:=3*dtk2:
> vp1:=Gk*4/3.6/gtk2/pi/dp^2:
> lamp1:=0.11*(ke/dp+68*nutk2/abs(vp1)/dp)^0.25:
> Sp1:=(lamp1*Lp1/dp+dzp1)*8/9.81/(3.6*gtk2*pi*dp^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка p2
> Lp2:=3*dtk2:
> vp2:=(Gk-Go)*4/3.6/gtk2/pi/dp^2:
> lamp2:=0.11*(ke/dp+68*nutk2/abs(vp2)/dp)^0.25:

```

```

> Sp2:=(1amp2*Lp2/dp+dzp2)*8/9.81/(3.6*gtk2*pi*dp^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка p3
> Lp3:=3*dtk2:
> vp3:=(Gk-Go-Gw)*4/3.6/gtk2/pi/dp^2:
> 1amp3:=0.11*(ke/dp+68*nutk2/abs(vp3)/dp)^0.25:
> Sp3:=(1amp3*Lp3/dp+dzp3)*8/9.81/(3.6*gtk2*pi*dp^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка p4
> Lp4:=6*dtk2:
> vp4:=(Gk-Go-Gw-Ggws)*4/3.6/gtk2/pi/dp^2:
> 1amp4:=0.11*(ke/dp+68*nutk2/abs(vp4)/dp)^0.25:
> Sp4:=(1amp4*Lp4/dp+dzp4)*8/9.81/(3.6*gtk2*pi*dp^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка p5
> Lp5:=3*dtk2:
> vp5:=(Gk-Go-Gw)*4./(3.6*gi5*pi*dp^2):
> 1amp5:=0.11*(ke/dp+68*nu5/abs(vp5)/dp)^0.25:
> Sp5:=(1amp5*Lp5/dp+dzp5)*8/9.81/(3.6*gi5*pi*dp^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка p6
> Lp6:=3*dtk2:
> vp6:=(Gk-Go)*4/3.6/g6/pi/dp^2:
> 1amp6:=0.11*(ke/dp+68*nu5/abs(vp6)/dp)^0.25:
> Sp6:=(1amp6*Lp6/dp+dzp6)*8/9.81/(3.6*g6*pi*dp^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка p6
> Lp7:=3*dtk2:
> vp7:=Gk*4/3.6/gtk1/pi/dp^2:
> 1amp7:=0.11*(ke/dp+68*nutk1/abs(vp7)/dp)^0.25:
> Sp7:=(1amp7*Lp7/dp+dzp7)*8/9.81/(3.6*gtk1*pi*dp^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка to1
> vto1:=Go*4/3.6/gtk2/pi/dto^2:
> lamto1:=0.11*(ke/dto+68*nutk2/abs(vto1)/dto)^0.25:
> Stot1:=(lamto1*Lto1/dto+dzto1)*8/9.81/(3.6*gtk2*pi*dto^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка to2
> vto2:=Go*4/3.6/gto2/pi/dto^2:
> lamto2:=0.11*(ke/dto+68*nuto2/abs(vto2)/dto)^0.25:
> Stot2:=(lamto2*Lto2/dto+dzto2)*8/9.81/(3.6*gto2*pi*dto^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка tw1
> vtw1:=Gw*4/3.6/gtk2/pi/dtw^2:
> lamtw1:=0.11*(ke/dtw+68*nutk2/abs(vtw1)/dtw)^0.25:
> Stw1:=(lamtw1*Ltw1/dtw+dztw1)*8/9.81/(3.6*gtk2*pi*dtw^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка tw2
> vtw2:=Gw*4/3.6/gtw2/pi/dtw^2:
> lamtw2:=0.11*(ke/dtw+68*nutw2/abs(vtw2)/dtw)^0.25:
> Stw2:=(lamtw2*Ltw2/dtw+dztw2)*8/9.81/(3.6*gtw2*pi*dtw^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка tgws1
> vtgws1:=Ggws*4/3.6/gtk2/pi/dtgws^2:
> lamtgws1:=0.11*(ke/dtgws+68*nutk2/abs(vtgws1)/dtgws)^0.25:
>
Stgws1:=(lamtgws1*Ltgws1/dtgws+dztgws1)*8/9.81/(3.6*gtk2*pi*dtgws^2)^2:
> #Уравнение сопротивления участка tgws2
> vtgws2:=Ggws*4/3.6/g2gws/pi/dtgws^2:
> lamtgws2:=0.11*(ke/dtgws+68*nu2gws/abs(vtgws2)/dtgws)^0.25:

```

```
>  
Stgws2 := (lamtgws2 * Ltgws2 / dtgws + dztgws2) * 8 / 9.81 / (3.6 * g2gws * pi * dtg  
ws^2) ^ 2:
```

```
>  
RE := fsolve({f1, f1rk, f2rk, f3rk, f4rk, f5rk, f2, f2a, f2b, f2c, f3, f4, f5,  
f6, f7}, {Gk, n1, n2, Srk, G12rk, G34rk, Gnrk, Grk, Srego, Sregw, Sreggws, t5,  
t6, t2ok, tk1});
```

```
RE := {Gk = 17.26601953 Grk = 4.074855285 Srk = 0.2426471613 n1  
= 3365.720109 n2 = 2146.464907 t5 = 43.73951603 t6  
= 39.24679248 tk1 = 47.02612399 G12rk = 1.601302909 G34rk  
= 1.601302909 Gnrk = 4.074855285 Sreggws = 0.08138271753  
Srego = 0.07533677256 Sregw = 0.9757739748 t2ok  
= 62.80868582}
```

Программа расчёта потерь давления и температуры тепловой сети при надземной прокладке

```

> restart;
> #ПРОГРАММА РАСЧЁТА ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ
ПРИ НАДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКЕ
> #Расчёт начальных параметров
>
tw1:=150.:p1:=1000000.:dn:=0.108:deltst:=0.004:ke:=0.001:v:=1.:
> tau1:=(tw1+273.15)/647.14:
> pr1:=p1/22.064/1000000:
> R1r1:=114.332*tau1-431.6382+706.5474/tau1-
641.9127/(tau1)^2+349.4417/(tau1)^3-
113.8191/(tau1)^4+20.5199/(tau1)^5-1.578507/(tau1)^6:
> R2r1:=pr1*(-3.117072+6.589303/tau1-
5.210142/(tau1)^2+1.819096/(tau1)^3-0.2365448/(tau1)^4):
> R3r1:=pr1*pr1*(-6.417443*tau1+19.84842-
24.00174/tau1+14.21655/(tau1)^2-
4.13194/(tau1)^3+0.4721637/(tau1)^4):
> ro1:=1000/(R1r1+R2r1+R3r1):
> R1h1:=7809.096*tau1-13868.72+12725.22/tau1-
6370.893/(tau1)^2+1595.86/(tau1)^3-
159.9064/(tau1)^4+pr1*9.488789/tau1:
> R2h1:=pr1*pr1*(-148.1135*tau1+224.3027-
111.4602/tau1+18.15823/(tau1)^2):
> h1:=(R1h1+R2h1)*1000;
                                     hl :=6.321083581105
>
> G:=evalf(Pi*(dn^2)/4*v*ro1):
> Gt:=G*3.6;
                                     Gt :=30.2599653:
> lam:=1/(1.14+2*(log(dn/ke))/log(10.))^2:
> R1:=evalf(8*lam*G^2/(dn^5)/Pi/Pi/ro1):
> #Расчёт тепловых потерь тепловых сетей
> R:=evalf(8*lam*G^2/(dn^5)/Pi/Pi/ro):
> tau:=(tw+273.15)/647.14:
> pr:=p/22.064/1000000:
> R1r:=114.332*tau-431.6382+706.5474/tau-
641.9127/(tau)^2+349.4417/(tau)^3-
113.8191/(tau)^4+20.5199/(tau)^5-1.578507/(tau)^6:
> R2r:=pr*(-3.117072+6.589303/tau-
5.210142/(tau)^2+1.819096/(tau)^3-0.2365448/(tau)^4):
> R3r:=pr*pr*(-6.417443*tau+19.84842-
24.00174/tau+14.21655/(tau)^2-
4.13194/(tau)^3+0.4721637/(tau)^4):
> ro:=1000/(R1r+R2r+R3r):
> R1h:=7809.096*tau-13868.72+12725.22/tau-
6370.893/(tau)^2+1595.86/(tau)^3-
159.9064/(tau)^4+pr*9.488789/tau:

```

```

> R2h:=pr*pr*(-148.1135*tau+224.3027-
111.4602/tau+18.15823/(tau)^2):
> h:=(R1h+R2h)*1000:
> dhdt:=diff(h,tw):
> dhdp:=diff(h,p):
> deltiz:=0.036:w:=4.2:a:=0.025:k:=0.:alpha:=0.:beta:=0.:t0:=-
28.:
> dhdp:=dhdp:dhdt:=dhdt:
> diz:=dn+2*deltst+2*deltiz:
> alfiz:=11.6+7*sqrt(w):
> lambiz:=a:
> Rn:=evalf(1/(Pi*diz*alfiz)):
> Riz:=evalf(1/(2*Pi*lambiz)*log(diz/dn)):
> tniz:=(tw*Rn+t0*Riz)/(Rn+Riz):
> R:=Rn+Riz:R1:=R1:ro1:=ro1:ro:=ro:
> dtdl:=(G*dhdp*R1*(1+alpha)*ro1/ro-(tw-
t0)/R*(1+beta))/(G*dhdt):
> dpdl:=-R1*(1+alpha)*ro1/ro:
> W1:=dpdl:
> W2:=dtdl:
> W1:=subs(p=Y1(L),tw=Y2(L),W1):
> W2:=subs(p=Y1(L),tw=Y2(L),W2):
> X1:=p1:X2:=tw1:
> sys:=diff(Y1(L),L)=W1, diff(Y2(L),L)=W2:
> fons:={Y1(L),Y2(L)}:
> F:=dsolve({sys,Y1(0)=X1,Y2(0)=X2},fons,numeric);
          F:=proc(x_rkf45) ... end proc

> F(100);
          [L = 100., Y1(L) = 9.84332599224399543105, Y2(L)
          = 149.86543910147634]

> pk:=subs(F(100),Y1(L));tk:=subs(F(100),Y2(L));
          pk := 9.84332599224399543105
          tk := 149.86543910147634

> tau2:=(tk+273.15)/647.14;
          tau2 := 0.653669127.

> pr2:=pk/22.064/1000000;
          pr2 := 0.0446126087.

>
> R1h2:=7809.096*tau2-13868.72+12725.22/tau2-
6370.893/(tau2)^2+1595.86/(tau2)^3-
159.9064/(tau2)^4+pr2*9.488789/tau2;
          R1h2 := 631.520434

> R2h2:=pr2*pr2*(-148.1135*tau2+224.3027-
111.4602/tau2+18.15823/(tau2)^2);
          R2h2 := -0.00105942670

> h2:=(R1h2+R2h2)*1000;
          h2 := 6.315193747105

> Q:=G*(h1-h2)/1000000;
          Q := 0.00495072702

```

Программа расчёта потерь давления и температуры тепловой сети при канальной прокладке

```

> restart;
> #ПРОГРАММА РАСЧЁТА ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ
ПРИ КАНАЛЬНОЙ ПРОКЛАДКЕ
> #Расчёт начальных параметров
>
twlp:=150.:p1p:=1000000.:dn:=0.108:deltst:=0.004:ke:=0.001:vp:=1
.:
> twlo:=70.:plo:=600000.:vo:=1.:
> b:=1090.:h:=715.:tgr:=2.4:
> tau1p:=(twlp+273.15)/647.14:
> pr1p:=p1p/22.064/1000000:
>
R1r1p:=114.332*tau1p-431.6382+706.5474/tau1p-
641.9127/(tau1p)^2+349.4417/(tau1p)^3-
113.8191/(tau1p)^4+20.5199/(tau1p)^5-1.578507/(tau1p)^6:
>
R2r1p:=pr1p*(-3.117072+6.589303/tau1p-
5.210142/(tau1p)^2+1.819096/(tau1p)^3-0.2365448/(tau1p)^4):
>
R3r1p:=pr1p*pr1p*(-6.417443*tau1p+19.84842-
24.00174/tau1p+14.21655/(tau1p)^2-
4.13194/(tau1p)^3+0.4721637/(tau1p)^4):
> rolp:=1000/(R1r1p+R2r1p+R3r1p):
>
R1h1p:=7809.096*tau1p-13868.72+12725.22/tau1p-
6370.893/(tau1p)^2+1595.86/(tau1p)^3-
159.9064/(tau1p)^4+pr1p*9.488789/tau1p:
>
R2h1p:=pr1p*pr1p*(-148.1135*tau1p+224.3027-
111.4602/tau1p+18.15823/(tau1p)^2):
> h1p:=(R1h1p+R2h1p)*1000:
> Gp:=evalf(Pi*(dn^2)/4*vp*rolp):
> Gtp:=Gp*3.6:
> lam:=1/(1.14+2*(log(dn/ke))/log(10.))^2:
> R1p:=evalf(8*lam*Gp^2/(dn^5)/Pi/Pi/rolp):
> tau1o:=(twlo+273.15)/647.14:
> pr1o:=plo/22.064/1000000:
>
R1r1o:=114.332*tau1o-431.6382+706.5474/tau1o-
641.9127/(tau1o)^2+349.4417/(tau1o)^3-
113.8191/(tau1o)^4+20.5199/(tau1o)^5-1.578507/(tau1o)^6:
>
R2r1o:=pr1o*(-3.117072+6.589303/tau1o-
5.210142/(tau1o)^2+1.819096/(tau1o)^3-0.2365448/(tau1o)^4):
>
R3r1o:=pr1o*pr1o*(-6.417443*tau1o+19.84842-
24.00174/tau1o+14.21655/(tau1o)^2-
4.13194/(tau1o)^3+0.4721637/(tau1o)^4):
> rol1o:=1000/(R1r1o+R2r1o+R3r1o):
>
R1h1o:=7809.096*tau1o-13868.72+12725.22/tau1o-
6370.893/(tau1o)^2+1595.86/(tau1o)^3-
159.9064/(tau1o)^4+pr1o*9.488789/tau1o:
>
R2h1o:=pr1o*pr1o*(-148.1135*tau1o+224.3027-
111.4602/tau1o+18.15823/(tau1o)^2):

```

```

> h1o:=(R1h1o+R2h1o)*1000:
> Go:=evalf(Pi*(dn^2)/4*vo*rolo):
> Gto:=Go*3.6:
> lam:=1/(1.14+2*(log(dn/ke))/log(10.))^2:
> R1o:=evalf(8*lam*Go^2/(dn^5)/Pi/Pi/rolo):
> #Расчёт тепловых потерь тепловых сетей
> Rp:=evalf(8*lam*Gp^2/(dn^5)/Pi/Pi/rop):
> Ro:=evalf(8*lam*Go^2/(dn^5)/Pi/Pi/roo):
> taup:=(tvp+273.15)/647.14:
> tauo:=(tvo+273.15)/647.14:
> prp:=pp/22.064/1000000:
> pro:=po/22.064/1000000:
>
> R1rp:=114.332*taup-431.6382+706.5474/taup-
641.9127/(taup)^2+349.4417/(taup)^3-
113.8191/(taup)^4+20.5199/(taup)^5-1.578507/(taup)^6:
>
> R1ro:=114.332*tauo-431.6382+706.5474/tauo-
641.9127/(tauo)^2+349.4417/(tauo)^3-
113.8191/(tauo)^4+20.5199/(tauo)^5-1.578507/(tauo)^6:
>
> R2rp:=prp*(-3.117072+6.589303/taup-
5.210142/(taup)^2+1.819096/(taup)^3-0.2365448/(taup)^4):
>
> R2ro:=pro*(-3.117072+6.589303/tauo-
5.210142/(tauo)^2+1.819096/(tauo)^3-0.2365448/(tauo)^4):
>
> R3rp:=prp*prp*(-6.417443*taup+19.84842-
24.00174/taup+14.21655/(taup)^2-
4.13194/(taup)^3+0.4721637/(taup)^4):
>
> R3ro:=pro*pro*(-6.417443*tauo+19.84842-
24.00174/tauo+14.21655/(tauo)^2-
4.13194/(tauo)^3+0.4721637/(tauo)^4):
> rop:=1000/(R1rp+R2rp+R3rp):
> roo:=1000/(R1ro+R2ro+R3ro):
>
> R1hp:=7809.096*taup-13868.72+12725.22/taup-
6370.893/(taup)^2+1595.86/(taup)^3-
159.9064/(taup)^4+prp*9.488789/taup:
>
> R1ho:=7809.096*tauo-13868.72+12725.22/tauo-
6370.893/(tauo)^2+1595.86/(tauo)^3-
159.9064/(tauo)^4+pro*9.488789/tauo:
>
> R2hp:=prp*prp*(-148.1135*taup+224.3027-
111.4602/taup+18.15823/(taup)^2):
>
> R2ho:=pro*pro*(-148.1135*tauo+224.3027-
111.4602/tauo+18.15823/(tauo)^2):
> hp:=(R1hp+R2hp)*1000:
> ho:=(R1ho+R2ho)*1000:
> dhdtp:=diff(hp,tvp):
> dhdto:=diff(ho,tvo):
> dhdpp:=diff(hp,pp):
> dhdpo:=diff(ho,po):
>
deltiz:=0.036:w:=4.2:a:=0.025:k:=0.:alpha:=0.:beta:=0.:alfiz:=8.
:
> H:=1.6:lamgr:=2.56:
> deqv:=2*b*h/(b+h)/1000:
> diz:=dn+2*deltst+2*deltiz:
> lambiz:=a:

```

```

> Rnp:=evalf(1/(Pi*diz*alfiz)):
> Rno:=evalf(1/(Pi*diz*alfiz)):
> Rizp:=evalf(1/(2*Pi*lambiz)*log(diz/(dn+2*deltst))):
> Rizo:=evalf(1/(2*Pi*lambiz)*log(diz/(dn+2*deltst))):
>
Rgr:=evalf(log(3.5*H*1000/h*(h/b)^0.25)/(lamgr*(5.7+0.5*b/h))):
> Rwk:=evalf(1/Pi/alfiz/deqv):
>
> #tvp:=145.:tvo:=67.:
>
tk:=(tvp/(Rizp+Rnp)+tvo/(Rizo+Rno)+tgr/(Rwk+Rgr))/(1/(Rizp+Rnp)+
1/(Rizo+Rno)+1/(Rwk+Rgr)):
> #tk:=17.:
>
dtdlp:=(Gp*dhdpp*R1p*(1+alpha)*ro1p/rop-(tvp-
tk)/(Rnp+Rizp)*(1+beta))/(Gp*dhdtp):
>
dtdlo:=(Go*dhdpo*R1o*(1+alpha)*ro1o/roo-(tvo-
tk)/(Rno+Rizo)*(1+beta))/(Go*dhdto):
> dpdlp:=-R1p*(1+alpha)*ro1p/rop:
> dpdlo:=-R1o*(1+alpha)*ro1o/roo:
> W1p:=dpdlp:
> W1o:=dpdlo:
> W2p:=dtdlp:
> W2o:=dtdlo:
> W1p:=subs(pp=Y1p(L),tvp=Y2p(L),po=Y1o(L),tvo=Y2o(L),W1p):
> W1o:=subs(pp=Y1p(L),tvp=Y2p(L),po=Y1o(L),tvo=Y2o(L),W1o):
> W2p:=subs(pp=Y1p(L),tvp=Y2p(L),po=Y1o(L),tvo=Y2o(L),W2p):
> W2o:=subs(pp=Y1p(L),tvp=Y2p(L),po=Y1p(L),tvo=Y2o(L),W2o):
> X1p:=p1p:X2p:=tw1p:
> X1o:=p1o:X2o:=tw1o:
>
sys:=diff(Y1p(L),L)=W1p,diff(Y2p(L),L)=W2p,diff(Y1o(L),L)=W1o,di
ff(Y2o(L),L)=W2o:
> fons:={Y1p(L),Y2p(L),Y1o(L),Y2o(L)}:
>
F:=dsolve({sys,Y1p(0)=X1p,Y2p(0)=X2p,Y1o(0)=X1o,Y2o(0)=X2o},fons
,numeric);

```

$$F := \text{proc}(x_rkf45) \dots \text{end proc}$$

```

> F(100);

```

$$\begin{aligned}
& [L = 100., Y1o(L) = 5.832987443111347970^5, Y1p(L) \\
& = 9.843324309880856890^5, Y2o(L) = 69.9563669721654832 \\
& Y2p(L) = 149.88639127644512]
\end{aligned}$$

```

> pkp:=subs(F(100),Y1p(L));tkp:=subs(F(100),Y2p(L));

```

$$\begin{aligned}
& pkp := 9.843324309880856890^5 \\
& tkp := 149.88639127644512
\end{aligned}$$

```

> tau2p:=(tkp+273.15)/647.14:
> pr2p:=pkp/22.064/1000000:
>
R1h2p:=7809.096*tau2p-13868.72+12725.22/tau2p-
6370.893/(tau2p)^2+1595.86/(tau2p)^3-
159.9064/(tau2p)^4+pr2p*9.488789/tau2p:
>
R2h2p:=pr2p*pr2p*(-148.1135*tau2p+224.3027-
111.4602/tau2p+18.15823/(tau2p)^2):

```

```

> h2p:=(R1h2p+R2h2p)*1000:
> Qp:=Gp*(h1p-h2p)/1000000;
                                Qp :=0.00419319988
> pko:=subs(F(100),Y1o(L));tko:=subs(F(100),Y2o(L));
                                pko :=5.8329874431113479705
                                tko :=69.956366972165483
> tau2o:=(tko+273.15)/647.14:
> pr2o:=pko/22.064/1000000:
>                                R1h2o:=7809.096*tau2o-13868.72+12725.22/tau2o-
6370.893/(tau2o)^2+1595.86/(tau2o)^3-
159.9064/(tau2o)^4+pr2o*9.488789/tau2o:
>                                R2h2o:=pr2o*pr2o*(-148.1135*tau2o+224.3027-
111.4602/tau2o+18.15823/(tau2o)^2):
> h2o:=(R1h2o+R2h2o)*1000:
> Qo:=Go*(h1o-h2o)/1000000;
                                Qo :=0.00175977692
> # Q MBT

```

Программа расчёта потерь давления и температуры тепловой сети при бесканальной прокладке

```

> restart;
> #ПРОГРАММА РАСЧЁТА ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ
ПРИ БЕСКАНАЛЬНОЙ ПРОКЛАДКЕ
> #Расчёт начальных параметров
>
twlp:=150.:p1p:=1000000.:dn:=0.108:deltst:=0.004:ke:=0.001:vp:=1
.:
> twlo:=70.:plo:=600000.:vo:=1.:
> s:=0.43:tgr:=2.4:
> tau1p:=(twlp+273.15)/647.14:
> pr1p:=p1p/22.064/1000000:
> R1r1p:=114.332*tau1p-431.6382+706.5474/tau1p-
641.9127/(tau1p)^2+349.4417/(tau1p)^3-
113.8191/(tau1p)^4+20.5199/(tau1p)^5-1.578507/(tau1p)^6:
> R2r1p:=pr1p*(-3.117072+6.589303/tau1p-
5.210142/(tau1p)^2+1.819096/(tau1p)^3-0.2365448/(tau1p)^4):
> R3r1p:=pr1p*pr1p*(-6.417443*tau1p+19.84842-
24.00174/tau1p+14.21655/(tau1p)^2-
4.13194/(tau1p)^3+0.4721637/(tau1p)^4):
> rolp:=1000/(R1r1p+R2r1p+R3r1p):
> R1h1p:=7809.096*tau1p-13868.72+12725.22/tau1p-
6370.893/(tau1p)^2+1595.86/(tau1p)^3-
159.9064/(tau1p)^4+pr1p*9.488789/tau1p:
> R2h1p:=pr1p*pr1p*(-148.1135*tau1p+224.3027-
111.4602/tau1p+18.15823/(tau1p)^2):
> h1p:=(R1h1p+R2h1p)*1000:
> Gp:=evalf(Pi*(dn^2)/4*vp*rolp):
> Gtp:=Gp*3.6:
> lam:=1/(1.14+2*(log(dn/ke))/log(10.))^2:
> R1p:=evalf(8*lam*Gp^2/(dn^5)/Pi/Pi/rolp):
> tau1o:=(twlo+273.15)/647.14:
> pr1o:=plo/22.064/1000000:
> R1r1o:=114.332*tau1o-431.6382+706.5474/tau1o-
641.9127/(tau1o)^2+349.4417/(tau1o)^3-
113.8191/(tau1o)^4+20.5199/(tau1o)^5-1.578507/(tau1o)^6:
> R2r1o:=pr1o*(-3.117072+6.589303/tau1o-
5.210142/(tau1o)^2+1.819096/(tau1o)^3-0.2365448/(tau1o)^4):
> R3r1o:=pr1o*pr1o*(-6.417443*tau1o+19.84842-
24.00174/tau1o+14.21655/(tau1o)^2-
4.13194/(tau1o)^3+0.4721637/(tau1o)^4):
> ro1o:=1000/(R1r1o+R2r1o+R3r1o):
> R1h1o:=7809.096*tau1o-13868.72+12725.22/tau1o-
6370.893/(tau1o)^2+1595.86/(tau1o)^3-
159.9064/(tau1o)^4+pr1o*9.488789/tau1o:
> R2h1o:=pr1o*pr1o*(-148.1135*tau1o+224.3027-
111.4602/tau1o+18.15823/(tau1o)^2):
> h1o:=(R1h1o+R2h1o)*1000:
> Go:=evalf(Pi*(dn^2)/4*vo*ro1o):

```

```

> Gto:=Go*3.6:
> lam:=1/(1.14+2*(log(dn/ke))/log(10.))^2:
> R1o:=evalf(8*lam*Go^2/(dn^5)/Pi/Pi/ro1o):
> #Расчёт тепловых потерь тепловых сетей
> Rp:=evalf(8*lam*Gp^2/(dn^5)/Pi/Pi/rop):
> Ro:=evalf(8*lam*Go^2/(dn^5)/Pi/Pi/roo):
> taup:=(tvp+273.15)/647.14:
> tauo:=(tvo+273.15)/647.14:
> prp:=pp/22.064/1000000:
> pro:=po/22.064/1000000:
> R1rp:=114.332*taup-431.6382+706.5474/taup-
641.9127/(taup)^2+349.4417/(taup)^3-
113.8191/(taup)^4+20.5199/(taup)^5-1.578507/(taup)^6:
> R1ro:=114.332*tauo-431.6382+706.5474/tauo-
641.9127/(tauo)^2+349.4417/(tauo)^3-
113.8191/(tauo)^4+20.5199/(tauo)^5-1.578507/(tauo)^6:
> R2rp:=prp*(-3.117072+6.589303/taup-
5.210142/(taup)^2+1.819096/(taup)^3-0.2365448/(taup)^4):
> R2ro:=pro*(-3.117072+6.589303/tauo-
5.210142/(tauo)^2+1.819096/(tauo)^3-0.2365448/(tauo)^4):
> R3rp:=prp*prp*(-6.417443*taup+19.84842-
24.00174/taup+14.21655/(taup)^2-
4.13194/(taup)^3+0.4721637/(taup)^4):
> R3ro:=pro*pro*(-6.417443*tauo+19.84842-
24.00174/tauo+14.21655/(tauo)^2-
4.13194/(tauo)^3+0.4721637/(tauo)^4):
> rop:=1000/(R1rp+R2rp+R3rp):
> roo:=1000/(R1ro+R2ro+R3ro):
> R1hp:=7809.096*taup-13868.72+12725.22/taup-
6370.893/(taup)^2+1595.86/(taup)^3-
159.9064/(taup)^4+prp*9.488789/taup:
> R1ho:=7809.096*tauo-13868.72+12725.22/tauo-
6370.893/(tauo)^2+1595.86/(tauo)^3-
159.9064/(tauo)^4+pro*9.488789/tauo:
> R2hp:=prp*prp*(-148.1135*taup+224.3027-
111.4602/taup+18.15823/(taup)^2):
> R2ho:=pro*pro*(-148.1135*tauo+224.3027-
111.4602/tauo+18.15823/(tauo)^2):
> hp:=(R1hp+R2hp)*1000:
> ho:=(R1ho+R2ho)*1000:
> dhdtp:=diff(hp,tvp):
> dhdto:=diff(ho,tvo):
> dhdpp:=diff(hp,pp):
> dhdpo:=diff(ho,po):
>
deltiz:=0.036:w:=4.2:a:=0.025:k:=0.:alpha:=0.:beta:=0.:alfiz:=8.
:
> H:=1.6:lamgr:=2.56:
> deqv:=2*b*h/(b+h)/1000:
> diz:=dn+2*deltst+2*deltiz:
> lambiz:=a:
>
> Rizp:=evalf(1/(2*Pi*lambiz)*log(diz/(dn+2*deltst))):

```

```

> Rizo:=evalf(1/(2*Pi*lambiz)*log(diz/(dn+2*deltst))):
> Rgr:=log(4*H/(dn+2*deltst+2*deltiz))/(2*Pi*lamgr):
> Rpo:=(log(sqrt(1+(2*H/s)^2))/(2*Pi*lamgr)):
>
>
> dtdlp:=(Gp*dhdpp*Rlp*(1+alpha)*ro1p/rop-(tvp-
tgr)/(Rizp+Rgr+Rpo)*(1+beta))/(Gp*dhdtp):
> dtdlo:=(Go*dhdpo*Rlo*(1+alpha)*ro1o/roo-(tvo-
tgr)/(Rizo+Rgr+Rpo)*(1+beta))/(Go*dhdto):
> dpdlp:=-Rlp*(1+alpha)*ro1p/rop:
> dpdlo:=-Rlo*(1+alpha)*ro1o/roo:
> W1p:=dpdlp:
> W1o:=dpdlo:
> W2p:=dtdlp:
> W2o:=dtdlo:
> W1p:=subs(pp=Y1p(L),tvp=Y2p(L),po=Y1o(L),tvo=Y2o(L),W1p):
> W1o:=subs(pp=Y1p(L),tvp=Y2p(L),po=Y1o(L),tvo=Y2o(L),W1o):
> W2p:=subs(pp=Y1p(L),tvp=Y2p(L),po=Y1o(L),tvo=Y2o(L),W2p):
> W2o:=subs(pp=Y1p(L),tvp=Y2p(L),po=Y1p(L),tvo=Y2o(L),W2o):
> X1p:=p1p:X2p:=tw1p:
> X1o:=p1o:X2o:=tw1o:
>
sys:=diff(Y1p(L),L)=W1p,diff(Y2p(L),L)=W2p,diff(Y1o(L),L)=W1o,di
ff(Y2o(L),L)=W2o:
> fons:={Y1p(L),Y2p(L),Y1o(L),Y2o(L)}:
>
F:=dsolve({sys,Y1p(0)=X1p,Y2p(0)=X2p,Y1o(0)=X1o,Y2o(0)=X2o},fons
,numeric);
                                F:=proc(x_rkf45) ... end proc
> F(100);
                                [L = 100., Y1o(L) = 5.8329877249806700305, Y1p(L)
                                = 9.8433245822123845605, Y2o(L) = 69.9505802884338692
                                Y2p(L) = 149.883000254782586]
> pkp:=subs(F(100),Y1p(L));tkp:=subs(F(100),Y2p(L));
                                pkp := 9.8433245822123845605
                                tkp := 149.88300025478258
> tau2p:=(tkp+273.15)/647.14:
> pr2p:=pkp/22.064/1000000:
>
                                R1h2p:=7809.096*tau2p-13868.72+12725.22/tau2p-
6370.893/(tau2p)^2+1595.86/(tau2p)^3-
159.9064/(tau2p)^4+pr2p*9.488789/tau2p:
>
                                R2h2p:=pr2p*pr2p*(-148.1135*tau2p+224.3027-
111.4602/tau2p+18.15823/(tau2p)^2):
> h2p:=(R1h2p+R2h2p)*1000:
> Qp:=Gp*(h1p-h2p)/1000000;
                                Qp := 0.00431591917
> pko:=subs(F(100),Y1o(L));tko:=subs(F(100),Y2o(L));
                                pko := 5.8329877249806700305
                                tko := 69.950580288433869
> tau2o:=(tko+273.15)/647.14:
> pr2o:=pko/22.064/1000000:

```

```

> R1h2o:=7809.096*tau2o-13868.72+12725.22/tau2o-
6370.893/(tau2o)^2+1595.86/(tau2o)^3-
159.9064/(tau2o)^4+pr2o*9.488789/tau2o:
> R2h2o:=pr2o*pr2o*(-148.1135*tau2o+224.3027-
111.4602/tau2o+18.15823/(tau2o)^2):
> h2o:=(R1h2o+R2h2o)*1000:
> Qo:=Go*(h1o-h2o)/1000000;
Qo :=0.00197713929
> # Q MBT

```

Теплогидравлический расчет тепловых сетей ИГЭУ с максимальным ГВС.

Заданный режим расчета:

Вариант расчета:

расчет подающей и обратной сети.

расчет абонентских узлов.

Исходные данные по участкам сети для гидравлического расчета печатать.

Исходные данные по участкам сети для теплового расчета не печатать.

Результаты гидравлического расчета печатать.

Результаты теплового расчета не печатать.

Система горячего водоснабжения закрытая.

Плотность теплоносителя в подающей сети, т/м³ : 0.978 т/м³.

Плотность теплоносителя в обратной сети, т/м³ : 0.987 т/м³.

Точность расчета по расходам, м³/час : 0.100 м³/час.

Точность расчета по напорам, м : 0.100 м.

Коэффициент нагрузки горячего водоснабжения : 2.400

Доля открытого водоразбора из подающей сети : 0.000

Коэффициент умножения отопительно-вентиляционной нагрузки : 1.000

Типовое сопротивление внутренней системы отопления, м : 2.000

Типовое сопротивление внутренней системы вентиляции, м : 3.000

Минимально допустимый диаметр сопла элеватора, мм : 3.0

Минимально допустимый диаметр ограничительной шайбы, мм : 3.0

Предельно допустимый напор на сопло элеватора, м : 40.0

Расчетный напор на сопло элеватора при наличии шайбы, м : 40.0

Контрольный располагаемый напор у потребителя, м : 5.0

Контрольные удельные потери напора на участке, мм/м : 20.0

Таблица 3.1- Исходные данные по котельной для гидравлического расчёта

N п/п	Узел сети	Геодезическая отметка местности, м	Заданные напоры		Заданные расходы	
			в подающей, м	в обратной, м	в подающей, т/час	в обратной, т/час
1	Котельная	100.00	-60.00	-35.00	0.00	0.00

Таблица 3.2- Исходные данные для гидравлического расчёта

N п/п	Начальный узел	Конечный узел	Длина участка	Геодезическая отметка	Диаметры		Коэффициент местных сопротивлений		Шероховатости		Расходы у потребителей		
					подающая	обратная	подающая	обратная	подающая	обратная	на отоплен	на вентил	На ГВС
			м	м	мм	мм			мм	мм	т/час	т/час	т/час
1	Котельная	тк-0	8.0	100.0	309	309	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
2	Котельная	отопление	40.0	100.0	32	32	1.00	1.00	1.00	1.00	1.524	0.000	0.000
3	Котельная	ГВС	40.0	100.0	32	32	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	6.728
4	тк-0	тк-1	25.0	100.0	309	309	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
5	тк-1	р1	8.0	100.0	51	51	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
6	р1	Столярка	5.0	100.0	21	21	1.00	1.00	1.00	1.00	0.500	0.000	0.000
7	р1	Столовая	0.5	100.0	51	51	1.00	1.00	1.00	1.00	11.600	0.000	0.000
8	тк-0	тк-1.1	75.0	100.0	207	207	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
9	тк-1.1	тк-1.2	25.0	100.0	207	207	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
10	тк-1.2	кор_В	59.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	42.392	0.000	0.000
11	тк-1.1	N_кор_A2	48.0	100.0	51	51	1.00	1.00	1.00	1.00	15.964	0.000	0.000
12	Котельная	р2	5.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
13	р2	N_кор_A1	145.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	47.896	0.000	1.67
14	N_кор_A1	Спорткорп	5.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	9.344	0.000	0.000
15	тк-1	тк-2	51.0	100.0	309	309	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
16	тк-2	тк-20/1	21.0	100.0	207	207	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
17	тк-20/1	тк-20/2	71.0	100.0	207	207	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000

Продолжение таблицы 3.2

N п/п	Начальный узел	Конечный узел	Длина участка	Геодезическая отметка	Диаметры		Коэффициент местных сопротивлений		Шероховатости		Расходы у потребителей		
					подающая	обратная	подающая	обратная	подающая	обратная	на отоплен	на вентил	На ГВС
18	тк-20/2	тк-20	26.0	100.0	207	207	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
19	тк-20	модуль	4.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	7.264	0.000	0.000
20	тк-20	дN5	45.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	14.040	0.000	5.903
21	тк-20	дN29/2/2	20.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	9.036	0.000	0.934
22	тк-20	N29/2/1	75.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	29.044	0.000	1.088
23	тк-2	тк-2/1	26.0	100.0	309	309	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
24	тк-2/1	тк-3	45.0	100.0	259	259	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
25	тк-3	тк-4	121.0	100.0	259	259	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
26	тк-4	тк-5	26.0	100.0	259	259	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
27	тк-5	склад	3.0	100.0	32	32	1.00	1.00	1.00	1.00	0.500	0.000	0.000
28	тк-5	тк-6	173.0	100.0	207	207	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
29	тк-6	тк-9	34.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
30	тк-9	N_кор_Б	5.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	31.524	0.000	1.456
31	тк-6	тк-10	97.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
32	тк-10	N29	40.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	34.728	0.000	7.040
33	тк-6	тк-7	19.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
34	тк-7	фн	7.0	100.0	51	51	1.00	1.00	1.00	1.00	0.500	0.000	0.000
35	тк-7	тк-8	67.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
36	тк-8	N36	12.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	13.360	0.000	1.909
37	тк-5	тк-11	7.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
38	тк-11	р3	47.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
39	р3	общN3	6.0	100.0	82	82	1.00	1.00	1.00	1.00	14.640	0.000	0.000
40	р3	общN4	4.0	100.0	82	82	1.00	1.00	1.00	1.00	10.552	0.000	6.296
41	тк-11	тк-12	98.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
42	тк-12	тк-13	47.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
43	тк-13	общN1	30.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	10.440	0.000	1.367
44	тк-13	тк-14	22.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
45	тк-14	дN58A	27.0	100.0	51	51	1.00	1.00	1.00	1.00	2.040	0.000	0.000
46	тк-14	дN1	50.0	100.0	51	51	1.00	1.00	1.00	1.00	2.240	0.000	0.000
47	тк-20/2	тк-16	75.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
48	тк-16	тк-15	50.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
49	тк-15	дN3	76.0	100.0	51	51	1.00	1.00	1.00	1.00	2.760	0.000	0.658

Продолжение таблицы 3.2

N п/п	Начальный узел	Конечный узел	Длина участка	Геодезическая отметка	Диаметры		Коэффициент местных сопротивлений		Шероховатости		Расходы у потребителей		
					подающая	обратная	подающая	обратная	подающая	обратная	на отоплен	на вентил	На ГВС
50	тк-15	тк-12	83.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
51	тк-16	тк-17	92.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
52	тк-17	дN2	15.0	100.0	82	82	1.00	1.00	1.00	1.00	10.520	0.000	0.000
53	тк-17	р4	90.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
54	р4	д/сN89	5.0	100.0	51	51	1.00	1.00	1.00	1.00	2.720	0.000	0.232
55	р4	шкN35	104.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	13.120	0.000	0.137
56	тк-17	тк-17/1	89.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
57	тк-17/1	гараж	21.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	6.700	0.000	10.928
58	тк-17/1	тк-17/2	40.0	100.0	125	125	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
59	тк-17/2	тк-18	73.0	100.0	125	125	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
60	тк-18	ЭОП	17.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	12.760	0.000	0.000
61	тк-18	фшкN35	135.0	100.0	51	51	1.00	1.00	1.00	1.00	2.840	0.000	0.000
62	тк-18	тк-19	30.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
63	тк-19	Серафим1	8.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	12.840	0.000	0.000
64	тк-19	МагМебель	8.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	2.320	0.000	0.000
65	тк-19	МагДубрав	8.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	0.720	0.000	0.000

Таблица 3.3 - Результаты гидравлического расчёта источника теплоснабжения

N п/п	Узел сети	Геодезич. отметка м	Абсолютные напоры в подающей м	Избыточные напоры		Расходы теплоносителя		из обратн. т/час
				в обратной м	в подающей м	в обратной м	в подающую т/час	
1	Котельная	100.00	160.00	135.00	60.00	35.00	422.77	-422.77

Таблица 3.4 - Результаты гидравлического расчёта участков тепловой сети

N п/п		Начальный узел	Конечный узел	Длина участка, м	Геодезическая отметка конечного узла, м	Внутренний диаметр участка, мм	Расходы теплоносителя		Напоры в конечных узлах участка		Потери напора на участке		Располагаемый напор у абонента, м
							у потребителя, т/час	на участке, т/час	абсол. м	избыт. м	абсол. м	удельн. мм/м	
1	Прямая	Котельная	тк-0	8	100.0	309.0	0.00	355.61	159.84	59.84	0.16	20.2	
	Обратная					309.0	-0.00	-355.61	135.16	35.16	-0.16	-19.5	24.68
2	Прямая	Котельная	отопление	40	100.0	32.0	1.52	1.52	158.88	58.88	1.12	28.1	
	Обратная					32.0	-1.52	-1.52	136.09	36.09	-1.09	-27.2	22.79
3	Прямая	Котельная	ГВС	40	100.0	32.0	6.73	6.73	138.12	38.12	21.88	547.0	
	Обратная					32.0	-6.73	-6.73	156.17	56.17	-21.17	-529.2	-18.05
4	Прямая	тк-0	тк-1	25	100.0	309.0	0.00	297.26	159.63	59.63	0.21	8.4	
	Обратная					309.0	-0.00	-297.26	135.36	35.36	-0.20	-8.2	24.27
5	Прямая	тк-1	р1	8	100.0	51.0	0.00	12.10	158.35	58.35	1.28	159.5	
	Обратная					51.0	-0.00	-12.10	136.60	36.60	-1.23	-154.4	21.76
6	Прямая	р1	Столярка	5	100.0	21.0	0.50	0.50	158.20	58.20	0.16	31.2	
	Обратная					21.0	-0.50	-0.50	136.75	36.75	-0.15	-30.2	21.45
7	Прямая	р1	Столовая	1	100.0	51.0	11.60	11.60	158.15	58.15	0.20	403.5	
	Обратная					51.0	-11.60	-11.60	136.79	36.79	-0.20	-390.4	21.36
8	Прямая	тк-0	тк-1.1	75	100.0	207.0	0.00	58.36	159.69	59.69	0.15	2.0	
	Обратная					207.0	-0.00	-58.36	135.30	35.30	-0.15	-2.0	24.38

Продолжение таблицы 3.4

N п/п		Начальный узел	Конечный узел	Длина участка, м	Геодезическая отметка конечного узла, м	Внутренний диаметр участка, мм	Расходы теплоносителя		Напоры в конечных узлах участка		Потери напора на участке		Располагаемый напор у абонента, м
							у потребителя, т/час	на участке, т/час	абсол. м	избыт. м	абсол. м	удельн. мм/м	
9	Прямая	тк-1.1	тк-1.2	25	100.0	207.0	0.00	42.39	159.66	59.66	0.03	1.2	
	Обратная					207.0	-0.00	-42.39	135.33	35.33	-0.03	-1.2	24.32
10	Прямая	тк-1.2	кор_В	59	100.0	150.0	42.39	42.39	159.31	59.31	0.34	5.8	
	Обратная					150.0	-42.39	-42.39	135.67	35.67	-0.33	-5.6	23.65
11	Прямая	тк-1.1	N_кор_A2	48	100.0	51.0	15.96	15.96	147.66	47.66	12.03	250.6	
	Обратная					51.0	-15.96	-15.96	146.94	46.94	-11.64	-242.5	0.71
12	Прямая	Котельная	p2	5	100.0	150.0	0.00	58.91	159.90	59.90	0.10	19.9	
	Обратная					150.0	-0.00	-58.91	135.10	35.10	-0.10	-19.2	24.80
13	Прямая	p2	N_кор_A1	145	100.0	150.0	49.57	58.91	158.34	58.34	1.56	10.8	
	Обратная					150.0	-49.57	-58.91	136.61	36.61	-1.51	-10.4	21.73
14	Прямая	N_кор_A1	Спорткорп	5	100.0	150.0	9.34	9.34	158.34	58.34	0.00	0.5	
	Обратная					150.0	-9.34	-9.34	136.61	36.61	-0.00	-0.5	21.73
15	Прямая	тк-1	тк-2	51	100.0	309.0	0.00	285.16	159.30	59.30	0.33	6.5	
	Обратная					309.0	-0.00	-285.16	135.68	35.68	-0.32	-6.3	23.61
16	Прямая	тк-2	тк-20/1	21	100.0	207.0	0.00	126.59	159.05	59.05	0.24	11.6	
	Обратная					207.0	-0.00	-126.59	135.92	35.92	-0.24	-11.2	23.13
17	Прямая	тк-20/1	тк-20/2	71	100.0	207.0	0.00	126.59	158.37	58.37	0.68	9.6	
	Обратная					207.0	-0.00	-126.59	136.57	36.57	-0.66	-9.3	21.80
18	Прямая	тк-20/2	тк-20	26	100.0	207.0	0.00	67.31	158.29	58.29	0.08	3.1	
	Обратная					207.0	-0.00	-67.31	136.65	36.65	-0.08	-3.0	21.64
19	Прямая	тк-20	модуль	4	100.0	150.0	7.26	7.26	158.29	58.29	0.00	0.3	
	Обратная					150.0	-7.26	-7.26	136.65	36.65	-0.00	-0.3	21.64

Продолжение таблицы 3.4

N п/п		Начальный узел	Конечный узел	Длина участка, м	Геодезическая отметка конечного узла, м	Внутренний диаметр участка, мм	Расходы теплоносителя		Напоры в конечных узлах участка		Потери напора на участке		Располагаемый напор у абонента, м
							у потребителя, т/час	на участке, т/час	абсол. м	избыт. м	абсол. м	удельн. мм/м	
20	Прямая	тк-20	дN5	45	100.0	100.0	19.94	19.94	157.80	57.80	0.49	11.0	
	Обратная					100.0	-19.94	-19.94	137.13	37.13	-0.48	-10.6	20.67
21	Прямая	тк-20	дN29/2/2	20	100.0	100.0	9.97	9.97	158.23	58.23	0.06	2.9	
	Обратная					100.0	-9.97	-9.97	136.71	36.71	-0.06	-2.8	21.52
22	Прямая	тк-20	N29/2/1	75	100.0	150.0	30.13	30.13	158.07	58.07	0.22	2.9	
	Обратная					150.0	-30.13	-30.13	136.86	36.86	-0.21	-2.8	21.21
23	Прямая	тк-2	тк-2/1	26	100.0	309.0	0.00	158.57	159.23	59.23	0.06	2.4	
	Обратная					309.0	-0.00	-158.57	135.74	35.74	-0.06	-2.3	23.49
24	Прямая	тк-2/1	тк-3	45	100.0	259.0	0.00	158.57	159.01	59.01	0.23	5.0	
	Обратная					259.0	-0.00	-158.57	135.96	35.96	-0.22	-4.9	23.05
25	Прямая	тк-3	тк-4	121	100.0	259.0	0.00	158.57	158.46	58.46	0.54	4.5	
	Обратная					259.0	-0.00	-158.57	136.49	36.49	-0.53	-4.3	21.98
26	Прямая	тк-4	тк-5	26	100.0	259.0	0.00	158.57	158.32	58.32	0.15	5.7	
	Обратная					259.0	-0.00	-158.57	136.63	36.63	-0.14	-5.5	21.69
27	Прямая	тк-5	склад	3	100.0	32.0	0.50	0.50	158.31	58.31	0.01	3.5	
	Обратная					32.0	-0.50	-0.50	136.64	36.64	-0.01	-3.4	21.67
28	Прямая	тк-5	тк-6	173	100.0	207.0	0.00	90.52	157.51	57.51	0.80	4.6	
	Обратная					207.0	-0.00	-90.52	137.40	37.40	-0.78	-4.5	20.11
29	Прямая	тк-6	тк-9	34	100.0	100.0	0.00	32.98	156.48	56.48	1.04	30.6	
	Обратная					100.0	-0.00	-32.98	138.41	38.41	-1.01	-29.6	18.06
30	Прямая	тк-9	N_кор_Б	5	100.0	100.0	32.98	32.98	156.26	56.26	0.22	43.3	
	Обратная					100.0	-32.98	-32.98	138.62	38.62	-0.21	-41.9	17.64

Продолжение таблицы 3.4

N п/п		Начальный узел	Конечный узел	Длина участка, м	Геодезическая отметка конечного узла, м	Внутренний диаметр участка, мм	Расходы теплоносителя		Напоры в конечных узлах участка		Потери напора на участке		Располагаемый напор у абонента, м
							у потребителя, т/час	на участке, т/час	абсол. м	избыт. м	абсол. м	удельн. мм/м	
31	Прямая	тк-6	тк-10	97	100.0	150.0	0.00	41.77	156.98	56.98	0.53	5.5	
	Обратная					150.0	-0.00	-41.77	137.92	37.92	-0.52	-5.3	19.06
32	Прямая	тк-10	N29	40	100.0	150.0	41.77	41.77	156.75	56.75	0.23	5.8	
	Обратная					150.0	-41.77	-41.77	138.15	38.15	-0.23	-5.7	18.60
33	Прямая	тк-6	тк-7	19	100.0	100.0	0.00	15.77	157.37	57.37	0.14	7.4	
	Обратная					100.0	-0.00	-15.77	137.54	37.54	-0.14	-7.1	19.83
34	Прямая	тк-7	фн	7	100.0	51.0	0.50	0.50	157.37	57.37	0.00	0.3	
	Обратная					51.0	-0.50	-0.50	137.54	37.54	-0.00	-0.3	19.83
35	Прямая	тк-7	тк-8	67	100.0	100.0	0.00	15.27	156.95	56.95	0.42	6.3	
	Обратная					100.0	-0.00	-15.27	137.95	37.95	-0.41	-6.1	19.00
36	Прямая	тк-8	N36	12	100.0	100.0	15.27	15.27	156.86	56.86	0.09	7.4	
	Обратная					100.0	-15.27	-15.27	138.04	38.04	-0.09	-7.2	18.83
37	Прямая	тк-5	тк-11	7	100.0	150.0	0.00	67.55	158.16	58.16	0.16	22.6	
	Обратная					150.0	-0.00	-67.55	136.78	36.78	-0.15	-21.9	21.38
38	Прямая	тк-11	р3	47	100.0	100.0	0.00	31.49	156.87	56.87	1.28	27.3	
	Обратная					100.0	-0.00	-31.49	138.02	38.02	-1.24	-26.4	18.85
39	Прямая	р3	общN3	6	100.0	82.0	14.64	14.64	156.75	56.75	0.13	21.6	
	Обратная					82.0	-14.64	-14.64	138.15	38.15	-0.13	-20.9	18.60
40	Прямая	р3	общN4	4	100.0	82.0	16.85	16.85	156.75	56.75	0.13	32.2	
	Обратная					82.0	-16.85	-16.85	138.15	38.15	-0.12	-31.1	18.60
41	Прямая	тк-11	тк-12	98	100.0	150.0	0.00	36.06	157.76	57.76	0.40	4.1	
	Обратная					150.0	-0.00	-36.06	137.17	37.17	-0.39	-4.0	20.59

Продолжение таблицы 3.4

N п/п		Начальный узел	Конечный узел	Длина участка, м	Геодезическая отметка конечного узла, м	Внутренний диаметр участка, мм	Расходы теплоносителя		Напоры в конечных узлах участка		Потери напора на участке		Располагаемый напор у абонента, м
							у потребителя, т/час	на участке, т/час	абсол. м	избыт. м	абсол. м	удельн. мм/м	
42	Прямая	тк-12	тк-13	47	100.0	100.0	0.00	16.09	157.35	57.35	0.33	7.1	
	Обратная					100.0	-0.00	-16.09	137.57	37.57	-0.32	-6.9	19.78
43	Прямая	тк-13	общN1	30	100.0	100.0	11.81	11.81	157.23	57.23	0.12	4.0	
	Обратная					100.0	-11.81	-11.81	137.68	37.68	-0.11	-3.8	19.55
44	Прямая	тк-13	тк-14	22	100.0	100.0	0.00	4.28	157.34	57.34	0.01	0.5	
	Обратная					100.0	-0.00	-4.28	137.58	37.58	-0.01	-0.5	19.76
45	Прямая	тк-14	дN58A	27	100.0	51.0	2.04	2.04	157.22	57.22	0.11	4.2	
	Обратная					51.0	-2.04	-2.04	137.69	37.69	-0.11	-4.0	19.54
46	Прямая	тк-14	дN1	50	100.0	51.0	2.24	2.24	157.09	57.09	0.25	4.9	
	Обратная					51.0	-2.24	-2.24	137.82	37.82	-0.24	-4.8	19.27
47	Прямая	тк-20/2	тк-16	75	100.0	150.0	0.00	59.28	157.53	57.53	0.84	11.2	
	Обратная					150.0	-0.00	-59.28	137.39	37.39	-0.81	-10.8	20.14
48	Прямая	тк-16	тк-15	50	100.0	150.0	0.00	-16.56	157.58	57.58	-0.04	-0.9	
	Обратная					150.0	-0.00	16.56	137.34	37.34	0.04	0.9	20.23
49	Прямая	тк-15	дN3	76	100.0	51.0	3.42	3.42	156.71	56.71	0.87	11.4	
	Обратная					51.0	-3.42	-3.42	138.18	38.18	-0.84	-11.0	18.53
50	Прямая	тк-15	тк-12	83	100.0	150.0	0.00	-19.98	157.68	57.68	-0.11	-1.3	
	Обратная					150.0	-0.00	19.98	137.24	37.24	0.10	1.2	20.44
51	Прямая	тк-16	тк-17	92	100.0	150.0	0.00	75.84	155.86	55.86	1.67	18.1	
	Обратная					150.0	-0.00	-75.84	139.00	39.00	-1.62	-17.6	16.86
52	Прямая	тк-17	дN2	15	100.0	82.0	10.52	10.52	155.72	55.72	0.14	9.5	
	Обратная					82.0	-10.52	-10.52	139.14	39.14	-0.14	-9.2	16.58

Продолжение таблицы 3.4

N п/п		Начальный узел	Конечный узел	Длина участка, м	Геодезическая отметка конечного узла, м	Внутренний диаметр участка, мм	Расходы теплоносителя		Напоры в конечных узлах участка		Потери напора на участке		Располагаемый напор у абонента, м
							у потребителя, т/час	на участке, т/час	абсол. м	избыт. м	абсол. м	удельн. мм/м	
53	Прямая	тк-17	р4	90	100.0	100.0	0.00	16.21	155.23	55.23	0.63	7.1	
	Обратная					100.0	-0.00	-16.21	139.62	39.62	-0.61	-6.8	15.61
54	Прямая	р4	д/сN89	5	100.0	51.0	2.95	2.95	155.18	55.18	0.05	10.2	
	Обратная					51.0	-2.95	-2.95	139.67	39.67	-0.05	-9.8	15.51
55	Прямая	р4	шкN35	104	100.0	100.0	13.26	13.26	154.74	54.74	0.49	4.7	
	Обратная					100.0	-13.26	-13.26	140.09	40.09	-0.47	-4.5	14.65
56	Прямая	тк-17	тк-17/1	89	100.0	150.0	0.00	49.11	155.18	55.18	0.68	7.6	
	Обратная					150.0	-0.00	-49.11	139.66	39.66	-0.66	-7.4	15.52
57	Прямая	тк-17/1	гараж	21	100.0	100.0	17.63	17.63	154.99	54.99	0.19	9.1	
	Обратная					100.0	-17.63	-17.63	139.84	39.84	-0.19	-8.8	15.15
58	Прямая	тк-17/1	тк-17/2	40	100.0	125.0	0.00	31.48	154.84	54.84	0.34	8.6	
	Обратная					125.0	-0.00	-31.48	139.99	39.99	-0.33	-8.3	14.85
59	Прямая	тк-17/2	тк-18	73	100.0	125.0	0.00	31.48	154.24	54.24	0.60	8.2	
	Обратная					125.0	-0.00	-31.48	140.57	40.57	-0.58	-8.0	13.67
60	Прямая	тк-18	ЭОП	17	100.0	100.0	12.76	12.76	154.16	54.16	0.08	4.9	
	Обратная					100.0	-12.76	-12.76	140.65	40.65	-0.08	-4.7	13.50
61	Прямая	тк-18	фшкN35	135	100.0	51.0	2.84	2.84	153.18	53.18	1.06	7.8	
	Обратная					51.0	-2.84	-2.84	141.59	41.59	-1.02	-7.6	11.59
62	Прямая	тк-18	тк-19	30	100.0	100.0	0.00	15.88	154.03	54.03	0.21	7.2	
	Обратная					100.0	-0.00	-15.88	140.78	40.78	-0.21	-6.9	13.24
63	Прямая	тк-19	Серафим1	8	100.0	100.0	12.84	12.84	153.98	53.98	0.05	5.7	
	Обратная					100.0	-12.84	-12.84	140.83	40.83	-0.04	-5.5	13.15

Продолжение таблицы 3.4

N п/п		Начальный узел	Конечный узел	Длина участка, м	Геодезическая отметка конечного узла, м	Внутренний диаметр участка, мм	Расходы теплоносителя		Напоры в конечных узлах участка		Потери напора на участке		Располагаемый напор у абонента, м
							у потребителя, т/час	на участке, т/час	абсол. м	избыт. м	абсол. м	удельн. мм/м	
64	Прямая	тк-19	МагМебель	8	100.0	100.0	2.32	2.32	154.02	54.02	0.00	0.2	
	Обратная					100.0	-2.32	-2.32	140.78	40.78	-0.00	-0.2	13.24
65	Прямая	тк-19	МагДубрав	8	100.0	100.0	0.72	0.72	154.03	54.03	0.00	0.0	
	Обратная					100.0	-0.72	-0.72	140.78	40.78	-0.00	-0.0	13.24

Таблица 3.5- Результаты расчёта сопел и шайб абонентов

N п/п	Узел сети	Располагаемый напор, м	расход теплоносителя, т/час	Система отопления		Избыточный напор в обратке, м
				диаметр сопла, мм	диаметр шайбы, мм	
1	отопление	22.79	1.52	2.00	5.4	0.0
2	Столярка	21.45	0.50	2.00	3.2	0.0
3	Столовая	21.36	11.60	2.00	15.2	0.0
4	кор_В	23.65	42.39	2.00	28.3	0.0
5	N_кор_A2	0.71	15.96	2.00	41.8	0.0
6	N_кор_A1	21.73	47.90	2.00	30.8	0.0
7	Спорткорп	21.73	9.34	2.00	13.6	0.0
8	модуль	21.64	7.26	2.00	12.0	0.0
9	дN5	20.67	14.04	2.00	16.9	0.0

N п/п	Узел сети	Располагаемый напор, м	расход теплоносителя, т/час	Система отопления		Избыточный напор в обратке, м
				диаметр сопла, мм	диаметр шайбы, мм	
10	дN29/2/2	21.52	9.04	2.00	13.4	0.0
11	N29/2/1	21.21	29.04	2.00	24.1	0.0
12	склад	21.67	0.50	2.00	3.1	0.0
13	N_кор_Б	17.64	31.52	2.00	26.3	0.0
14	N29	18.60	34.73	2.00	27.2	0.0
15	фн	19.83	0.50	2.00	3.2	0.0
16	N36	18.83	13.36	2.00	16.8	0.0
17	общN3	18.60	14.64	2.00	17.7	0.0
18	общN4	18.60	10.55	2.00	15.0	0.0
19	общN1	19.55	10.44	2.00	14.8	0.0
20	дN58A	19.54	2.04	2.00	6.5	0.0
21	дN1	19.27	2.24	2.00	6.9	0.0
22	дN3	18.53	2.76	2.00	7.7	0.0
23	дN2	16.58	10.52	2.00	15.4	0.0
24	д/сN89	15.51	2.72	2.00	8.0	0.0
25	шкN35	14.65	13.12	2.00	17.8	0.0
26	гараж	15.15	6.70	2.00	12.6	0.0
27	ЭОП	13.50	12.76	2.00	17.9	0.0
28	фшкN35	11.59	2.84	2.00	8.8	0.0
29	Серафим1	13.15	12.84	2.00	18.1	0.0
30	МагМебель	13.24	2.32	2.00	7.7	0.0
31	МагДубрав	13.24	0.72	2.00	4.3	0.0

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Теплогидравлический расчет тепловых сетей ИГЭУ на зимний режим.

Заданный режим расчета:

Вариант расчета:

расчет подающей и обратной сети.

расчет теплопотерь.

Исходные данные по участкам сети для гидравлического расчета печатать.

Исходные данные по участкам сети для теплового расчета печатать.

Результаты гидравлического расчета печатать.

Результаты теплового расчета печатать.

Система горячего водоснабжения закрытая.

Плотность теплоносителя в подающей сети, т/м³ : 0.962 т/м³.

Плотность теплоносителя в обратной сети, т/м³ : 0.979 т/м³.

Точность расчета по расходам, м³/час : 0.100 м³/час.

Точность расчета по напорам, м : 0.100 м.

Коэффициент нагрузки горячего водоснабжения : 1.000

Доля открытого водоразбора из подающей сети : 0.000

Коэффициент умножения отопительно-вентиляционной нагрузки : 1.000

Расчетная скорость ветра, м/с : 0.0

Температура грунта, град. Цельсия : -2.0

Расчетная температура т/носителя в подающей, град. Цельсия : 95.0

Расчетная температура т/носителя в обратной, град. Цельсия : 68.0

Точность расчета по температурам, град. Цельсия : 0.10

Контрольный располагаемый напор у потребителя, м : 5.0

Контрольные удельные потери напора на участке, мм/м : 20.0

Таблица И.1- Исходные данные по котельной для гидравлического расчёта

N п/п	Узел сети	Геодезическая отметка местности, м	Заданные напоры		Заданные расходы	
			в подающей, м	в обратной, м	в подающей, т/час	в обратной, т/час
1	Котельная	100.00	-60.00	-35.00	0.00	0.00

Таблица И.2- Исходные данные для гидравлического расчёта

N п/п	Начальный узел	Конечный узел	Длина участка	Геодезическая отметка	Диаметры		Коэффициент местных сопротивлений		Шероховатости		Расходы у потребителей		
					подающая	обратная	подающая	обратная	подающая	обратная	на отоплен	на вентил	На ГВС
			м	м	мм	мм			мм	мм	т/час	т/час	т/час
1	Котельная	тк-0	8.0	100.0	309	309	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
2	Котельная	отопление	40.0	100.0	32	32	1.00	1.00	1.00	1.00	1.524	0.000	0.000
3	Котельная	ГВС	40.0	100.0	32	32	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	2.803
4	тк-0	тк-1	25.0	100.0	309	309	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
5	тк-1	р1	8.0	100.0	51	51	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
6	р1	Столярка	5.0	100.0	21	21	1.00	1.00	1.00	1.00	0.500	0.000	0.000
7	р1	Столовая	0.5	100.0	51	51	1.00	1.00	1.00	1.00	11.600	0.000	0.000
8	тк-0	тк-1.1	75.0	100.0	207	207	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
9	тк-1.1	тк-1.2	25.0	100.0	207	207	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
10	тк-1.2	кор_В	59.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	42.392	0.000	0.000
11	тк-1.1	N_кор_A2	48.0	100.0	51	51	1.00	1.00	1.00	1.00	15.964	0.000	0.000
12	Котельная	р2	5.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
13	р2	N_кор_A1	145.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	47.896	0.000	0.696
14	N_кор_A1	Спорткорп	5.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	9.344	0.000	0.000
15	тк-1	тк-2	51.0	100.0	309	309	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
16	тк-2	тк-20/1	21.0	100.0	207	207	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
17	тк-20/1	тк-20/2	71.0	100.0	207	207	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000

Продолжение таблицы И.2

N п/п	Начальный узел	Конечный узел	Длина участка	Геодезическая отметка	Диаметры		Коэффициент местных сопротивлений		Шероховатости		Расходы у потребителей		
					подающая	обратная	подающая	обратная	подающая	обратная	на отоплен	на вентил	На ГВС
18	ТК-20/2	ТК-20	26.0	100.0	207	207	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
19	ТК-20	модуль	4.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	7.264	0.000	0.000
20	ТК-20	дN5	45.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	14.040	0.000	2.460
21	ТК-20	дN29/2/2	20.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	9.036	0.000	0.389
22	ТК-20	N29/2/1	75.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	29.044	0.000	0.453
23	ТК-2	ТК-2/1	26.0	100.0	309	309	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
24	ТК-2/1	ТК-3	45.0	100.0	259	259	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
25	ТК-3	ТК-4	121.0	100.0	259	259	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
26	ТК-4	ТК-5	26.0	100.0	259	259	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
27	ТК-5	склад	3.0	100.0	32	32	1.00	1.00	1.00	1.00	0.500	0.000	0.000
28	ТК-5	ТК-6	173.0	100.0	207	207	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
29	ТК-6	ТК-9	34.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
30	ТК-9	N_кор_Б	5.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	31.524	0.000	0.607
31	ТК-6	ТК-10	97.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
32	ТК-10	N29	40.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	34.728	0.000	2.933
33	ТК-6	ТК-7	19.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
34	ТК-7	фн	7.0	100.0	51	51	1.00	1.00	1.00	1.00	0.500	0.000	0.000
35	ТК-7	ТК-8	67.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
36	ТК-8	N36	12.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	13.360	0.000	0.795
37	ТК-5	ТК-11	7.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
38	ТК-11	р3	47.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
39	р3	общN3	6.0	100.0	82	82	1.00	1.00	1.00	1.00	14.640	0.000	0.000
40	р3	общN4	4.0	100.0	82	82	1.00	1.00	1.00	1.00	10.552	0.000	2.623
41	ТК-11	ТК-12	98.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
42	ТК-12	ТК-13	47.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
43	ТК-13	общN1	30.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	10.440	0.000	0.570
44	ТК-13	ТК-14	22.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
45	ТК-14	дN58A	27.0	100.0	51	51	1.00	1.00	1.00	1.00	2.040	0.000	0.000
46	ТК-14	дN1	50.0	100.0	51	51	1.00	1.00	1.00	1.00	2.240	0.000	0.000
47	ТК-20/2	ТК-16	75.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
48	ТК-16	ТК-15	50.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
49	ТК-15	дN3	76.0	100.0	51	51	1.00	1.00	1.00	1.00	2.760	0.000	0.274

Продолжение таблицы И.2

N п/п	Начальный узел	Конечный узел	Длина участка	Геодезическая отметка	Диаметры		Коэффициент местных сопротивлений		Шероховатости		Расходы у потребителей		
					подающая	обратная	подающая	обратная	подающая	обратная	на отоплен	на вентил	На ГВС
50	тк-15	тк-12	83.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
51	тк-16	тк-17	92.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
52	тк-17	дN2	15.0	100.0	82	82	1.00	1.00	1.00	1.00	10.520	0.000	0.000
53	тк-17	р4	90.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
54	р4	д/сN89	5.0	100.0	51	51	1.00	1.00	1.00	1.00	2.720	0.000	0.097
55	р4	шкN35	104.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	13.120	0.000	0.057
56	тк-17	тк-17/1	89.0	100.0	150	150	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
57	тк-17/1	гараж	21.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	6.700	0.000	4.553
58	тк-17/1	тк-17/2	40.0	100.0	125	125	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
59	тк-17/2	тк-18	73.0	100.0	125	125	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
60	тк-18	ЭОП	17.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	12.760	0.000	0.000
61	тк-18	фшкN35	135.0	100.0	51	51	1.00	1.00	1.00	1.00	2.840	0.000	0.000
62	тк-18	тк-19	30.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	0.000	0.000	0.000
63	тк-19	Серафим1	8.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	12.840	0.000	0.000
64	тк-19	МагМебель	8.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	2.320	0.000	0.000
65	тк-19	МагДубрав	8.0	100.0	100	100	1.00	1.00	1.00	1.00	0.720	0.000	0.000

Таблица И.3 - Результаты гидравлического расчёта источника теплоснабжения

N п/п	Узел сети	Геодезич. отметка м	Абсолютные напоры в подающей м	Избыточные напоры		Расходы теплоносителя		из обратн. т/час
				в обратной м	в подающей м	в обратной м	в подающую т/час	
1	Котельная	100.00	160.00	135.00	60.00	35.00	395.74	-395.74

Таблица И.4 - Результаты гидравлического расчёта участков тепловой сети

N п/п		Начальный узел	Конечный узел	Длина участка, м	Геодезическая отметка конечного узла, м	Внутренний диаметр участка, мм	Расходы теплоносителя		Напоры в конечных узлах участка		Потери напора на участке		Располагаемый напор у абонента, м
							у потребителя, т/час	на участке, т/час	абсол. м	избыт. м	абсол. м	удельн. мм/м	
1	Прямая	Котельная	тк-0	8	100.0	309.0	0.00	333.48	159.86	59.86	0.14	17.8	
	Обратная					309.0	-0.00	-333.48	135.14	35.14	-0.14	-17.2	24.72
2	Прямая	Котельная	отопление	40	100.0	32.0	1.52	1.52	158.88	58.88	1.12	28.1	
	Обратная					32.0	-1.52	-1.52	136.08	36.08	-1.08	-27.1	22.79
3	Прямая	Котельная	ГВС	40	100.0	32.0	2.80	2.80	159.69	59.69	0.31	7.8	
	Обратная					32.0	-2.80	-2.80	135.30	35.30	-0.30	-7.5	24.39
4	Прямая	тк-0	тк-1	25	100.0	309.0	0.00	275.12	159.68	59.68	0.18	7.2	
	Обратная					309.0	-0.00	-275.12	135.31	35.31	-0.17	-7.0	24.37
5	Прямая	тк-1	р1	8	100.0	51.0	0.00	12.10	158.40	58.40	1.28	159.5	
	Обратная					51.0	-0.00	-12.10	136.54	36.54	-1.23	-154.0	21.86
6	Прямая	р1	Столярка	5	100.0	21.0	0.50	0.50	158.24	58.24	0.16	31.2	
	Обратная					21.0	-0.50	-0.50	136.69	36.69	-0.15	-30.1	21.55
7	Прямая	р1	Столовая	1	100.0	51.0	11.60	11.60	158.20	58.20	0.20	403.5	
	Обратная					51.0	-11.60	-11.60	136.74	36.74	-0.19	-389.6	21.46
8	Прямая	тк-0	тк-1.1	75	100.0	207.0	0.00	58.36	159.71	59.71	0.15	2.0	
	Обратная					207.0	-0.00	-58.36	135.28	35.28	-0.15	-2.0	24.42

Продолжение таблицы И.4

N п/п		Начальный узел	Конечный узел	Длина участка, м	Геодезическая отметка конечного узла, м	Внутренний диаметр участка, мм	Расходы теплоносителя		Напоры в конечных узлах участка		Потери напора на участке		Располагаемый напор у абонента, м
							у потребителя, т/час	на участке, т/час	абсол. м	избыт. м	абсол. м	удельн. мм/м	
9	Прямая	тк-1.1	тк-1.2	25	100.0	207.0	0.00	42.39	159.67	59.67	0.03	1.2	
	Обратная					207.0	-0.00	-42.39	135.31	35.31	-0.03	-1.2	24.36
10	Прямая	тк-1.2	кор_В	59	100.0	150.0	42.39	42.39	159.33	59.33	0.34	5.8	
	Обратная					150.0	-42.39	-42.39	135.65	35.65	-0.33	-5.6	23.69
11	Прямая	тк-1.1	N_кор_A2	48	100.0	51.0	15.96	15.96	157.48	57.48	2.22	46.3	
	Обратная					51.0	-15.96	-15.96	137.43	37.43	-2.15	-44.7	20.05
12	Прямая	Котельная	p2	5	100.0	150.0	0.00	57.94	159.90	59.90	0.10	19.2	
	Обратная					150.0	-0.00	-57.94	135.09	35.09	-0.09	-18.6	24.81
13	Прямая	p2	N_кор_A1	145	100.0	150.0	48.59	57.94	158.39	58.39	1.51	10.4	
	Обратная					150.0	-48.59	-57.94	136.55	36.55	-1.46	-10.1	21.84
14	Прямая	N_кор_A1	Спорткорп	5	100.0	150.0	9.34	9.34	158.39	58.39	0.00	0.5	
	Обратная					150.0	-9.34	-9.34	136.55	36.55	-0.00	-0.5	21.84
15	Прямая	тк-1	тк-2	51	100.0	309.0	0.00	263.02	159.39	59.39	0.28	5.5	
	Обратная					309.0	-0.00	-263.02	135.58	35.58	-0.27	-5.4	23.81
16	Прямая	тк-2	тк-20/1	21	100.0	207.0	0.00	116.91	159.19	59.19	0.21	9.9	
	Обратная					207.0	-0.00	-116.91	135.78	35.78	-0.20	-9.5	23.40
17	Прямая	тк-20/1	тк-20/2	71	100.0	207.0	0.00	116.91	158.61	58.61	0.58	8.2	
	Обратная					207.0	-0.00	-116.91	136.34	36.34	-0.56	-7.9	22.26
18	Прямая	тк-20/2	тк-20	26	100.0	207.0	0.00	62.69	158.54	58.54	0.07	2.7	
	Обратная					207.0	-0.00	-62.69	136.41	36.41	-0.07	-2.6	22.13
19	Прямая	тк-20	модуль	4	100.0	150.0	7.26	7.26	158.54	58.54	0.00	0.3	
	Обратная					150.0	-7.26	-7.26	136.41	36.41	-0.00	-0.3	22.12

Продолжение таблицы И.4

N п/п		Начальный узел	Конечный узел	Длина участка, м	Геодезическая отметка конечного узла, м	Внутренний диаметр участка, мм	Расходы теплоносителя		Напоры в конечных узлах участка		Потери напора на участке		Располагаемый напор у абонента, м
							у потребителя, т/час	на участке, т/час	абсол. м	избыт. м	абсол. м	удельн. мм/м	
20	Прямая	тк-20	дN5	45	100.0	100.0	16.50	16.50	158.20	58.20	0.34	7.5	
	Обратная					100.0	-16.50	-16.50	136.74	36.74	-0.33	-7.3	21.46
21	Прямая	тк-20	дN29/2/2	20	100.0	100.0	9.43	9.43	158.49	58.49	0.05	2.6	
	Обратная					100.0	-9.43	-9.43	136.46	36.46	-0.05	-2.5	22.02
22	Прямая	тк-20	N29/2/1	75	100.0	150.0	29.50	29.50	158.33	58.33	0.21	2.8	
	Обратная					150.0	-29.50	-29.50	136.61	36.61	-0.20	-2.7	21.72
23	Прямая	тк-2	тк-2/1	26	100.0	309.0	0.00	146.11	159.34	59.34	0.05	2.0	
	Обратная					309.0	-0.00	-146.11	135.64	35.64	-0.05	-1.9	23.71
24	Прямая	тк-2/1	тк-3	45	100.0	259.0	0.00	146.11	159.15	59.15	0.19	4.3	
	Обратная					259.0	-0.00	-146.11	135.82	35.82	-0.19	-4.1	23.33
25	Прямая	тк-3	тк-4	121	100.0	259.0	0.00	146.11	158.69	58.69	0.46	3.8	
	Обратная					259.0	-0.00	-146.11	136.27	36.27	-0.45	-3.7	22.42
26	Прямая	тк-4	тк-5	26	100.0	259.0	0.00	146.11	158.56	58.56	0.12	4.8	
	Обратная					259.0	-0.00	-146.11	136.39	36.39	-0.12	-4.6	22.18
27	Прямая	тк-5	склад	3	100.0	32.0	0.50	0.50	158.55	58.55	0.01	3.5	
	Обратная					32.0	-0.50	-0.50	136.40	36.40	-0.01	-3.4	22.16
28	Прямая	тк-5	тк-6	173	100.0	207.0	0.00	84.45	157.87	57.87	0.70	4.0	
	Обратная					207.0	-0.00	-84.45	137.06	37.06	-0.67	-3.9	20.80
29	Прямая	тк-6	тк-9	34	100.0	100.0	0.00	32.13	156.88	56.88	0.99	29.0	
	Обратная					100.0	-0.00	-32.13	138.01	38.01	-0.95	-28.0	18.87
30	Прямая	тк-9	N_кор_Б	5	100.0	100.0	32.13	32.13	156.67	56.67	0.21	41.1	
	Обратная					100.0	-32.13	-32.13	138.21	38.21	-0.20	-39.7	18.46

Продолжение таблицы И.4

N п/п		Начальный узел	Конечный узел	Длина участка, м	Геодезическая отметка конечного узла, м	Внутренний диаметр участка, мм	Расходы теплоносителя		Напоры в конечных узлах участка		Потери напора на участке		Располагаемый напор у абонента, м
							у потребителя, т/час	на участке, т/час	абсол. м	избыт. м	абсол. м	удельн. мм/м	
31	Прямая	тк-6	тк-10	97	100.0	150.0	0.00	37.66	157.43	57.43	0.43	4.5	
	Обратная					150.0	-0.00	-37.66	137.48	37.48	-0.42	-4.3	19.95
32	Прямая	тк-10	N29	40	100.0	150.0	37.66	37.66	157.24	57.24	0.19	4.7	
	Обратная					150.0	-37.66	-37.66	137.66	37.66	-0.18	-4.6	19.58
33	Прямая	тк-6	тк-7	19	100.0	100.0	0.00	14.66	157.74	57.74	0.12	6.4	
	Обратная					100.0	-0.00	-14.66	137.18	37.18	-0.12	-6.2	20.57
34	Прямая	тк-7	фн	7	100.0	51.0	0.50	0.50	157.74	57.74	0.00	0.3	
	Обратная					51.0	-0.50	-0.50	137.18	37.18	-0.00	-0.3	20.56
35	Прямая	тк-7	тк-8	67	100.0	100.0	0.00	14.16	157.38	57.38	0.36	5.4	
	Обратная					100.0	-0.00	-14.16	137.53	37.53	-0.35	-5.2	19.85
36	Прямая	тк-8	N36	12	100.0	100.0	14.16	14.16	157.30	57.30	0.08	6.4	
	Обратная					100.0	-14.16	-14.16	137.60	37.60	-0.07	-6.2	19.70
37	Прямая	тк-5	тк-11	7	100.0	150.0	0.00	61.17	158.43	58.43	0.13	18.5	
	Обратная					150.0	-0.00	-61.17	136.51	36.51	-0.13	-17.9	21.92
38	Прямая	тк-11	р3	47	100.0	100.0	0.00	27.82	157.43	57.43	1.00	21.3	
	Обратная					100.0	-0.00	-27.82	137.48	37.48	-0.97	-20.6	19.95
39	Прямая	р3	общN3	6	100.0	82.0	14.64	14.64	157.30	57.30	0.13	21.6	
	Обратная					82.0	-14.64	-14.64	137.60	37.60	-0.13	-20.8	19.70
40	Прямая	р3	общN4	4	100.0	82.0	13.18	13.18	157.35	57.35	0.08	19.7	
	Обратная					82.0	-13.18	-13.18	137.56	37.56	-0.08	-19.0	19.80
41	Прямая	тк-11	тк-12	98	100.0	150.0	0.00	33.35	158.09	58.09	0.34	3.5	
	Обратная					150.0	-0.00	-33.35	136.84	36.84	-0.33	-3.4	21.25

Продолжение таблицы И.4

N п/п		Начальный узел	Конечный узел	Длина участка, м	Геодезическая отметка конечного узла, м	Внутренний диаметр участка, мм	Расходы теплоносителя		Напоры в конечных узлах участка		Потери напора на участке		Располагаемый напор у абонента, м
							у потребителя, т/час	на участке, т/час	абсол. м	избыт. м	абсол. м	удельн. мм/м	
42	Прямая	тк-12	тк-13	47	100.0	100.0	0.00	15.29	157.72	57.72	0.30	6.4	
	Обратная					100.0	-0.00	-15.29	137.20	37.20	-0.29	-6.2	20.53
43	Прямая	тк-13	общN1	30	100.0	100.0	11.01	11.01	157.62	57.62	0.10	3.4	
	Обратная					100.0	-11.01	-11.01	137.30	37.30	-0.10	-3.3	20.33
44	Прямая	тк-13	тк-14	22	100.0	100.0	0.00	4.28	157.71	57.71	0.01	0.5	
	Обратная					100.0	-0.00	-4.28	137.21	37.21	-0.01	-0.5	20.51
45	Прямая	тк-14	дN58A	27	100.0	51.0	2.04	2.04	157.60	57.60	0.11	4.2	
	Обратная					51.0	-2.04	-2.04	137.32	37.32	-0.11	-4.0	20.28
46	Прямая	тк-14	дN1	50	100.0	51.0	2.24	2.24	157.47	57.47	0.25	4.9	
	Обратная					51.0	-2.24	-2.24	137.45	37.45	-0.24	-4.8	20.02
47	Прямая	тк-20/2	тк-16	75	100.0	150.0	0.00	54.22	157.90	57.90	0.70	9.4	
	Обратная					150.0	-0.00	-54.22	137.02	37.02	-0.68	-9.1	20.88
48	Прямая	тк-16	тк-15	50	100.0	150.0	0.00	-15.03	157.94	57.94	-0.04	-0.7	
	Обратная					150.0	-0.00	15.03	136.99	36.99	0.04	0.7	20.95
49	Прямая	тк-15	дN3	76	100.0	51.0	3.03	3.03	157.26	57.26	0.68	9.0	
	Обратная					51.0	-3.03	-3.03	137.65	37.65	-0.66	-8.7	19.61
50	Прямая	тк-15	тк-12	83	100.0	150.0	0.00	-18.06	158.03	58.03	-0.09	-1.0	
	Обратная					150.0	-0.00	18.06	136.90	36.90	0.08	1.0	21.12
51	Прямая	тк-16	тк-17	92	100.0	150.0	0.00	69.25	156.51	56.51	1.39	15.1	
	Обратная					150.0	-0.00	-69.25	138.37	38.37	-1.34	-14.6	18.15
52	Прямая	тк-17	дN2	15	100.0	82.0	10.52	10.52	156.37	56.37	0.14	9.5	
	Обратная					82.0	-10.52	-10.52	138.50	38.50	-0.14	-9.1	17.87

Продолжение таблицы И.4

N п/п		Начальный узел	Конечный узел	Длина участка, м	Геодезическая отметка конечного узла, м	Внутренний диаметр участка, мм	Расходы теплоносителя		Напоры в конечных узлах участка		Потери напора на участке		Располагаемый напор у абонента, м
							у потребителя, т/час	на участке, т/час	абсол. м	избыт. м	абсол. м	удельн. мм/м	
53	Прямая	тк-17	р4	90	100.0	100.0	0.00	15.99	155.89	55.89	0.62	6.9	
	Обратная					100.0	-0.00	-15.99	138.96	38.96	-0.60	-6.6	16.93
54	Прямая	р4	д/сN89	5	100.0	51.0	2.82	2.82	155.85	55.85	0.05	9.3	
	Обратная					51.0	-2.82	-2.82	139.01	39.01	-0.04	-8.9	16.84
55	Прямая	р4	шкN35	104	100.0	100.0	13.18	13.18	155.41	55.41	0.48	4.6	
	Обратная					100.0	-13.18	-13.18	139.43	39.43	-0.47	-4.5	15.98
56	Прямая	тк-17	тк-17/1	89	100.0	150.0	0.00	42.73	156.00	56.00	0.51	5.8	
	Обратная					150.0	-0.00	-42.73	138.86	38.86	-0.50	-5.6	17.14
57	Прямая	тк-17/1	гараж	21	100.0	100.0	11.25	11.25	155.92	55.92	0.08	3.7	
	Обратная					100.0	-11.25	-11.25	138.94	38.94	-0.08	-3.6	16.98
58	Прямая	тк-17/1	тк-17/2	40	100.0	125.0	0.00	31.48	155.66	55.66	0.34	8.6	
	Обратная					125.0	-0.00	-31.48	139.19	39.19	-0.33	-8.3	16.46
59	Прямая	тк-17/2	тк-18	73	100.0	125.0	0.00	31.48	155.05	55.05	0.60	8.2	
	Обратная					125.0	-0.00	-31.48	139.78	39.78	-0.58	-8.0	15.28
60	Прямая	тк-18	ЭОП	17	100.0	100.0	12.76	12.76	154.97	54.97	0.08	4.9	
	Обратная					100.0	-12.76	-12.76	139.86	39.86	-0.08	-4.7	15.12
61	Прямая	тк-18	фшкN35	135	100.0	51.0	2.84	2.84	154.00	54.00	1.06	7.8	
	Обратная					51.0	-2.84	-2.84	140.79	40.79	-1.02	-7.6	13.20
62	Прямая	тк-18	тк-19	30	100.0	100.0	0.00	15.88	154.84	54.84	0.21	7.2	
	Обратная					100.0	-0.00	-15.88	139.98	39.98	-0.21	-6.9	14.86
63	Прямая	тк-19	Серафим1	8	100.0	100.0	12.84	12.84	154.79	54.79	0.05	5.7	
	Обратная					100.0	-12.84	-12.84	140.03	40.03	-0.04	-5.5	14.77

Продолжение таблицы И.4

N п/п		Начальный узел	Конечный узел	Длина участка, м	Геодезическая отметка конечного узла, м	Внутренний диаметр участка, мм	Расходы теплоносителя		Напоры в конечных узлах участка		Потери напора на участке		Располагаемый напор у абонента, м
							у потребителя, т/час	на участке, т/час	абсол. м	избыт. м	абсол. м	удельн. мм/м	
64	Прямая	тк-19	МагМебель	8	100.0	100.0	2.32	2.32	154.84	54.84	0.00	0.2	
	Обратная					100.0	-2.32	-2.32	139.98	39.98	-0.00	-0.2	14.85
65	Прямая	тк-19	МагДубрав	8	100.0	100.0	0.72	0.72	154.03	54.03	0.00	0.0	
	Обратная					100.0	-0.72	-0.72	140.78	40.78	-0.00	-0.0	13.24

Таблица И.5 - Исходные данные для теплового расчёта

N п/п	Начальный узел	Конечный узел	Наружные диаметры		Толщина изоляции		Доля местных потерь тепла		Тип прокладки	Глубина прокладки, м
			подающей, мм	обратной, мм	подающей, мм	обратной, мм	подающей	обратной		
1	Котельная	тк-0	309.0	309.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
2	Котельная	топление	32.0	32.0	40.0	40.0	0.300	0.300	воздушная	
3	Котельная	ГВС	51.0	51.0	40.0	40.0	0.300	0.300	воздушная	

Продолжение таблицы И.5

N п/п	Начальный узел	Конечный узел	Наружные диаметры		Толщина изоляции		Доля местных потерь тепла		Тип прокладки	Глубина прокладки, м
			подающей, мм	обратной, мм	подающей, мм	обратной, мм	подающей	обратной		
4	тк-0	тк-1	309.0	309.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
5	тк-1	р1	51.0	51.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
6	р1	Столярка	21.0	21.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
7	р1	Столовая	51.0	51.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
8	тк-0	тк-1.1	207.0	207.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
9	тк-1.1	тк-1.2	207.0	207.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
10	тк-1.2	кор_В	150.0	150.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
11	тк-1.1	N_кор_A2	70.0	70.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
12	Котельная	р2	150.0	150.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
13	р2	N_кор_A1	150.0	150.0	40.0	40.0	0.300	0.300	воздушная	
14	N_кор_A1	Спорткорп	150.0	150.0	40.0	40.0	0.300	0.300	воздушная	
15	тк-1	тк-2	309.0	309.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
16	тк-2	тк-20/1	207.0	207.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
17	тк-20/1	тк-20/2	207.0	207.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
18	тк-20/2	тк-20	207.0	207.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
19	тк-20	модуль	150.0	150.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
20	тк-20	дN5	100.0	100.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
21	тк-20	дN29/2/2	100.0	100.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
22	тк-20	N29/2/1	150.0	150.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
23	тк-2	тк-2/1	309.0	309.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
24	тк-2/1	тк-3	259.0	259.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
25	тк-3	тк-4	259.0	259.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
26	тк-4	тк-5	259.0	259.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
27	тк-5	склад	32.0	32.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50

Продолжение таблицы И.5

N п/п	Начальный узел	Конечный узел	Наружные диаметры		Толщина изоляции		Доля местных потерь тепла		Тип прокладки	Глубина прокладки, м
			подающей, мм	обратной, мм	подающей, мм	обратной, мм	подающей	обратной		
28	тк-5	тк-6	207.0	207.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
29	тк-6	тк-9	100.0	100.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
30	тк-9	N_кор_Б	100.0	100.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
31	тк-6	тк-10	150.0	150.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
32	тк-10	N29	150.0	150.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
33	тк-6	тк-7	100.0	100.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
34	тк-7	фн	51.0	51.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
35	тк-7	тк-8	100.0	100.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
36	тк-8	N36	100.0	100.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
37	тк-5	тк-11	150.0	150.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
38	тк-11	р3	100.0	100.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
39	р3	общN3	82.0	82.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
40	р3	общN4	82.0	82.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
41	тк-11	тк-12	150.0	150.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
42	тк-12	тк-13	100.0	100.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
43	тк-13	общN1	100.0	100.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
44	тк-13	тк-14	100.0	100.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
45	тк-14	дN58A	51.0	51.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
46	тк-14	дN1	51.0	51.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
47	тк-20/2	тк-16	150.0	150.0	40.0	40.0	0.300	0.300	воздушная	
48	тк-16	тк-15	150.0	150.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
49	тк-15	дN3	51.0	51.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
50	тк-15	тк-12	150.0	150.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
51	тк-16	тк-17	150.0	150.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50

Продолжение таблицы И.5

N п/п	Начальный узел	Конечный узел	Наружные диаметры		Толщина изоляции		Доля местных потерь тепла		Тип прокладки	Глубина прокладки, м
			подающей, мм	обратной, мм	подающей, мм	обратной, мм	подающей	обратной		
52	тк-17	дN2	82.0	82.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
53	тк-17	p4	100.0	100.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
54	p4	д/сN89	51.0	51.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
55	p4	шкN35	100.0	100.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
56	тк-17	тк-17/1	150.0	150.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
57	тк-17/1	гараж	100.0	100.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
58	тк-17/1	тк-17/2	125.0	125.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
59	тк-17/2	тк-18	125.0	125.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
60	тк-18	ЭОП	100.0	100.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
61	тк-18	фшкN35	51.0	51.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
62	тк-18	тк-19	100.0	100.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
63	тк-19	Серафим1	100.0	100.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
64	тк-19	МагМебель	100.0	100.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50
65	тк-19	МагДубрав	100.0	100.0	40.0	40.0	0.300	0.300	канальная	1.50

Таблица И.6 - Результаты теплового расчёта участков тепловой сети

N п/п	Начальный узел	Конечный узел	Длина участка м	Наружные диаметры		Расходы т/носителя		Температура в начальных узлах		Температура в конечных узлах		Потери тепла на участке, ккал/час
				подающая мм	обратная мм	в подающей т/час	в обратной т/час	в подающей	в обратной	в подающей	в обратной	
								град. Ц.	град. Ц.	град. Ц.	град. Ц.	
1	Котельная	тк-0	8	325.0	325.0	333.48	-333.48	95.00	67.72	95.00	67.66	1857
2	Котельная	отопление	40	32.0	32.0	1.52	-1.52	95.00	66.98	93.67	68.00	3580
3	Котельная	ГВС	40	57.0	57.0	2.80	-2.80	95.00	67.32	94.11	68.00	4393
4	тк-0	тк-1	25	325.0	325.0	275.12	-275.12	95.00	67.63	94.98	67.60	5801

Продолжение таблицы И.6

N п/п	Начальный узел	Конечный узел	Длина участка м	Наружные диаметры		Расходы т/носителя		Температура в начальных узлах		Температура в конечных узлах		Потери тепла на участке, ккал/час
				подающая мм	обратная мм	в подающей т/час	в обратной т/час	в подающей	в обратной	в подающей	в обратной	
								град. Ц.	град. Ц.	град. Ц.	град. Ц.	
5	тк-1	p1	8	57.0	57.0	12.10	-12.10	94.98	67.97	94.95	67.99	649
6	p1	Столярка	5	32.0	32.0	0.50	-0.50	94.95	67.76	94.58	68.00	305
7	p1	Столовая	1	57.0	57.0	11.60	-11.60	94.95	68.00	94.95	68.00	41
8	тк-0	тк-1.1	75	219.0	219.0	58.36	-58.36	95.00	67.81	94.85	67.89	13145
9	тк-1.1	тк-1.2	25	219.0	219.0	42.39	-42.39	94.85	67.89	94.79	67.92	4378
10	тк-1.2	кор_В	59	159.0	159.0	42.39	-42.39	94.79	67.92	94.66	68.00	8685
11	тк-1.1	N_кор_A2	48	76.0	76.0	15.96	-15.96	94.85	67.89	94.68	68.00	4522
12	Котельная	p2	5	159.0	159.0	57.94	-57.94	95.00	67.79	94.99	67.79	736
13	p2	N_кор_A1	145	159.0	159.0	57.94	-57.94	94.99	67.79	94.72	68.00	27916
14	N_кор_A1	Спорткорп	5	159.0	159.0	9.34	-9.34	94.72	68.00	94.72	68.00	0
15	тк-1	тк-2	51	325.0	325.0	263.02	-263.02	94.98	67.58	94.95	67.57	11830
16	тк-2	тк-20/1	21	219.0	219.0	116.91	-116.91	94.95	67.46	94.93	67.47	3670
17	тк-20/1	тк-20/2	71	219.0	219.0	116.91	-116.91	94.93	67.47	94.87	67.51	12409
18	тк-20/2	тк-20	26	219.0	219.0	62.69	-62.69	94.87	67.86	94.82	67.89	4553
19	тк-20	модуль	4	159.0	159.0	7.26	-7.26	94.82	67.97	94.77	68.00	589
20	тк-20	дN5	45	108.0	108.0	16.50	-16.50	94.82	67.88	94.63	68.00	5119
21	тк-20	дN29/2/2	20	108.0	108.0	9.43	-9.43	94.82	67.91	94.67	68.00	2278
22	тк-20	N29/2/1	75	159.0	159.0	29.50	-29.50	94.82	67.86	94.59	68.00	11023
23	тк-2	тк-2/1	26	325.0	325.0	146.11	-146.11	94.95	67.66	94.93	67.67	6033
24	тк-2/1	тк-3	45	273.0	273.0	146.11	-146.11	94.93	67.67	94.89	67.70	9499
25	тк-3	тк-4	121	273.0	273.0	146.11	-146.11	94.89	67.70	94.77	67.76	25544
26	тк-4	тк-5	26	273.0	273.0	146.11	-146.11	94.77	67.76	94.75	67.77	5485
27	тк-5	склад	3	32.0	32.0	0.50	-0.50	94.75	67.85	94.53	68.00	183
28	тк-5	тк-6	173	219.0	219.0	84.45	-84.45	94.75	67.71	94.52	67.84	30236

Продолжение таблицы И.6

N п/п	Начальный узел	Конечный узел	Длина участка м	Наружные диаметры		Расходы т/носителя		Температура в начальных узлах		Температура в конечных узлах		Потери тепла на участке, ккал/час
				подающая мм	обратная мм	в подающей т/час	в обратной т/час	в подающей	в обратной	в подающей	в обратной	
								град. Ц.	град. Ц.	град. Ц.	град. Ц.	
29	тк-6	тк-9	34	108.0	108.0	32.13	-32.13	94.52	67.95	94.45	67.99	3865
30	тк-9	N_кор_Б	5	108.0	108.0	32.13	-32.13	94.45	67.99	94.44	68.00	568
31	тк-6	тк-10	97	159.0	159.0	37.66	-37.66	94.52	67.80	94.29	67.94	14223
32	тк-10	N29	40	159.0	159.0	37.66	-37.66	94.29	67.94	94.19	68.00	5868
33	тк-6	тк-7	19	108.0	108.0	14.66	-14.66	94.52	67.70	94.43	67.75	2157
34	тк-7	фн	7	57.0	57.0	0.50	-0.50	94.43	67.56	93.75	68.00	563
35	тк-7	тк-8	67	108.0	108.0	14.16	-14.16	94.43	67.76	94.10	67.96	7592
36	тк-8	N36	12	108.0	108.0	14.16	-14.16	94.10	67.96	94.04	68.00	1360
37	тк-5	тк-11	7	159.0	159.0	61.17	-61.17	94.75	67.87	94.74	67.87	1029
38	тк-11	р3	47	108.0	108.0	27.82	-27.82	94.74	67.91	94.62	67.99	5350
39	р3	общN3	6	89.0	89.0	14.64	-14.64	94.62	67.98	94.59	68.00	615
40	р3	общN4	4	89.0	89.0	13.18	-13.18	94.62	67.99	94.60	68.00	410
41	тк-11	тк-12	98	159.0	159.0	33.35	-33.35	94.74	67.84	94.47	68.00	14392
42	тк-12	тк-13	47	108.0	108.0	15.29	-15.29	93.32	67.56	93.11	67.69	5282
43	тк-13	общN1	30	108.0	108.0	11.01	-11.01	93.11	67.88	92.92	68.00	3374
44	тк-13	тк-14	22	108.0	108.0	4.28	-4.28	93.11	67.21	92.75	67.43	2462
45	тк-14	дN58A	27	57.0	57.0	2.04	-2.04	92.75	67.58	92.12	68.00	2150
46	тк-14	дN1	50	57.0	57.0	2.24	-2.24	92.75	67.29	91.69	68.00	3969
47	тк-20/2	тк-16	75	159.0	159.0	54.22	-54.22	94.87	67.10	94.71	67.21	14381
48	тк-16	тк-15	50	159.0	159.0	-15.03	15.03	94.71	68.65	95.02	68.47	7395
49	тк-15	дN3	76	57.0	57.0	3.03	-3.03	95.02	67.21	93.79	68.00	6129
50	тк-15	тк-12	83	159.0	159.0	-18.06	18.06	95.02	68.25	95.45	68.00	12275
51	тк-16	тк-17	92	159.0	159.0	69.25	-69.25	94.71	67.52	94.59	67.60	13501
52	тк-17	дN2	15	89.0	89.0	10.52	-10.52	94.59	67.94	94.50	68.00	1537

Продолжение таблицы И.6

N п/п	Начальный узел	Конечный узел	Длина участка м	Наружные диаметры		Расходы т/носителя		Температура в начальных узлах		Температура в конечных узлах		Потери тепла на участке, ккал/час
				подающая мм	обратная мм	в подающей т/час	в обратной т/час	в подающей	в обратной	в подающей	в обратной	
								град. Ц.	град. Ц.	град. Ц.	град. Ц.	
53	тк-17	р4	90	108.0	108.0	15.99	-15.99	94.59	67.47	94.20	67.71	10189
54	р4	д/сN89	5	57.0	57.0	2.82	-2.82	94.20	67.94	94.11	68.00	404
55	р4	шкN35	104	108.0	108.0	13.18	-13.18	94.20	67.66	93.65	68.00	11751
56	тк-17	тк-17/1	89	159.0	159.0	42.73	-42.73	94.59	67.56	94.40	67.67	13039
57	тк-17/1	гараж	21	108.0	108.0	11.25	-11.25	94.40	67.92	94.27	68.00	2385
58	тк-17/1	тк-17/2	40	133.0	133.0	31.48	-31.48	94.40	67.59	94.30	67.65	5303
59	тк-17/2	тк-18	73	133.0	133.0	31.48	-31.48	94.30	67.65	94.11	67.77	9665
60	тк-18	ЭОП	17	108.0	108.0	12.76	-12.76	94.11	67.94	94.01	68.00	1927
61	тк-18	фшкN35	135	57.0	57.0	2.84	-2.84	94.11	66.50	91.82	68.00	10757
62	тк-18	тк-19	30	108.0	108.0	15.88	-15.88	94.11	67.85	93.98	67.93	3400
63	тк-19	Серафим1	8	108.0	108.0	12.84	-12.84	93.98	67.97	93.93	68.00	906
64	тк-19	МагМебель	8	108.0	108.0	2.32	-2.32	93.98	67.85	93.73	68.00	905
65	тк-19	МагДубрав	8	108.0	108.0	0.72	-0.72	93.98	67.52	93.20	68.00	901