

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

Политехнический институт

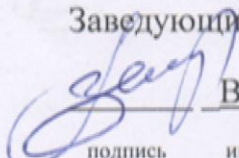
институт

Теплотехники и гидрогазодинамики

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


В.А.Кулагин

подпись

инициалы, фамилия

"20" 06 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА


140100.62.03 - Промышленная теплоэнергетика

код и наименование направления

Реконструкция центрального теплового пункта

тема

Руководитель


подпись, дата

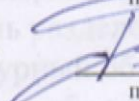
д.т.н., профессор

должность, ученая степень

А.П. Скуратов

инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

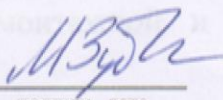
А.М. Огарков

инициалы, фамилия

Консультанты:

экономика

наименование раздела



подпись, дата

20.06.2016г.

М.В. Зубова

инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата

20.06.16

А.П. Скуратов

инициалы, фамилия

Красноярск 2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме "Реконструкция центрального теплового пункта содержит (59) страницы текстового документа, (2) приложений, (9) использованных источников, презентации графического материала.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, ТЕПЛОВАЯ НАГРУЗКА, ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ, ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ТЕПЛОВОЙ ПУНКТ, ПЛАСТИНЧАТЫЙ ТЕПЛООБМЕННИК, ТРУБОПРОВОДЫ.

Объект реконструкции – центральный тепловой пункт жилого района города Красноярска, Октябрьского района.

Цель реконструкции:

В связи с непрерывным ростом цен на тепло и горячую воду и в соответствии с Федеральным законом РФ от 23.11.09 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» возникла необходимость в реконструкции центрального теплового пункта с применением закрытой схемы горячего водоснабжения. В данном дипломном проекте рассмотрены вопросы, связанные с проектированием ЦТП.

ЦТП предназначено для присоединения систем отопления, горячего водоснабжения и технологических теплоиспользующих установок здания. Общая нагрузка на ИТП составляет 4,578 Гкал/ч (5.324 мВт). Для покрытия требуемых тепловых нагрузок разработана и рассчитана тепловая схема ЦТП, выбрано основное и вспомогательное оборудование.

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования

«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

Кафедра Теплотехники и Гидрогазодинамики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедры

В.А. Кулагин/

2016 г.

ЗАДАНИЕ

НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ В ФОРМЕ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студенту Огаркову Александру Михайловичу

Группа ФЭ 12-02 Специальность 140100.62.03

«Промышленная теплоэнергетика»

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция центрального теплового пункта

2. Утверждена приказом по университету № _____ от _____

3. Руководитель ВКР д.т.н., профессор. А.П. Скуратов
(инициалы, фамилия, должность и место работы)

4. Исходные данные для ВКР: Технические условия для подключения (проектирования) выданные Сибирской Генерирующей Компанией (СГК)
перечень материалов, собранных в период преддипломной практики

5. Перечень разделов ВКР, рассматриваемых в работе:

- Литературный обзор по тематике проектирования тепловых пунктов;
- Расчёт и подбор основного оборудования теплового пункта;
- Графическое изображение монтажной и принципиальной схемы в AutoCAD.

Руководитель выпускной
квалификационной работы


подпись

профессор, д.т.н. А.П. Скуратов
инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению


подпись

А.М.Огарков
инициалы, фамилия студента
«20» 06 2016 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1 Литературный обзор.....	4
1.1 Энергосбережение в теплоснабжении.....	4
1.1.1 Индивидуальные тепловые пункты.....	6
1.1.2 Центральный тепловой пункт.....	6
1.1.3 Контрольно распределительный пункт.....	8
1.4 Преимущества ЦТП.....	11
1.5 Оборудование ЦТП.....	11
1.5.1 Теплообменники Alfa Laval.....	11
1.5.2 Насосное оборудование.....	14
1.5.2.1 Стандартные насосы.....	14
1.5.2.2 Насосы двухстороннего входа.....	16
1.5.2.3 Насосы с мокрым ротором.....	16
1.5.2.4 Полупогружные насосы.....	17
1.6 Наиболее распространенные схемы тепловых пунктов.....	19
2 Проектная часть.....	19
2.1 Расчёт нагрузки, расходов и параметров теплоносителя для существующего ЦТП.....	21
2.2 Обзор оборудования для существующего ЦТП.....	23
2.2 Подбор оборудования для реконструированного ЦТП.....	27
2.3 Гидравлический расчёт.....	31
2.5 Схема реконструкции ЦТП с закрытым контуром горячего водоснабжения.....	36
3 Экономическое обоснование проекта.....	38
3.1 Расчет капитальных затрат.....	38
3.2 Расчет эксплуатационных затрат.....	41
3.3 Расчет экономической эффективности.....	42
3.4 Обоснование Эффективности реконструкции теплового пункта.....	49
4 Заключение.....	50
5 Список использованных источников.....	51
Приложение А Напорно-расходные характеристики насосов.....	52
Приложение Б Наиболее распространенные схемы тепловых пунктов (ТП).....	55

ВВЕДЕНИЕ

Целью дипломного проекта является проектирование ИТП для обеспечения теплоснабжения нагрузок отопления и горячего водоснабжения здания.

Для этого необходимо:

1. Осуществить расчет принципиальной тепловой схемы и выбор оборудования.

2. Предусмотреть автоматизацию оборудования ИТП в объеме требований СП 41-101-95.

3. Предусмотреть установку автоматизированной системы регулирования параметров теплоносителя в системах ГВС.

Границами проектирования ЦТП являются: по сетевой воде - от вводной арматуры в пределах помещения ЦТП включительно, по контурам отопления, вентиляции, холодной воде, ГВС до арматуры к соответствующим присоединениям в пределах помещения ЦТП включительно, подключение электрооборудования - от вводного шкафа в помещении ЦТП.

1 Литературный обзор

1.1 Энергосбережение в теплоснабжении

В соответствии с изменениями и дополнениями, внесенными в федеральный закон № 190-ФЗ от 27 июля 2010 г. «О теплоснабжении» (внесены федеральным законом № 417-ФЗ от 7 декабря 2011 г.), с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

В большей части городов РФ на сегодняшний день горячее водоснабжение потребителей производится по открытой схеме.

Существование такой схемы имеет следующие недостатки:

- повышенные расходы тепла на отопление и ГВС;
- высокие удельные расходы топлива и электроэнергии на производство тепла;
- повышенные затраты на эксплуатацию котельных и тепловых сетей;
- не обеспечивается качественное теплоснабжение потребителей из-за больших потерь тепла и количества повреждений на тепловых сетях;
- повышенные затраты на химическую водоподготовку.

Один из способов решения данной проблемы является перевод систем распределения тепловой энергии с использованием закрытых схем в соответствии с СП 41-101-95.

При закрытой схеме теплоснабжения приготовление горячей воды происходит в тепловых пунктах, в которые поступает очищенная холодная вода и теплоноситель. В теплообменнике холодная вода, проходя вдоль трубок теплоносителя, нагревается. Таким образом, не происходит подмешивания холодной воды в теплоноситель и горячая вода в такой системе представляет собой подогретую холодную воду, идущую к потребителю.

Переход на закрытую схему присоединения систем ГВС позволит обеспечить:

- снижение внутренней коррозии трубопроводов (для северных районов страны) и отложения солей (для районов, расположенных южнее);
- снижение темпов износа оборудования тепловых станций и котельных;
- кардинальное улучшение качества теплоснабжения потребителей, исчезновение «перетоков» во время положительных температур наружного воздуха в отопительный период;
- снижение объемов работ по химводоподготовке подпиточной воды и, соответственно, затрат;
- снижение аварийности систем теплоснабжения. - роста цен на энергоресурсы; - роста благосостояния населения; - введением новых экологических требований; - других факторов.

В конечном результате, после отказа от открытой по ГВС схемы теплоснабжения и перехода на закрытую схему появится возможность использовать сэкономленную тепловую мощность станций и котельных для теплоснабжения вновь подключаемых потребителей.

Максимальная эффективность от внедрения данного мероприятия будет наблюдаться в городах с интенсивной застройкой. Строительство новых микрорайонов вкупе с организацией их теплоснабжения по закрытой схеме наиболее целесообразно в рамках соответствующих городских программ.

В настоящее время большая часть систем теплоснабжения в столице (ОАО «Московская объединенная энергетическая компания» и ОАО «Московская теплосетевая компания») работает именно по закрытой схеме.

Иная ситуация в регионах. Там с советских времен проводилась политика ограничения финансовых средств на строительство и обслуживание объектов жилищно-коммунальной сферы. Побочными факторами этой политики стали создание крупных централизованных систем теплоснабжения и введение во многих городах открытой схемы.

При горячем водоснабжении микрорайонов, выполняемом по открытой схеме, потребителям из системы отопления зачастую подается вода, обладающая неудовлетворительными органолептическими и бактериологическими показателями. В рамках реализации рассматриваемого мероприятия поступающая по закрытой схеме горячая вода будет иметь качество питьевой и соответствовать санитарным правилам и нормам.

Внедрение закрытых схем ГВС является энергосберегающим мероприятием. В результате реализации данного мероприятия снижается не только потребление энергоресурсов (электроэнергия, тепловая энергия и вода), но и происходит снижение выбросов в атмосферу и повышается надежность системы теплоснабжения.

1.1.1 Индивидуальные тепловые пункты

Индивидуальные тепловые пункты (ИТП) - это комплекс устройств, расположенный в обособленном помещении, предназначенный для распределения тепла, поступающего из тепловой сети к системе отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилищных и производственных помещений в соответствии с установленными для них видом и параметрами теплоносителя.

ИТП помогают не только распределять тепло в наши квартиры, но и учитывать затраты на потребление тепла и обеспечивать экономию энергоресурсов. Они поддерживают комфортные условия в здании при экономном расходовании энергоресурсов благодаря автоматическому регулированию отпуска теплоты на отопление и другие системы в соответствии с заданным расписанием и учётом температуры воздуха снаружи.

Индивидуальный тепловой пункт включают в себя:

- систему горячего водоснабжения (ГВС), предназначенную для обеспечения дома горячей водой;
- систему холодного водоснабжения, обеспечивающую необходимое давление в системе водоснабжения жилых помещений;
- систему отопления, которая поддерживает в помещениях заданную температуру воздуха;
- систему вентиляции, которая обеспечивает подогрев воздуха, поступающего в вентиляционные системы зданий.

Индивидуальный тепловой пункт обеспечивает:

- автоматическое регулирование потребления тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха;
- автоматическое поддержание расчётной температуры воды в системе ГВС;
- контроль температуры обратной сетевой воды.

1.1.2 Центральный тепловой пункт

Центральный тепловой пункт (в последующем ЦТП) является одним из элементов тепловой сети, расположенной в поселениях городского типа. Он выступает в роли связывающего звена между магистральной сетью и распределительными тепловыми сетями, которые идут непосредственно к потребителям тепловой энергии (в жилые дома, детсады, больницы и т.д.).

Обычно центральные тепловые пункты размещаются в отдельно стоящих сооружениях и обслуживают несколько потребителей. Это так называемые

квартирные ЦТП. Но иногда такие пункты располагаются в техническом (чердачном) или подвальном помещении здания и предназначаются для обслуживания только этого здания. Такие тепловые пункты называются индивидуальными (ИТП).

Основные задачи тепловых пунктов – распределение теплоносителя и защита теплосетей от гидравлических ударов и утечек. Также в ТП контролируется и регулируется температура и давление теплоносителя. Температура воды, поступающая в отопительные приборы, подлежит регулировке относительно температуры наружного воздуха. То есть чем холоднее на улице, тем выше температура, подаваемая в распределительные тепловые сети.

Центральные тепловые пункты могут работать по зависимой схеме, когда теплоноситель с магистральной сети поступает непосредственно к потребителям. В этом случае ЦТП выступает в роли распределительного узла – теплоноситель делится для системы горячего водоснабжения (ГВС) и системы отопления. Вот только качество горячей воды, льющейся из наших кранов при зависимой схеме подключения, часто вызывает нарекания потребителей.

При независимом режиме работы, здание ЦТП оборудуется специальными подогревателями – бойлерами. В этом случае перегретая вода (с магистрального трубопровода) нагревает воду, проходящую по второму контуру, которая в дальнейшем и идет к потребителям.

Зависимая схема является экономически выгодной для ТЭЦ. Она не требует постоянного присутствия персонала в здании ЦТП. При такой схеме монтируются автоматические системы, которые позволяют дистанционно управлять оборудованием центральных тепловых пунктов и регулировать основные параметры теплоносителя (температуру, давление).

Неотъемлемой частью капитального строительства или реконструкции центрального теплового пункта является его проектирование. Под ним понимаются комплексные поэтапные действия, направленные на расчет и создание точной схемы теплового пункта, получение необходимых согласований у снабжающей организации. Также проектирование ЦТП включает в себя рассмотрение всех вопросов, непосредственно связанных с конфигурацией, функционированием и обслуживанием оборудования для теплового пункта.

На начальном этапе проектирования ЦТП производится сбор необходимых сведений, которые в последующем необходимы для проведения расчетов параметров оборудования. Для этого сначала устанавливается общая длина коммуникаций трубопроводов. Эта информация для проектировщика представляет особую ценность. Кроме того, в сбор сведений входит

информация о температурном режиме здания. Эти сведения в последующем необходимы для правильной настройки оборудования.

При проектировании ЦТП необходимо указывать меры безопасности эксплуатации оборудования. Для этого нужна информация о структуре всего здания – расположение помещений, их площадь и прочие необходимые сведения.

Согласование в соответствующих органах.

Все документы, которые включает в себя проектирование ЦТП, обязательно должны быть согласованы с муниципальными эксплуатационными органами. Для быстрого получения положительного результата важно грамотно составить всю проектную документацию. Поскольку реализация проекта и сооружение центрального теплового пункта производится только после того, как процедура согласования будет окончена. В противном случае требуется доработка проекта.

Документация по проектированию ЦТП кроме непосредственно самого проекта должна содержать пояснительную записку. Она содержит необходимые сведения и ценные указания для монтажников, которые будут осуществлять установку центрального теплового пункта. В пояснительной записке указывается порядок выполнения работ, их последовательность и необходимые инструменты для монтажа.

Составление пояснительной записки – заключительный этап. Этим документом заканчивается проектирование ЦТП. Монтажники в своей работе обязательно должны следовать указаниям, изложенным в пояснительной записке.

При тщательном подходе к разработке проекта ЦТП и правильном расчете необходимых параметров и режимов работы удастся добиться безопасной работы оборудования и его продолжительной безупречной работы. Поэтому важно учитывать не только номинальные показатели, но также и запас мощности.

Это крайне важный аспект, поскольку именно запас мощности позволит сохранить пункт подачи тепла в рабочем состоянии после аварии или возникновения внезапной перегрузки. Нормальное функционирование теплового пункта напрямую зависит от правильно составленных документов.

1.1.3 Контрольно распределительный пункт

Для повышения управляемости тепловыми сетями, к которым будет подключено большое количество ИТП, и для обеспечения возможности резервирования в автоматическом режиме следует вернуться к предложенному главным инженером "Теплосети Мосэнерго" Н. К. Громовым

устройству контрольно-распределительных пунктов (КРП) в местах

подключения распределительных сетей к магистральным. Каждый КРП подключается к магистрали с обеих сторон секционных задвижек и обслуживает потребителей с тепловой нагрузкой 50-100 МВт. В КРП устанавливаются переключающие электрозадвижки на вводе, регуляторы давления, циркуляционно-подмешивающие насосы, регулятор температуры, предохранительный клапан, приборы учета расходов тепла и теплоносителя, приборы контроля и телемеханики.

Схема автоматизации КРП обеспечивает поддержание давления на постоянном минимальном уровне в обратной линии; поддержание постоянного заданного перепада давлений в распределительной сети; снижение и поддержание по заданному графику температуры воды в подающем трубопроводе распределительной сети. Вследствие этого в режиме резервирования возможна подача по магистралям от ТЭЦ уменьшенного количества циркуляционной воды с повышенной температурой без нарушения температурного и гидравлического режимов в распределительных сетях.

КРП должны располагаться в наземных павильонах, они могут блокироваться с водопроводными подкачивающими станциями (это позволит в большинстве случаев отказаться от установки высоконапорных, а потому более шумных насосов в зданиях), и могут служить границей балансовой принадлежности теплоотпускающей организации и теплораспределяющей (следующей границей между теплораспределяющей и теплоиспользующей организациями будет стена здания). Причем находиться КРП должны в ведении теплоотпускающей организации (в Москве это "Теплосеть Мосэнерго"), поскольку они служат для управления и резервирования магистральных сетей и обеспечивают возможность работы нескольких источников тепла на эти сети, с учетом поддержания заданных теплораспределяющей организацией параметров теплоносителя на выходе из КРП.

Теплораспределяющая организация (в Москве это МГУП "Мосгортепло") покупает тепло по показаниям приборов в КРП, контролируя соответствие параметров теплоносителя заданным, а теплоотпускающая организация следит за правильностью использования отпущенного тепла по температуре обратного теплоносителя и по величине утечки (разницы расходов теплоносителя по подающему и обратному теплоносителю). Это позволит разделить между теплоотпускающей и теплораспределяющей организациями ответственность за имеющуюся сейчас в тепловых сетях большую утечку теплоносителя и способствовать ее снижению.

Правильное использование теплоносителя со стороны теплопотребителя обеспечивается применением эффективных систем автоматизации управления. Сейчас имеется большое количество компьютерных систем, которые могут выполнить любые по сложности задачи управления, но определяющими остаются технологические задания и схемные решения подключения систем теплопотребления. О возможных решениях подключения к тепловым сетям систем горячего водоснабжения уже было сказано, ниже будут рассмотрены схемы подключения систем отопления.

Они зависят от конструкции систем отопления. В последнее время стали строить системы водяного отопления с термостатами, которые осуществляют индивидуальное автоматическое регулирование теплоотдачи отопительных приборов по температуре воздуха в помещении, где установлен прибор. Такие системы широко применяются за рубежом с дополнением обязательного измерения количества тепла, используемого прибором, в долях от общего теплопотребления системой отопления здания.

В нашей стране в массовом строительстве такие системы стали применять при элеваторном присоединении к тепловым сетям. Но элеватор устроен таким образом, что при неизменном диаметре сопла и одном и том же располагаемом напоре он пропускает постоянный расход теплоносителя через сопло, независимо от изменения расхода воды, циркулирующей в системе отопления. В результате в 2-трубных системах отопления, в которых термостаты, закрываясь, приводят к сокращению расхода теплоносителя, циркулирующего в системе, при элеваторном присоединении будет расти температура воды в подающем трубопроводе, а затем и в обратном, что приведет к увеличению теплоотдачи нерегулируемой части системы (стояков) и к недоиспользованию теплоносителя.

В однетрубной системе отопления с постоянно действующими замыкающими участками при закрывании термостатов горячая вода без остывания сбрасывается в стояк, что также приводит к росту температуры воды в обратном трубопроводе и за счет постоянства коэффициента смешения в элеваторе - к подъему температуры воды в подающем трубопроводе, а поэтому к тем же последствиям, как и в 2-трубной системе. Поэтому в таких системах обязательно осуществление автоматического регулирования температуры воды в подающем трубопроводе по графику в зависимости от изменения температуры наружного воздуха. Такое регулирование возможно за счет изменения схемного решения подключения системы отопления к тепловой сети: заменой обычного элеватора на регулируемый (изготовитель - завод "Луч", г. Кострома), путем применения насосного смешения с регулирующим клапаном или путем присоединения через теплообменник с

насосной циркуляцией и регулирующим клапаном на сетевой воде перед теплообменником.

1.4 Преимущества ЦТП

Недостатком открытой схемы является так называемый перетоп. Это означает, что в относительно теплые периоды, когда температура наружного воздуха близка к нулевой отметке или выше нуля, теплоснабжающая компания вынуждена поддерживать минимальную температуру теплоносителя на уровне не ниже 60 градусов, как того требует СанПиН в части требований к качеству горячей воды. Но для систем отопления таких температур в теплые периоды не требуется. Например, при нуле градусов наружной температуры показатель температуры теплоносителя составляет 52 градуса. При плюс 5 на улице температура теплоносителя уже должна составлять 45 градусов, а при плюс восьми – 41 градус.

1.5 Оборудование ЦТП

1.5.1 Теплообменники Alfa Laval

Alfa Laval - единственное в России предприятие полного производственного цикла, изготавливающее пластинчатые теплообменники в промышленных масштабах (от производства пластин и уплотнений до сборки и испытаний). Другие фирмы, производящие и предлагающие аналогичное оборудование на российском рынке, занимаются сборкой на основе пластин и комплектующих зарубежных производителей (GEA, APV, Sondex и т.д).

Являясь международной корпорацией, Alfa Laval изготавливает пластины и уплотнения не только для нужд российского рынка – около 50% всех комплектующих, производимых на предприятии Alfa Laval в России, идет на экспорт для сборки теплообменников в европейских странах – и этот факт доказывает соответствие самым высоким стандартам производства.

Пластины для всех моделей теплообменников Альфа Лаваль изготавливаются при помощи одноходовой штамповки, в то время как другие производители производят штамповку за несколько ходов. Одноходовая штамповка пластин Alfa Laval гарантирует их полную идентичность. Кроме этого, одноходовая штамповка позволяет избежать усталостных напряжений в металле, а, следовательно, значительно повышает механическую прочность и надежность изделий. В то же время другие производители используют многоходовую штамповку, которая позволяет сэкономить на

производственном оборудовании, но повышает риск смещения заготовки в процессе изготовления.

Alfa Laval разработал, запатентовал и первым применил в конструкции пластин распределительную площадку, которая позволяет равномерно распределять поток по всей ширине пластины. При этом используется более 96% поверхности пластины и предотвращается появление застойных зон, которые являются потенциальными очагами возникновения коррозии.

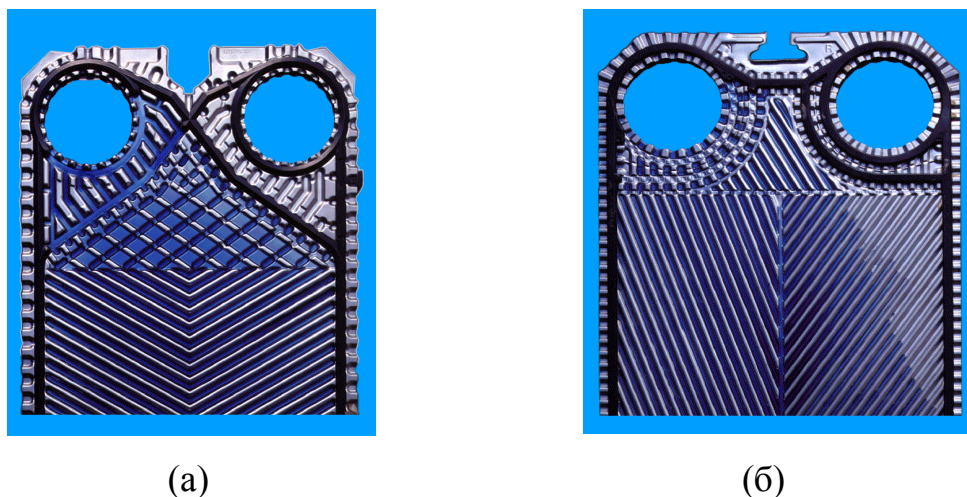


Рисунок 1 – (а) Теплообменник Alfa Laval, (б) Обычный теплообменник

Уникальный пятиконечный профиль уплотнения, идеально совпадает с пазом в пластине. Такая конструкция позволяет снизить риск возникновения утечки за счет большего давления со стороны уплотнения в зоне контакта. Некоторые уплотнения имеют специальный буртик, который позволяет значительно продлить срок службы за счет уменьшения контакта рабочей зоны уплотнения с воздухом.

Крепление уплотнения при помощи клипсы, которая крепится к пластине с внешней стороны, позволяет быстро производить замену уплотнений непосредственно на месте установки теплообменника. Повреждение клипсы не выводит из строя прокладку, снимать и устанавливать ее очень легко.

Другие производители используют либо крепление уплотнения при помощи клея (замена клеевых уплотнений возможна лишь после обработки пластины специальной жидкостью для удаления остатков клея, выполнить эту операцию на объекте невозможно), либо крепление клипсы выполнено сквозь пластину, что затрудняет замену уплотнения .

Стяжные болты теплообменников M15 и более имеют опорный подшипник, который, принимая часть нагрузки на себя, позволяет производить разборку/сборку больших теплообменников обычным гаечным ключом без использования специальных пневмо- или гидравлических инструментов. Для исключения самопроизвольного отворачивания выполнена развальцовка болта. Со стороны прижимной плиты установлена фиксирующая шайба, которая предотвращает проворачивание и выпадение гайки во время разборки теплообменника. Таким образом, всего лишь один человек способен производить любые сервисные работы пластинчатых теплообменников Alfa Laval. Другие производители используют обычные шпильки и гроверные шайбы, которые прокручиваются при разборке. На обычных теплообменниках разборку/сборку выполняют, как минимум, два человека, и это занимает гораздо больше времени.

При этом для ускорения процесса эксплуатирующий персонал вынужден прибегать к следующим действиям: с помощью домкрата и вспомогательных арматур отжимается прижимная плита и ослабляются гайки. Затем с другой стороны при помощи гаечного ключа фиксируется болт и откручивается гайка. При разборке теплообменников Alfa Laval такие операции проводить не требуется.

Прижимная плита теплообменников M15 и более имеет ролик, позволяющий легко перемещать плиту по балке для получения доступа к пакету пластин. У обычного теплообменника она опирается на нижнюю часть рамы (если это теплообменник большого типоразмера, вес плиты может достигать нескольких сотен килограмм), и для ее перемещения потребуются много усилий.



(a)



(б)

Рисунок 2 – (а) Теплообменник Alfa Laval, (б) Обычный теплообменник

Угловые замки на теплообменниках M6 и M10 позволяют собрать пакет пластин таким образом, что пазы четко совпадают, то есть достигается точная центровка. Это придает дополнительную жесткость и прочность конструкции (возможность работы при высоких давлениях и выдерживать гидроудары). Центровка является важной операцией при сборке теплообменников, так как перекосы внутри пакета пластин могут являться причиной возникновения утечек.

Облицовка портов фланцевых присоединений из нержавеющей стали – обязательная опция при производстве теплообменников для систем отопления и ГВС. Это предотвращает контакт жидкости с углеродистой сталью, из которой изготавливаются опорная и прижимная плиты, а, следовательно, гарантирует высокое качество воды на протяжении всего срока службы теплообменника. Облицовка портов предотвращает коррозию, значительно продлевая срок службы теплообменника.

Уплотнения имеют двойную защиту от внутренних повреждений и делают невозможным смешивание двух сред в случае внутреннего разрыва уплотнения. Индикаторы течи – специальные отверстия в прокладке, позволяющей жидкости в случае разрыва уплотнения во внутренней его части сигнализировать о возникновении утечки.

Широкая сеть сервисных центров по всей России позволит произвести быстрое и качественное обслуживание оборудования, где бы оно не находилось. Наличие оригинальных промывочных жидкостей для удаления различных типов отложений с внутренних поверхностей теплообменников, а также установок SIP для безразборной мойки позволяют значительно сократить время проведения сервисных работ.

1.5.2 Насосное оборудование

1.5.2.1 Стандартные насосы

Центробежные насосы изготавливаются в соответствии с несколькими международными стандартами. Фактически, многие страны имеют свои собственные стандарты, которые более или менее соответствуют друг другу. Стандартным насосом является такой насос, который соответствует

определенным официальным требованиям, например, к рабочей точке насоса. Существует два основных международных стандарта, используемых при производстве насосов: • EN 733 (DIN 24255) применяется для центробежных насосов, известных как насосы для воды с рабочим давлением (PN) 10 бар. • EN 22858 (ISO 2858) применяется для центробежных насосов, известных как стандартные химические насосы с рабочим давлением (PN) 16 бар.

Вышеуказанные стандарты определяют установочные размеры и рабочие точки для различных типов насосов. Гидравлические части насосов не регламентируются этими международными стандартами и определяются самим производителем. Насосы, сконструированные в соответствии со стандартами, предпочтительнее для конечного потребителя, так как в этом случае не возникает проблем при сервисном обслуживании и покупке запасных частей.

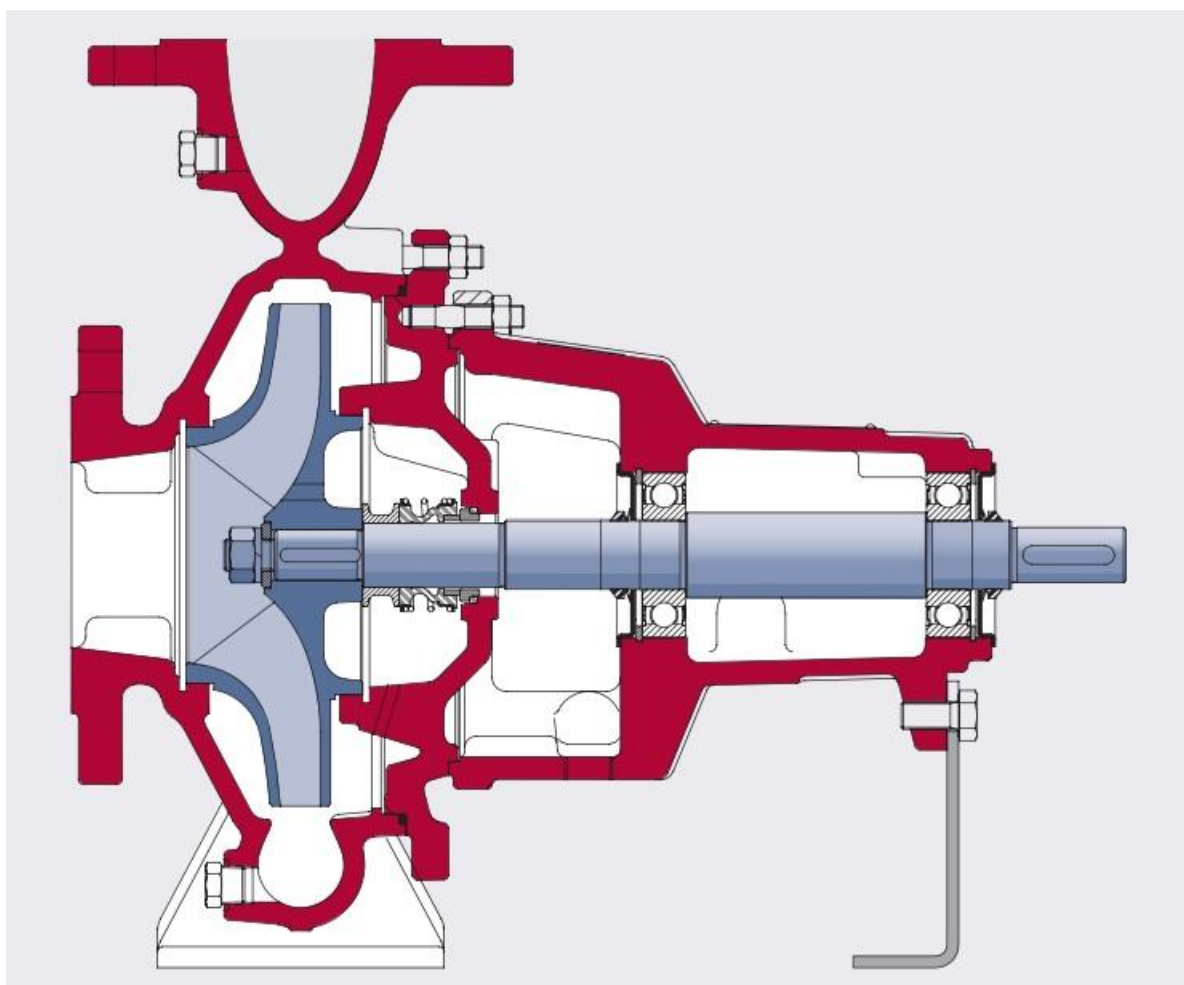


Рисунок 3 – Стандартный насос с открытым валом

1.5.2.2 Насосы двухстороннего входа

Насосы двухстороннего входа — это насосы, корпус которых разделен по оси на две части. На рисунке 4 изображен одноступенчатый насос двухстороннего входа. Такая конструкция исключает возникновение осевых сил, что обеспечивает продолжительный срок службы подшипников. Как правило, насосы двухстороннего входа имеют довольно высокий КПД, удобны в обслуживании и обладают достаточно широким диапазоном рабочих характеристик.

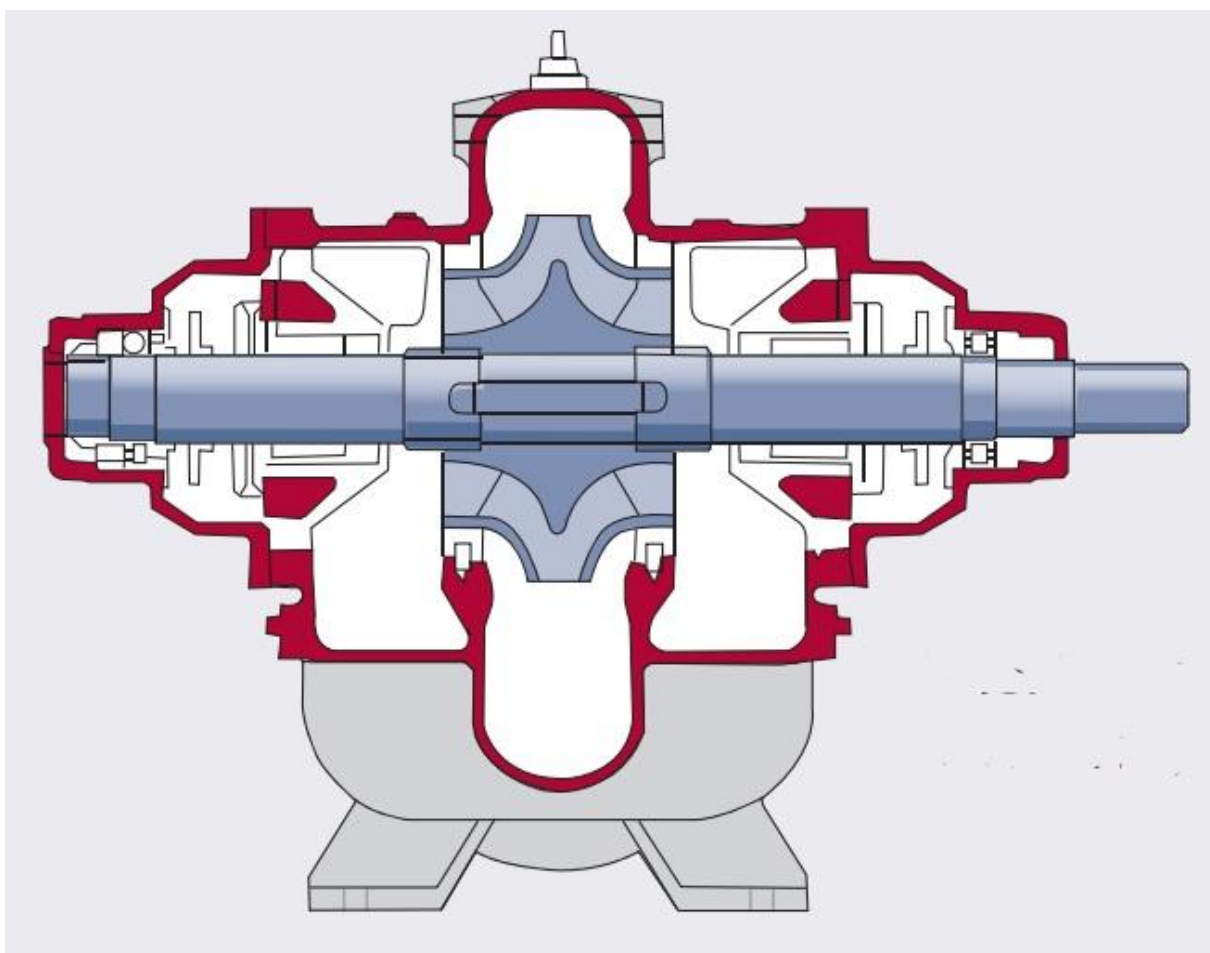


Рисунок 4 – Насос с рабочим колесом двухстороннего входа

1.5.2.3 Насосы с мокрым ротором

Насос с мокрым ротором — это насос с герметичным уплотнением, у которого гидравлическая часть и электродвигатель объединены в единый узел без уплотнителей, рисунок 5. Перекачиваемая жидкость сначала направляется в роторную камеру, которая отделена от статора с помощью тонкой гильзы ротора. В этом случае гильза ротора играет роль герметично уплотненного

барьера между жидкостью и электродвигателем. Химические насосы обычно изготавливаются из таких материалов, как пластик или нержавеющая сталь, которые способны противостоять агрессивным жидкостям. Наиболее распространенным типом насоса с мокрым ротором является циркуляционный насос. Этот тип насоса обычно используется в контурах отопления, т.к. его конструкция обеспечивает низкий уровень шума и бесперебойную работу, не требующую технического обслуживания.

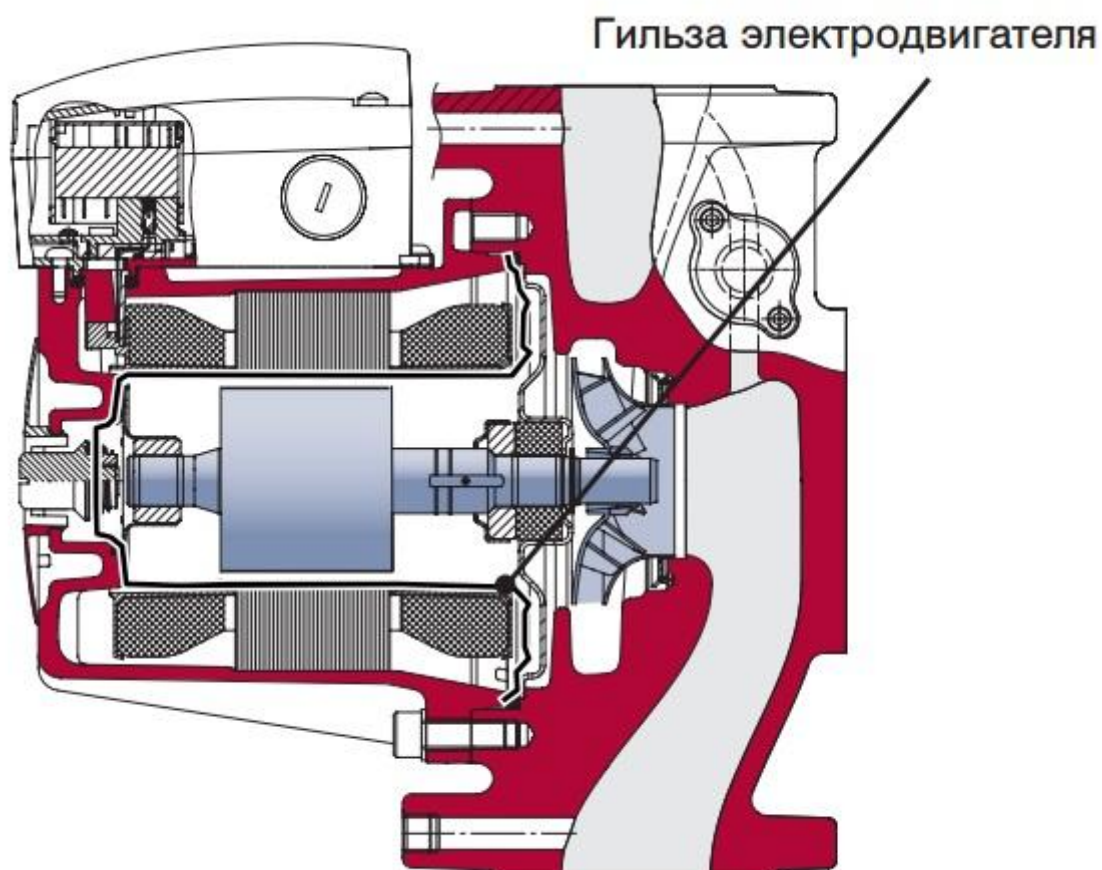


Рисунок 5 – Циркуляционный насос с мокрым ротором

1.5.2.4 Полупогружные насосы

К полупогружным относятся такие насосы, у которых во время работы насосная часть находится в перекачиваемой жидкости, а электродвигатель — нет. Обычно эти насосы крепятся в верхней части или на стенках резервуаров, в которых находится перекачиваемая жидкость. Полупогружные насосы широко применяются в машиностроении при механической и шлифовальной обработке, при обработке на многоцелевых станках и в охлаждающих устройствах, а также в системах водоподготовки, промышленной фильтрации и мойки. Насосы, используемые при механической обработке, подразделяются

на две группы: насосы для чистой стороны фильтра и насосы для грязной стороны фильтра. Насосы с закрытыми рабочими колесами обычно используются для чистой стороны фильтра, т. к. они при необходимости обеспечивают высокую производительность и высокое давление. Насосы с открытыми или полуоткрытыми рабочими колесами применяются для грязной стороны фильтра, т. к. они способны перекачивать жидкость, содержащую металлическую стружку и другие частицы.

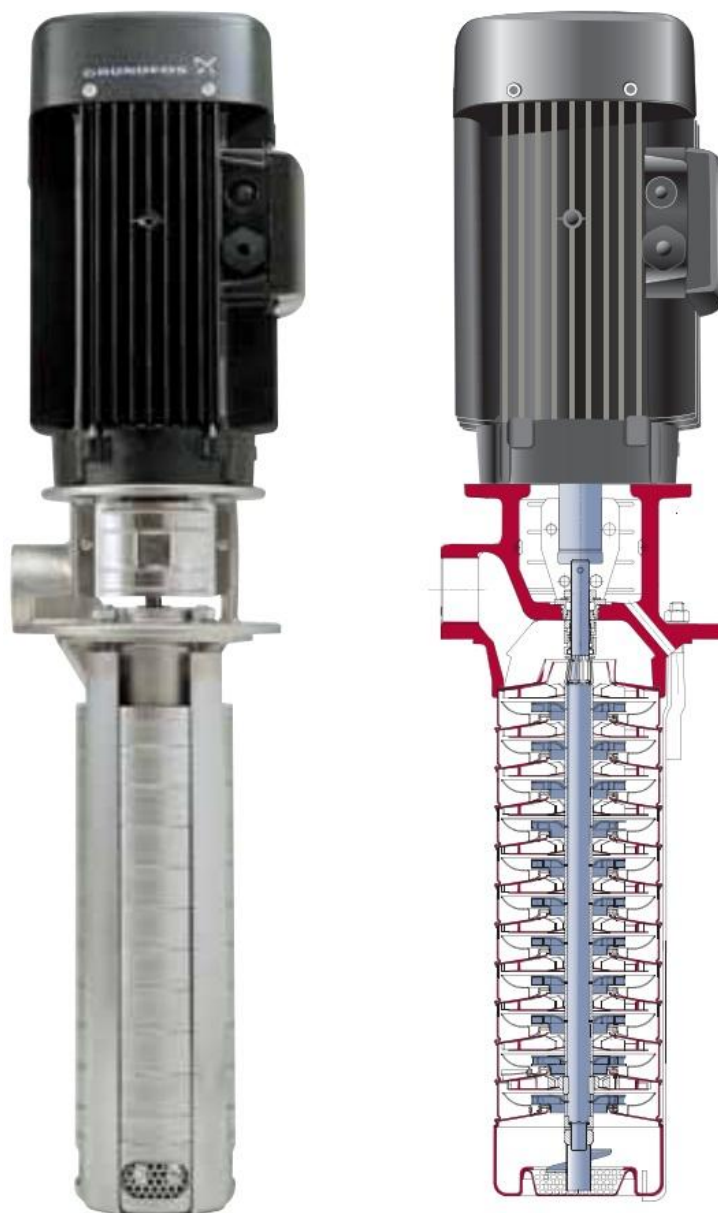


Рисунок 6 – Полупогружной насос

1.6 Наиболее распространённые схемы тепловых пунктов

Схема индивидуального теплового пункта представляет собой комплекс оборудования, которое делится на несколько узлов. Это вводный трубопровод, теплообменники, насосы и трубопровод обратного хода теплоносителя. В зависимости от типа схемы теплового пункта жилого дома комплект оборудования будет различаться.

Наиболее распространённые схемы тепловых пунктов приведены в приложении В

2. Проектная часть

Теплоснабжение микрорайона с тепловой нагрузкой 4,578 Гкал/ч, в том числе: отопление – 1,925 Гкал/ч, горячее водоснабжение - 2,655 Гкал/ч выполнить через центральный тепловой пункт (ЦТП). ЦТП выполнить по независимой схеме с водяных теплообменников . Подключение ЦТП произвести в ТК – П2713 трубам расчетного диаметра.

Теплоснабжение жилого дома выполнить по зависимой схеме. Горячее водоснабжение – по открытой схеме. Подключение жилого дома произвести после ЦТП.

Предусмотреть установку приборов учета, контроля и автоматического регулирования расхода тепловой энергии.

На рисунке 7 представлена схема подключения абонентов от центрального теплового пункта.

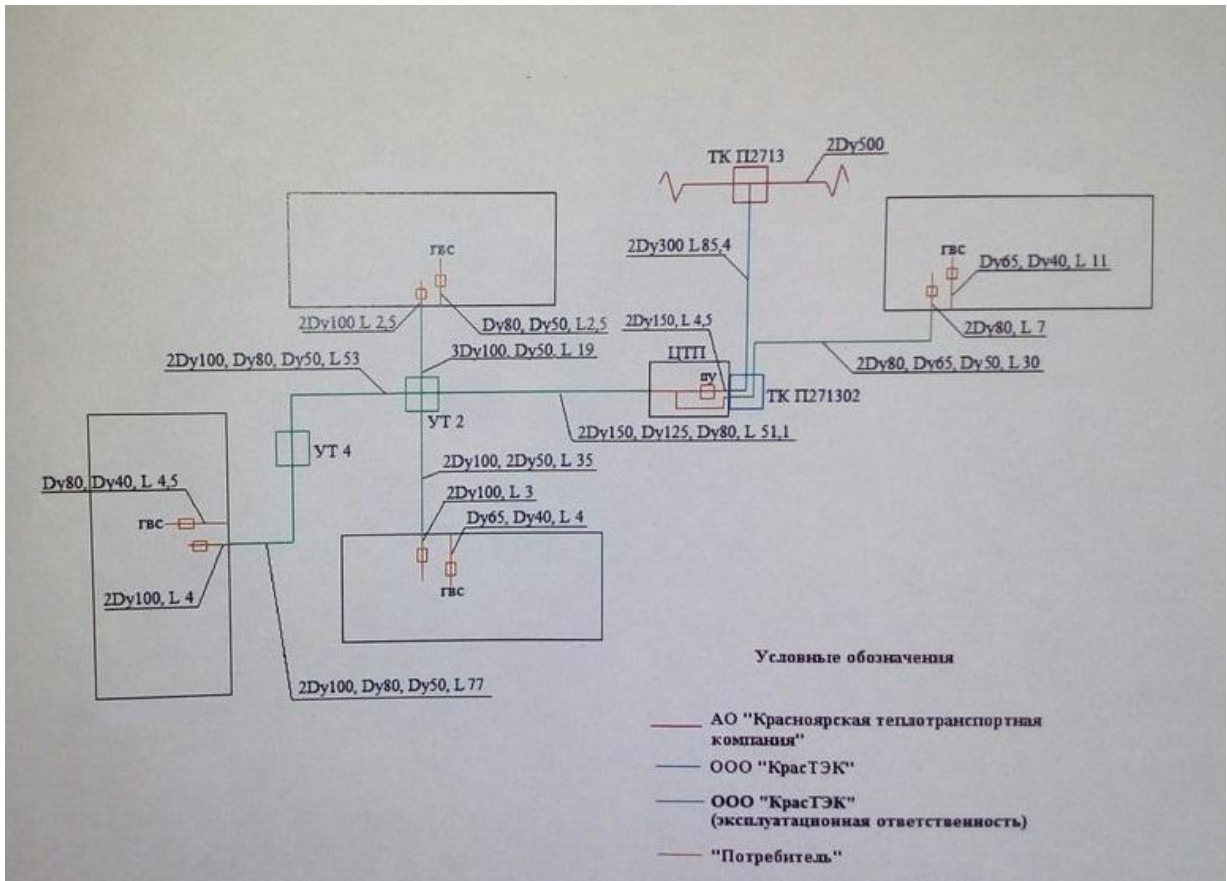


Рисунок 7 – Схема подключения абонентов от ЦТП

Краткая характеристика системы теплоснабжения

Теплоснабжение здания осуществляется по двум трубопроводам: подающему $D_y = 150\text{ мм}$, обратному $D_y = 80\text{ мм}$. Система теплоснабжения – двухтрубная. Схема присоединения отопления – независимая. Схема присоединения ГВС – открытая.

Характеристика измеряемой среды

Источником теплоснабжения являются наружные тепловые сети с параметрами

Температура:

- в подающем трубопроводе $t_n = 150^\circ\text{C}$;
- в обратном трубопроводе $t_o = 70^\circ\text{C}$.

Давление:

- в подающем трубопроводе $P_n = 9,3 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$;

- в обратном трубопроводе $P_o = 6,9 \frac{кгс}{см^2}$.

Располагаемый напор на вводе – $H_p = 20,0 м.вод.ст.$.

2.1 Расчёт нагрузки, расходов и параметров теплоносителя для существующего ЦТП

Принципиальная схема ЦТП приведена на рисунке 8

Заполнение системы отопления осуществляется через трубопровод подпитки. После заполнения системы водой и включения всех компонентов схема ЦТП готова к работе. Измерение теплотребления осуществляется при помощи теплосчетчика. На трубопроводах установлены первичные преобразователи расхода, давления и температуры. Расход на подпитку системы отопления учитывает электромагнитный преобразователь расхода, установленный на трубопроводе подпитки.

Насосы обеспечивают постоянную циркуляцию воды в системах отопления ГВС.

Реле гидроскоп на всасывающих линиях циркуляционных насосов установлены для защиты насосов от сухого хода, при отсутствии воды в системе отопления и ГВС.

Подпитка местной системы отопления осуществляется автоматически через регулятор давления “после себя”. Для защиты местной системы от чрезмерного повышения давления служат предохранительные клапана.

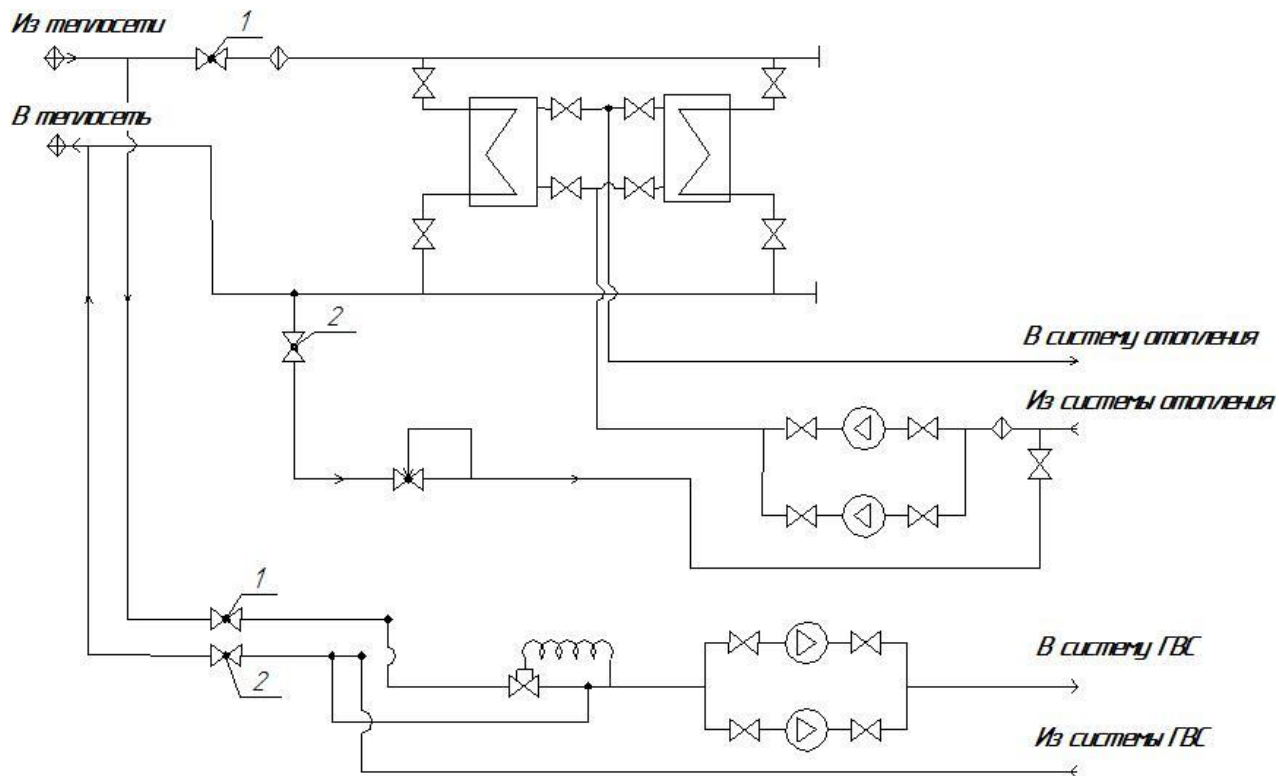


Рисунок 8

Таблица 1 - Параметры теплоносителя

Вид теплоносителя		Вода	
1.	Расчетный объемный (массовый) расход:	$(\text{м}^3/\text{ч})$	
	Отопление	т/ч	19,1
	ГВС max		32,32
2.	Максимальный расход тепловой энергии	Гкал/ч	
	Всего		3,306454
	Отопление		1,528932
	ГВС		1,777522
3.	Фактическое избыточное давление измеряемой среды:	$\text{кгс}/\text{см}^2$	
	-в подающем трубопроводе		9,0
	-в обратном трубопроводе		4,5

Продолжение таблицы 1

4.	Расчетное избыточное давление измеряемой среды:	<i>кгс/см²</i>	
	-в подающем трубопроводе		
	-в обратном трубопроводе		6,9
5.	Максимальные температуры измеряемой среды:	°C	
	-в подающем трубопроводе		
	-в обратном трубопроводе		70

Таблица 2 - Сведения о месте (помещении) установки ЦТП

1.	Наименование помещения	Отдельно стоящее здание	
2.	Площадь помещения	<i>м²</i>	27
3.	Высота помещения	м	2,7
4.	Строительный объем	<i>м³</i>	72,9
5.	Количество выходов	шт.	1

2.2 Обзор оборудования для существующего ЦТП

Таблица 3 - Сведения о теплообменниках

1. Тип	Пластинчатый спаянный
	Отопление CP 250-104 два параллельно
2. Изготовитель	“Ceteterm”
3. Количество пластин, шт	104x2
4. Поверхность нагрева, <i>м²</i>	22,4x2
5. Потери давления по первой стороне, м.в.ст.	12
6. Потери давления по второй стороне, м.в.ст.	38

Таблица 4 - Сведения о насосном оборудовании

	ГВС (Т31)	Отопление	ГВС (Т41)
1. Тип	CR 32-2-2 Вертикальный многоступенчатый центробежный 3х380 В	TP 100-130/4 3х380 В инлайн	CR 5-10 Вертикальный многоступенчатый центробежный 3х380 В
2. Способ установки	Бесфундаментный	Бесфундаментный	Бесфундаментный
3. Количество	2(1 резервный)	2(1 резервный)	2(1 резервный)
4. Изготовитель	GRUNDFOS	GRUNDFOS	GRUNDFOS
5. Мощность	3000	4000	1500
6. Напор, м.вод.ст.	21,3	7,9	49,8

Напорно-расходные характеристики приведены в приложении А

Таблица 5 - Техническая спецификация теплообменника отопления CP 250-104

№ п/п	Параметр	Единица измерения	Первый контур	Второй контур
1.	Среда		Вода	Вода
2.	Мощность	кВт	1119	
3.	Температура на входе	°С	120	70
4.	Температура на выходе	°С	72,5	95,5
5.	Расход массовый на 2 теплообменника	Кг/с	11,2	21
6.	Потеря напора	кПа	12	38
7.	Площадь поверхности теплообменника	м ²	22,4	
8.	Коэффициент теплопередачи чистый	Вт/м ² х°К	5415	
9.	Фактор загрязнения	10000м ² х°К	0,092	
10.	Коэффициент теплопередачи	Вт/м ² х°К	5157	

Продолжение таблицы 5

11.	Количество теплообменников	Штук	2	
12.	Запас поверхности нагрева	%	5,0	
13.	Количество пластин	штук	104	
14.	Группинг		1x(49H+2ML)	1x(49H+3MH)
15.	Материал пластин/толщина		AISI 316/0,30 мм	
16.	Материал пайки		Медная фольга	
17.	Размер патрубков	Мм	89	89
18.	Направление движение потоков		Противоток	
19.	Назначение патрубков вход-выход		S4-S3	S2-S1
20.	Сертификат соответствия		ГОСТ Р	
21.	Рабочее давление, избыточное	Бар	16	16
23.	Расчетная температура	°С	225	
	Габариты			
24.	Длина/ширина/высота	Мм	291x319x957	
25.	Внутренний объем	Л	26,0	26,5
26.	Вес пустой/заполненный	Кг	91,4/142	

Выбор циркуляционного насоса ГР 100-130/4 для системы отопления

Расчетный расход при графике 95/70°С и максимальный расход тепловой энергии на отопление 1778147,916 Вт (1,528932 Гкал/ч) составляет:

$$G_o = 3.6 * \frac{Q_{0max}}{[(t_1 - t_2) * c]} = 1778147.916 * \frac{3.6}{[(95 - 70) * 4.187]} = 64.16 \text{ т/ч}$$

Производительность насоса:

$$G_n = G_o * 1,1 = 67,3 \text{ т/ч}$$

Напор:

1. Потери напора в системе отопления составляют 1,2 м. в. ст.
2. Потери напора во внутреквартальных сетях составляет 2,8 м. в. Ст
3. Потери напора в фильтре 0,31 м. в. Ст
4. Потери напора в теплообменнике 3,98 м. в. ст

5. Потери напора в преобразователе расхода ПРЭМ-3 0,083 м. в. Ст
6. Потери напора в обвязке ЦТП 0,7 м. в. Ст
7. Запас напора принимаем 2,3 м. в. Ст

Требуемый напор, развиваемый насосом, составляет 11,073 м. в. Ст таким характеристика соответствует насос ТР 100-130/4 производства “Grundfos”. Для регулирования производительности насоса по заданию расхода в циркуляционном кольце используем частотный преобразователь FDU производства Emotron АВ Швеция.

Выбор повысительного насоса CR 32-2-2 для системы ГВС

Расчетный расход воды на горячее водоснабжение при максимальной тепловой нагрузке в час наибольшего водопотребления 2067258 Вт (1777522 Гкал/ч) составляет:

$$G_{\text{ГВС}} = 3,6 * \frac{Q_{o \text{ max}}}{[t1 * c]} = 3,6 * \frac{2067258}{[(55 - 3,5) * 4,187]} = 34,5 \text{ т/ч}$$

Производительность насоса принимаем равной 100%.

$$G_H = G_{\text{ГВС}} = 34,5 \text{ т/ч}$$

Напор при максимальной производительности 16 м. в. Ст

Таким характеристикам соответствует насос CR 32-2-2 производства “Grundfos”. Для регулирования производительности насоса по заданию давления в линии ГВС используем частотный преобразователь FDU производства Emotron АВ Швеция.

Выбор повысительного насоса CR 5-10 для системы ГВС

Расчетный расход воды в циркуляционном трубопроводе принимаем 20% от расчетного расхода на горячее водоснабжение, что составит:

$$G_{\text{цирк}} = 6,9 \text{ т/ч}$$

Производительность насоса принимаем равной 100%.

$$G_H = G_{\text{цирк}} = 6,9 \text{ т/ч}$$

Напор при максимальной производительности 43 м. в. ст. Такая напорная характеристика необходима для обеспечения циркуляции ГВС в режиме защиты от превышения давления в линии ГВС.

Такой характеристикой соответствует насос CR 5-10 производства “Grundfos”. Для регулирования производительности насоса по заданию давления в линии ГВС используем частотный преобразователь FDU производства Emotron АВ Швеция.

2.3 Подбор оборудования для реконструированного ЦТП

Нормативные документы: [1; 2; 3; 4; 5; 6; 7; 8]

Данные, учитываемые при разработке рабочего проекта:

1. Расчетные температуры наружного воздуха:

- температура наиболее холодной пятидневки – минус 37 °С;
 - средняя температура за отопительный период – минус 7,1 °С.
- Продолжительность отопительного периода – 234 суток.

2. Температурный график – 150/70 °С

Подбор циркуляционного насоса для системы ГВС

Расчетный расход воды на систему ГВС:

$$G_0 = Q/(t1-t2), \tag{1}$$

где Q - максимальная нагрузка на горячее водоснабжение 2,655 Гкал/ч
взятая из технических условий;

$t1$ – максимальная температура в подающем трубопроводе, в соответствии с температурным графиком;

$t2$ - минимальная температура в обратном трубопроводе, в соответствии с температурным графиком.

(В связи стем, что температурный график от ТЭЦ-2 130/70)

$$G_0 = 2.655 *1000/(130-70) = 44.25 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Определим производительность насоса:

$$G_H = 1,1 \cdot G_0 \cdot (1 + U), \quad (2)$$

$$U = (t_1 - t_{o1}) / (t_{o1} - t_2), \quad (3)$$

$$U = (130 - 70) / 65 = 0,9$$

$$G_H = 1,1 \cdot 44,25 \cdot (1 + 0,9) = 59 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Потери напора в системе ГВС составляют 20 м. в. ст. Требуемый напор, развиваемый насосом, с запасом 20 м. в. ст. составит 60 м. в. ст., таким характеристикам соответствует насос ТРЕ 65-90 производства «Grundfos». Технические характеристики насоса приведены в приложении В.

Из экономических соображений в проекте используется действующие повысительные насосы CR32 производства “Grundfos”, управляемый частотным преобразователем FDU производства Emotron АВ Швеция.

Подбор регулирующего клапана для системы ГВС

Расчетный расход воды на систему ГВС:

$$G_0 = Q / (t_1 - t_2), \quad (4)$$

где Q - максимальная нагрузка на отопление 2.655 Гкал/ч взятая из технических условий;

t_1 – температура горячей воды, в соответствии с нормативной температурой в точке водоразбора ;

t_2 – договорная температура холодной воды.

$$G_0 = 2.655 \cdot 1000 / (65 - 3,5) = 44,25 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Зная необходимый расход воды подбираем необходимый диаметр клапана по значению расчётной пропускной способности K_v

Расчетная пропускная способности определяется по формуле:

$$K_v = 1,2 \cdot G_0 / (\Delta P) \cdot 0,5, \quad (5)$$

где G_0 - максимального расхода греющей воды;

ΔP - потери давления в клапане при максимальном расходе (принимаем 3,0

м. в. ст.).

$$K_v = 1,2 \cdot 0,535 / 0,3 \cdot 0,5 = 1,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Таким характеристикам соответствует клапан VVG 41.13 $K_{vs} = 1,6 \text{ м}^3/\text{ч}$, Ду15 производства «Siemens».

Потери давления на полностью открытом клапане:

$$\Delta P = (1,2 \cdot G_0 / K_{vs}) \cdot 2, \quad (6)$$

где G_0 - максимального расхода греющей воды;

K_{vs} – коэффициент пропускной способности клапана.

$$\Delta P = (1,2 \cdot 0,535 / 1,6) \cdot 2 = 0,2 \text{ бар}$$

Подбор регулятора перепада давления

Подбор диаметра клапана произведен по значению расчетной пропускной способности:

$$K_v = 1,2 \cdot G_0 / (\Delta P) \cdot 0,5, \quad (7)$$

где G_0 - расчетный расход при максимальной нагрузке на отопление;

ΔP - потери давления в клапане при максимальном расходе принимаем 5,0 м. в. ст.

$$Kv = 1,2 \cdot 0,535 / 0,5 \cdot 0,5 = 0,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Регулирующий клапан подобран с учетом максимального расхода. Таким характеристикам соответствует клапан VHG519L15-2.5 $K_{vs}=2,5 \text{ м}^3/\text{ч}$, Ду32 производства «Siemens». Диапазон заданных значений регулятора принят 0,3 – 2,1 бар

Подбор насоса подпитки на систему ГВС

Расчетный расход воды на систему ГВС:

$$G_0 = Q / (t_1 - t_2), \quad (8)$$

где Q - максимальная нагрузка на горячее водоснабжение 2,655 Гкал/ч
взятая из технических условий;

t_1 – максимальная температура в подающем трубопроводе, в соответствии с температурным графиком;

t_2 - минимальная температура в обратном трубопроводе, в соответствии с температурным графиком.

(В связи стем, что температурный график от ТЭЦ-2 130/70)

$$G_0 = 2.655 * 1000 / (130 - 70) = 44.25 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Так как в часы максимального водоразбора в обратном трубопроводе остается 10% от G_0 , необходимо восполнить недостающий объем воды из сети ХВС, при этом запас пропускной способности насоса принимаем 30%.

Определим производительность насоса:

$$G_H = 44.25 * 1.2 = 53.1 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Насос подпитки подобран с максимального расхода. Таким характеристикам соответствует насос CRE20 производства «Grundfos».

2.4 Гидравлический расчёт

Расчет гидравлических потерь от установки приборов учета на системе отопления

Расчет гидравлических потерь в подающем трубопроводе Т1

Гидравлическая схема см. АТС.22.109.Г1.

Исходные данные:

$$G_{0max} = 51,42 \text{ м}^3/\text{ч} = 54 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

$$\text{Скорость в трубопроводе } D_y 150 V_1 = \frac{G_{0max}}{S_1} = \frac{54 \cdot 4}{3,14 \cdot 0,150^2 \cdot 3600} = 0,8 \frac{\text{м}}{\text{с}},$$

$$\text{Скорость в трубопроводе } D_y 180 V_2 = \frac{G_{0max}}{S_2} = \frac{54 \cdot 4}{3,14 \cdot 0,080^2 \cdot 3600} = 0,3 \frac{\text{м}}{\text{с}},$$

Скорости принимаются из расчета максимального расхода.

Потри давления в переходах Ду 150/80

$$\text{конфузор } \angle 30^\circ k_2 = 0,2, \text{ при } \frac{S_1}{S_2} = 0,28, \varepsilon = 0,621$$

$$\zeta_2 = k_2 * \left(\frac{1}{\varepsilon} - 1\right)^2 = 0,2 * \left(\frac{1}{0,621} - 1\right)^2 = 0,07$$

$$h_{\kappa 1} = \zeta_2 * \frac{V_1^2}{2 * g} = 0,07 * \frac{0,8^2}{2 * 9,81} = 0,00228 \text{ м в. вт.}$$

Потери давления от гильзы термометра сопротивления $c=0,55, F/F_0 = 0,2$

$$\zeta_3 = c * \frac{F}{F_0} * \frac{1}{\left(1 - \frac{F}{F_0}\right)^2} = 0,55 * 0,2 * \frac{1}{(1 - 0,2)^2} = 0,17$$

$$h_{2m} = \zeta_3 * \frac{V_1^2}{2 * g} = 0,17 * \frac{0,8^2}{2 * 9,81} = 0,0055 \text{ м в. вт}$$

Потери давления в трубопроводе Ду 80 (измерительный участок $L_{ну}=933$ мм)

$$Re_i = D_1 * \frac{V_2}{\nu} = 0,080 * 3 * \frac{1000000}{0,272} = 882352,9$$

$$\lambda_1 = 0,11 * \left(\frac{R_{\text{ш}}}{D_i} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} = 0,11 * \left(\frac{0,5}{80} + \frac{68}{882352,9} \right)^{0,25} = 0,031$$

$$h_{m80} = \lambda_1 * \frac{L_{\text{ну}}}{D_i} * \frac{V_2^2}{2 * 9,81} = 0,031 * \frac{0,0933}{0,080} * \frac{3^2}{2 * 9,81} = \mathbf{0,17 \text{ м в. см.}}$$

Суммарная потеря давления от установки приборов учета

$$\sum h = h_{\text{зм}} + h_{m80} + h_{\kappa 1} = \mathbf{0,0055 + 0,017 + 0,00228 = 0,017778 \text{ м в. см.}}$$

Расчет гидравлических потерь в обратном трубопроводе Т2.

Исходные данные:

$$G_{0\text{max}} = \mathbf{19,1 \text{ м}^3/\text{ч} = 19,4 \text{ м}^3/\text{ч.}}$$

$$\text{Скорость в трубопроводе } D_y 125 V_1 = \frac{G_{0\text{max}}}{S_1} = \frac{19,4 * 4}{3,14 * 0,125^2 * 3600} = \mathbf{0,4 \frac{\text{м}}{\text{с}}}$$

$$\text{Скорость в трубопроводе } D_y 80 V_2 = \frac{G_{0\text{max}}}{S_2} = \frac{19,4 * 4}{3,14 * 0,080^2 * 3600} = \mathbf{1 \frac{\text{м}}{\text{с}}}$$

$$\text{Скорость в трубопроводе } D_y 150 V_3 = \frac{G_{0\text{max}}}{S_1} = \frac{19,4 * 4}{3,14 * 0,150^2 * 3600} = \mathbf{0,3 \frac{\text{м}}{\text{с}}}$$

Скорости принимаются из расчета максимального расхода.

Потри давления в переходе Ду 125/80

$$\text{конфузор } \angle 30^\circ k_2 = \mathbf{0,2, \text{при } \frac{S_1}{S_2} = 0,4, \varepsilon = 0,633}$$

$$\zeta_2 = k_2 * \left(\frac{1}{\varepsilon} - 1 \right)^2 = 0,2 * \left(\frac{1}{0,633} - 1 \right)^2 = 0,067$$

$$h_{\kappa 1} = \zeta_2 * \frac{V_1^2}{2 * g} = 0,067 * \frac{0,4^2}{2 * 9,81} = \mathbf{0,0005 \text{ м в. см.}}$$

Потри давления в переходе Ду 150/80

$$\text{диффузор } \angle 30^\circ k_1 = \mathbf{\sin 30 = 0,5, \text{при } \frac{S_1}{S_2} = 0,28}$$

$$\zeta_2 = k_1 * \left(\frac{S_2}{S_1} - 1 \right)^2 = 0,5 * (0,28 - 1)^2 = 0,26$$

$$h_{\partial 1} = \zeta_2 * \frac{V_2^2}{2 * g} = 0,26 * \frac{1^2}{2 * 9,81} = \mathbf{0,013 \text{ м в. см.}}$$

Потери давления от гильзы термометра сопротивления $c=0,55$, $F/F_0 = 0,1$

$$\zeta_3 = c * \frac{F}{F_0} * \frac{1}{\left(1 - \frac{F}{F_0}\right)^2} = 0,55 * 0,1 * \frac{1}{(1 - 0,1)^2} = 0,07$$

$$h_{zm} = \zeta_3 * \frac{V_3^2}{2 * g} = 0,07 * \frac{0,3^2}{2 * 9,81} = \mathbf{0,00032 \text{ м в. см}}$$

Потери давления в трубопроводе Ду 80 (измерительный участок $L_{ny}=934$ мм)

$$Re_i = D_i * \frac{V_2}{\nu} = 0,080 * 3 * \frac{1000000}{0,478} = 167364$$

$$\lambda_1 = 0,11 * \left(\frac{R_{\text{ш}}}{D_i} + \frac{68}{Re}\right)^{0,25} = 0,11 * \left(\frac{0,5}{80} + \frac{68}{167364}\right)^{0,25} = 0,031$$

$$h_{m80} = \lambda_1 * \frac{L_{ny}}{D_i} * \frac{V_2^2}{2 * 9,81} = 0,031 * \frac{0,0934}{0,080} * \frac{3^2}{2 * 9,81} = \mathbf{0,18 \text{ м в. см.}}$$

Суммарная потеря давления от установки приборов учета

$$\begin{aligned} \sum h &= h_{zm} + h_{m80} + h_{\partial 1} + h_{k1} = 0,00032 + 0,018 + 0,013 + 0,0005 \\ &= \mathbf{0,03 \text{ м в. см.}} \end{aligned}$$

Расчет гидравлических потерь от установок приборов учета на трубопроводах горячего водоснабжения

Расчет гидравлических потерь в подающем трубопроводе ТЗ

Гидравлическая схема см. АТС.22.109.Г1.

Исходные данные:

$$G_{0max} = 32,32 \text{ м}^3/\text{ч} = 32,87 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

$$\text{Скорость в трубопроводе } D_y 65 V_1 = \frac{G_{0max}}{S_1} = \frac{32,87 \cdot 4}{3,14 \cdot 0,065^2 \cdot 3600} = 2,9 \frac{м}{с},$$

$$\text{Скорость в трубопроводе } D_y 180 V_2 = \frac{G_{0max}}{S_2} = \frac{32,87 \cdot 4}{3,14 \cdot 0,050^2 \cdot 3600} = 4,6 \frac{м}{с},$$

$$\text{Скорость в трубопроводе } D_y 180 V_2 = \frac{G_{0max}}{S_2} = \frac{32,87 \cdot 4}{3,14 \cdot 0,080^2 \cdot 3600} = 1,8 \frac{м}{с},$$

Скорости принимаются из расчета максимального расхода.

Потри давления в переходах Ду 65/50

конфузор $\angle 30^\circ k_2 = 0,2$, при $\frac{S_1}{S_2} = 0,6$, $\varepsilon = 0,662$

$$\zeta_2 = k_2 * \left(\frac{1}{\varepsilon} - 1\right)^2 = 0,2 * \left(\frac{1}{0,622} - 1\right)^2 = 0,052$$

$$h_{\kappa 1} = \zeta_2 * \frac{V_2^2}{2 * g} = 0,052 * \frac{2,9^2}{2 * 9,81} = 0,022 \text{ м в. вт.}$$

диффузор $\angle 30^\circ k_1 = \sin 30 = 0,5$, при $\frac{S_1}{S_2} = 0,39$

$$\zeta_2 = k_1 * \left(\frac{S_2}{S_1} - 1\right)^2 = 0,5 * (0,39 - 1)^2 = 0,186$$

$$h_{\partial 1} = \zeta_2 * \frac{V_2^2}{2 * g} = 0,186 * \frac{4,6^2}{2 * 9,81} = 0,2 \text{ м в. вт.}$$

Потери давления от гильзы термометра сопротивления $c=0,55$, $F/F_0 = 0,2$

$$\zeta_3 = c * \frac{F}{F_0} * \frac{1}{\left(1 - \frac{F}{F_0}\right)^2} = 0,55 * 0,2 * \frac{1}{(1 - 0,2)^2} = 0,17$$

$$h_{em} = \zeta_3 * \frac{V_3^2}{2 * g} = 0,17 * \frac{1,8^2}{2 * 9,81} = 0,028 \text{ м в. вт}$$

Потери давления в трубопроводе Ду 50 (измерительный участок $L_{ну}=878$ мм)

$$Re_i = D_1 * \frac{V_2}{\nu} = 0,050 * 4,6 * \frac{1000000}{0,478} = 481171,5$$

$$\lambda_1 = 0,11 * \left(\frac{R_{\text{ш}}}{D_i} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} = 0,11 * \left(\frac{0,5}{50} + \frac{68}{481171,5} \right)^{0,25} = 0,035$$

$$h_{m50} = \lambda_1 * \frac{L_{\text{ну}}}{D_i} * \frac{V_2^2}{2 * 9,81} = 0,035 * \frac{0,0878}{0,050} * \frac{4,6^2}{2 * 9,81} = \mathbf{0,66 \text{ м в. см.}}$$

Суммарная потеря давления от установки приборов учета

$$\sum h = h_{\text{зм}} + h_{m50} + h_{\kappa 1} + h_{\partial 1} = \mathbf{0,0028 + 0,66 + 0,2 + 0,022} \\ = \mathbf{0,91 \text{ м в. см.}}$$

Расчет гидравлических потерь от установок приборов учета на трубопроводе подпитки

Исходные данные:

$$G_{0\text{max}} = 1,5 \text{ м}^3/\text{ч} = 1,53 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

$$\text{Скорость в трубопроводе } D_y 50 V_1 = \frac{G_{0\text{max}}}{S_1} = \frac{1,53 * 4}{3,14 * 0,050^2 * 3600} = 0,2 \frac{\text{м}}{\text{с}},$$

$$\text{Скорость в трубопроводе } D_y 20 V_2 = \frac{G_{0\text{max}}}{S_2} = \frac{1,53 * 4}{3,14 * 0,020^2 * 3600} = 1,36 \frac{\text{м}}{\text{с}},$$

Скорости принимаются из расчета максимального расхода.

Потри давления в переходах Ду 65/50

$$\text{диффузор } \angle 30^\circ k_1 = \sin 30 = 0,5, \text{ при } \frac{S_1}{S_2} = 0,16$$

$$\zeta_2 = k_1 * \left(\frac{S_2}{S_1} - 1 \right)^2 = 0,5 * (0,16 - 1)^2 = 0,35$$

$$h_{\partial 1} = \zeta_1 * \frac{V_2^2}{2 * g} = 0,35 * \frac{1,36^2}{2 * 9,81} = \mathbf{0,03 \text{ м в. см.}}$$

Потери давления в трубопроводе Ду 20 (измерительный участок $L_{ny}=461$ мм)

$$Re_i = D_1 * \frac{V_2}{\nu} = 0,020 * 1,36 * \frac{1000000}{0,478} = 56903,8$$

$$\lambda_1 = 0,11 * \left(\frac{R_{uu}}{D_i} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} = 0,11 * \left(\frac{0,5}{20} + \frac{68}{56903,8} \right)^{0,25} = 0,044$$

$$h_{m50} = \lambda_1 * \frac{L_{ny}}{D_i} * \frac{V_2^2}{2 * 9,81} = 0,044 * \frac{0,461}{0,020} * \frac{1,3^2}{2 * 9,81} = \mathbf{0,087 \text{ м в. ст.}}$$

Суммарная потеря давления от установки приборов учета

$$\sum h = h_{m20} + h_{\partial 1} = \mathbf{0,087 + 0,03 = 0,1 \text{ м в. ст.}}$$

2.5 Схема реконструкции ЦТП с закрытым контуром горячего водоснабжения

В связи с тем, что технические условия выдаются сроком на 2 года, а гидравлические параметры сети пересматриваются после каждый год, возникла проблема недостаточного давления горячей воды. В результате чего предоставляемая потребителям горячая вода не соответствует требуемому качеству. Решением данной проблемы является установка шайбы на обратном трубопроводе, но это не решает проблемы качества горячей воды в осенний и весенний периоды.

Обоснованием реконструкции ЦТП является закон об энергосбережении, в соответствии с которым горячая вода должна быть питьевого качества, для этого необходимо выполнить присоединение ЦТП по закрытой схеме.

Принципиальная схема ЦТП приведена на рисунке 9,

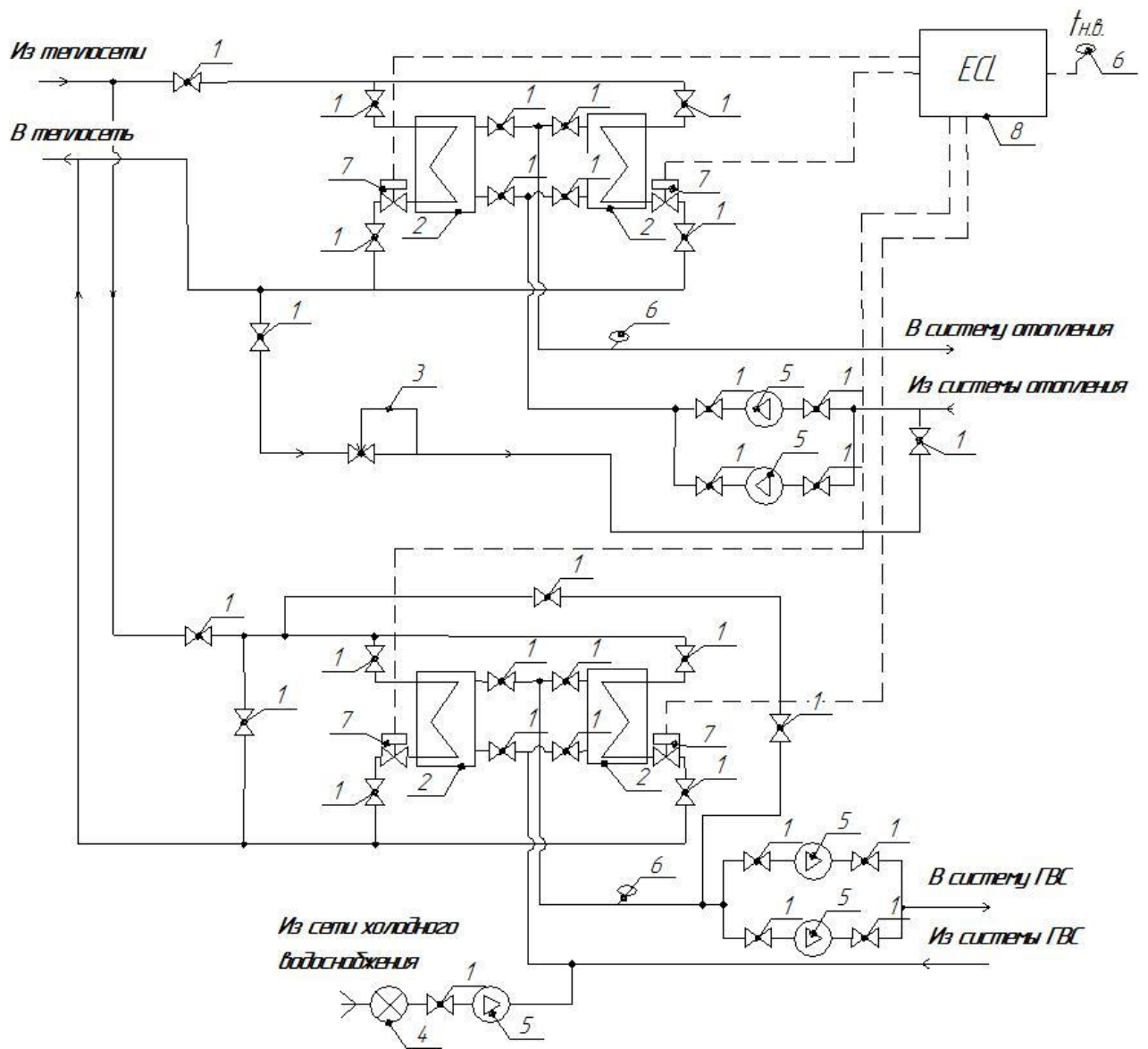


Рисунок 9

3. Экономическое обоснование проекта

Центральный тепловой пункт предназначен для усовершенствования снабжения потребителей тепловой энергией и горячей водой. Оценка качества автоматизированного центрального теплового пункта включает определение стоимости его создания, а также материальных затрат и экономической эффективности от внедрения. Центральный тепловой пункт (далее ЦТП) значительно повысит комфорт в отапливаемых помещениях, будет снабжать потребителей качественной горячей водой.

Основные цели реконструкции:

- экономия энергии,
- малые сроки монтажа;
- повышения эффективности оперативного управления.

3.1 Расчет капитальных вложений

Затраты на реконструкцию теплового пункта $Z_{рек}$, руб., определяются по следующей формуле:

$$Z_{рек} = MZ + Z_{д.эл.у.} + Z_{м.ИТП}, \quad (9)$$

где MZ - материальные затраты, руб.;

$Z_{д.эл.у.} = 15000$ - затраты на демонтаж участка трубы, руб.;

$Z_{м.ИТП} = 44000$ - затраты на монтаж нового оборудования, руб.;

Расчет материальных затрат на реконструкцию теплового пункта.

Статьи материальных затрат приведены в таблице. Они включают в себя затраты на приобретение оборудования теплового пункта, а также приобретение прочих материалов, необходимых для создания нужных условий.

Для реконструкции объекта требуются: теплообменник; циркуляционные насосы; подпиточный насос; датчики температуры наружного воздуха; регулятор перепада давления; регулирующие клапаны для системы ГВС, электроприводы к ним. Также необходимы аппаратуры узла учета, такие как теплосчетчик, датчики давления и температуры.

Таблица 6 – Материальные затраты

Наименование материалов и комплектующих изделий	Цена, руб.
Бак расширительный Reflex NG200, 1 шт. (http://www.elitacompany.ru/)	24311,13
Быстроразъемное соединение Reflex SU R3/4x3/4", 1 шт. (http://www.elitacompany.ru/)	6482,97
Воздухоотводчик автоматический, D_y^{15} , 4шт. (http://www.danfoss.com/)	1496
Датчик погружной ESMU, с гильзой, 3 шт. (http://www.danfoss.com/)	28608
Датчик температуры наружного воздуха ESMT, 1 шт. (http://www.danfoss.com/)	3431
Клапан регулятора передачи давления VFG2 для системы отопления, 1 шт. (http://www.danfoss.com/)	86289,29
Клапан обратный, латунный муфтовый, D_y^{20} , 1 шт. (http://www.danfoss.com/)	713
Клапан обратный, латунный муфтовый, D_y^{40} , 2 шт. (http://www.danfoss.com/)	1927
Ключ регулирования температуры A368, 1 шт. (http://www.danfoss.com/)	15208,81
Кран шаровой приварной, D_y^{25} , 5 шт. (http://www.danfoss.com/)	29935
Кран шаровой приварной, D_y^{32} , 6 шт. (http://www.danfoss.com/)	46158
Кран шаровой со спускным клапаном, D_y^{15} , 13 шт. (http://www.danfoss.com/)	13091
Кран шаровой типа X1666, 4 шт. (http://www.danfoss.com/)	15144
Манометр общетехнический с трубчатой пружиной, 10 шт. (http://www.tptd.ru/)	3080

Окончание таблицы 6

Насос подпиточный ГРЕ 65-90/4-S, 1 шт. (https://ru.grundfos.com)	59200
Насос циркуляционный ГВС CR30-16, 2 шт. (https://ru.grundfos.com)	100400
Привод регулятора передачи давления АРР для системы ГВС, 1 шт. (http://www.danfoss.com/)	69638,48
Регулятор перепада давления, фланцевый, D_y 25, MSV-F2, 1 шт. (http://www.danfoss.com/)	13483
Реле защиты сухого хода (прессостат) КР1 35, 3 шт. (http://www.danfoss.com/)	11091
Соленоидный клапан EV220B, 1 шт. (http://www.danfoss.com/)	10064
Счетчик холодной воды ВСХд, с комплектом присоединителей, 1 шт. (http://www.proconsim.ru/)	1210
Теплообменник пластинчатый Т5М (34 пластин), 2 шт. (http://www.elitacompany.ru/)	214000
Термометр биметаллический, 6 шт. (http://www.tptd.ru/)	2160
Трубопроводы и теплоизоляционные конструкции (ИТОГО) (http://metall-ural.com/ ; http://www.k-flex.su/)	23618,04
Трубопроводы и теплоизоляционные конструкции (ИТОГО) (http://metall-ural.com/ ; http://www.k-flex.su/)	17923
Фильтр сетчатый, фланцевый, с магнитной вставкой, D_y 32, 1 шт. (http://www.danfoss.com/)	4923
Электронный регулятор ECL Comfort 310 с клемной панелью, 1 шт. (http://www.danfoss.com/)	39256,94
Электротехническая часть (ИТОГО) (http://svetelektro.net/prajs-list ; http://podolskkabel.ru/)	60000
ВСЕГО по тепловому пункту:	902842,66

Все цены на технологическое оборудование теплового пункта взяты на 1 июля 2016 года. Следовательно, материальные затраты (МЗ) составляют 902842,66 рублей.

Затраты на реконструкцию теплового пункта определим по формуле:

$$Z_{рек} = 902842,66 + 15000 + 44000 = 961842,66 \text{ руб.}$$

3.2 Расчёт эксплуатационных затрат

Оценку коммерческой эффективности инвестиционного проекта следует производить приростным методом в соответствии с МУ [9].

Проектно-изыскательские и строительно-монтажные работы составляют полгода.

Текущие затраты за год, руб., определим по формуле:

$$\Delta C = U_{э/э} + Z_{осн} + Z_{доп} + C_a + U_{св}, \quad (10)$$

где $U_{э/э}$ - затраты на электроэнергию, руб.;

$Z_{осн}$ - основная заработная плата рабочих, руб.;

$Z_{доп}$ - дополнительная заработная плата рабочих, руб.;

C_a - амортизационные отчисления, руб.;

$U_{св}$ - страховые выплаты, руб.

Затраты на электроэнергию, руб., определим по формуле:

$$U_{э/э} = T_{э/э} \cdot N_{уст} \cdot T_{вр} \quad (11)$$

где $T_{э/э} = 2,08$ - тариф на электроэнергию, руб/кВт, (<http://krsk-sbit.ru/>);

$N_{уст} = 5,324$ - суммарная потребляемая мощность ЦТП, кВт;

$T_{вр} = 8400$ - время работы ЦТП в год, час.

$$U_{э/э} = 2,08 \cdot 5,324 \cdot 8400 = 93020,92 \text{ руб.}$$

Основная заработанная плата (руб.):

$$Z_{осн} = Z_{ср.мес.} \cdot 12 \cdot n, \quad (12)$$

где n - количество рабочих, чел.,

$Z_{ср.мес.} = 4500$ - средняя за год заработная плата рабочего в месяц за обслуживание одного теплового пункта (один рабочий обслуживает до 10 тепловых пунктов), руб.

$$Z_{осн} = 4500 \cdot 12 \cdot 1 = 54000 \text{ руб.} \quad ..$$

Дополнительная заработная плата, (руб.):

$$Z_{дон} = Z_{осн} \cdot 10\%, \quad (13)$$

$$Z_{дон} = 54000 \cdot 10\% = 5400 \text{ руб.}$$

Страховые выплаты, (руб.):

$$U_{св} = 30,2\% \cdot (Z_{осн} + Z_{дон}), \quad (14)$$

$$U_{св} = 30,2\% \cdot (54000 + 5400) = 17939 \text{ руб.}$$

Амортизационные отчисления, (руб.):

$$C_a = \frac{Z_{рек}}{T_H}, \quad (15)$$

где $Z_{рек}$ - затраты на реконструкцию теплового пункта, руб.;

T_H – нормативный срок службы, лет.

$$C_a = \frac{961824,66}{10} = 96182 \text{ руб.}$$

Дополнительные затраты, руб, составят:

$$\Delta C = 93020,92 + 54000 + 5400 + 96182 + 17939 = 266541,92 \text{ руб.}$$

3.3 Расчёт экономической эффективности

Выгода от реконструкции ТП, (руб.):

$$ВРП = Q \cdot C_Q, \quad (16)$$

где $Q = 346$ - количество сэкономленной тепловой энергии в год, равное 20%, исходя из того, что по проекту жилой район должен потреблять 1728 Гкал в год (расчетное значение при $t_{н.в.} = -37^\circ\text{C}$), Гкал;

$C_Q = 1775,1$ - стоимость одной Гкал, руб, (тариф ООО “Краском” Приказ РЭК от 16.12.2015 № 433-п, <http://www.kraskom.com>).

$$ВРП = 346 \cdot 1775,1 = 614184,6 \text{ руб.}$$

Балансовая прибыль:

$$БП = ВРП - \Delta C, \quad (17)$$

$$БП = 614184,6 - 266541,92 = 347643 \text{ руб.}$$

Налог на прибыль, руб.:

$$Н = БП \cdot 20\%, \quad (18)$$

где 20% - базовая ставка налога.

$$Н = 347643 \cdot 20\% = 69528,54 \text{ руб.}$$

Чистая прибыль, руб.:

$$ЧП = БП - Н, \quad (19)$$

$$ЧП = 347643 - 69528,54 = 278114,46 \text{ руб.}$$

Чистый денежный поток (ЧДП), руб.:

$$ЧДП = ЧП + C_a, \quad (20)$$

$$ЧДП = 278114,46 + 96182 = 368296,5 \text{ руб.}$$

Чистый денежный поток нарастающим итогом (ЧДПНИ), руб.:

$$ЧДПНИ = ЧДП_i + ЧДП_{i+1}, \quad (21)$$

$$ЧДПНИ_2 = -961842,66 + 368296,5 = -593546 \text{ руб.}$$

Дисконтированный денежный поток (ДДП) второго года, руб.:

$$ДДП = \frac{ЧДП}{(1 + 0,16)^n}, \quad (22)$$

$$ДДП_2 = \frac{368296,5}{(1 + 0,16)^2} = 273704,3 \text{ руб.}$$

Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом (ДДПНИ)
второго года, руб.:

$$ДДПНИ_2 = -720086,8 + 273704,3 = -446382 \text{ руб.}$$

Расчет оценки коммерческой эффективности инвестиционного проекта по динамическим и статическим критериям приведен в таблице .

Таблица 7 – Оценка коммерческой эффективности инвестиционного проекта по динамическим и статическим критериям

Год эксплуатации	1 полугодие	2 полугодие	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Выгода от реконструкции ТП, руб.	0	307092,3	614184,6	614184,6	614184,6	614184,6	614184,6	614184,6	614184,6	614184,6	614184,6
Текущие затраты, руб.	0	133271	266541,92	266541,92	266541,92	266541,92	266541,92	266541,92	266541,92	266541,92	266541,92
Амортизационные отчисления, руб.	0	48091	96182	96182	96182	96182	96182	96182	96182	96182	96182
Налогооблагаемая прибыль, руб.	0	0	347643	347643	347643	347643	347643	347643	347643	347643	347643
Налог на прибыль, руб.	0	34764,27	69528,54	69528,54	69528,54	69528,54	69528,54	69528,54	69528,54	69528,54	69528,54
Чистая прибыль, руб.	0	0	278114,46	278114,46	278114,46	278114,46	278114,46	278114,46	278114,46	278114,46	278114,46
Капитальные вложения, руб.	-961842,66										
ЧДП, руб.	-961842,7	184148,5	368296,5	368296,5	368296,5	368296,5	368296,5	368296,5	368296,5	368296,5	368296,5
ЧДПНИ, руб.	-961842,7	-777694,2	-593546,16	-225249,66	143046,84	511343,34	879639,84	1247936,3	1616232,8	1984529,3	2352825,8
ДДП, руб.	-890595,09	157877,66	273704,3	235951,98	203406,88	175350,76	151164,45	130314,18	112339,81	96844,662	83486,778
ДДПНИ, руб.	-890595,09	-732717,43	-459013,14	-223061,16	-19654,282	155696,48	306860,92	437175,1	549514,91	646359,57	729846,35

Норма дисконта:

$$H_{д} = r_{б} + r_{н}, \quad (23)$$

где $r_{б}$ - безрисковый процент доходности, может использоваться ставка рефинансирования ЦБ РФ равная 11%;
 $r_{н}$ - премии за риск (Таблица).

$$H_{д} = 11 + 5 = 16\%.$$

Чистая текущая стоимость проекта (NPV), если дисконтная ставка составляет 16%:

$$NPV = \sum \frac{P_{к}}{(1+r)^{к}} - \sum \frac{I \cdot C_{к}}{(1+r)^{n}} \quad (24)$$

$$\begin{aligned} NPV1 &= \frac{-961842,7}{(1+0,16/2)^1} + \frac{184148,5}{(1+0,16/2)^2} + \frac{368296,5}{(1+0,16)^2} + \frac{368296,5}{(1+0,16)^3} + \frac{368296,5}{(1+0,16)^4} + \\ &+ \frac{368296,5}{(1+0,16)^5} + \frac{368296,5}{(1+0,16)^6} + \frac{368296,5}{(1+0,16)^7} + \frac{368296,5}{(1+0,16)^8} + \frac{368296,5}{(1+0,16)^9} + \frac{368296,5}{(1+0,16)^{10}} = \\ &= 729846. \end{aligned}$$

Таблица 8 – Премии за риск

Размер риска	Характер инвестиций	Премия за риск
Низкий	Замещающие инвестиции (замена мощностей – оборудования, машин более совершенным, требующая более высокой квалификации работников, новых подходов в производстве; строительство новых заводов взамен старых на том же или другом месте).	3–5
Средний	Новые инвестиции (новые мощности для производства и продвижения производственных линий, тесно связанных с существующими). Инвестиции в прикладные научно-исследовательские разработки, направляемые на специфические цели	8–10

Окончание таблицы 8

Высокий	Новые инвестиции (новые мощности для производства и продвижения производственных линий, не связанных с первоначальной деятельностью компании)	13–15
Очень высокий	Инвестиции в фундаментальные научно-исследовательские разработки, цели которых могут быть пока точно не определены, а ожидаемый результат точно не известен	18–20

Дисконтированный индекс доходности (DPI):

$$DPI = \frac{NPV}{|I \cdot C_n|} + 1, \quad (25)$$

$$DPI = \frac{729846}{|-961842,7|} + 1 = 1,82 \text{ руб.}$$

Простой срок окупаемости:

$$PP = 3 + \frac{|-225250|}{368297} = 3,6 \text{ года} = 3 \text{ года} 6 \text{ месяцев}$$

Дисконтированный срок окупаемости DPP:

$$DPP = 4 + \frac{|-19654,3|}{175351} = 4,01 \text{ года} = 4 \text{ года} 1 \text{ месяц}$$

Для определения внутренней нормы доходности, пользуясь функцией ВСД в программе Excel, находим такую норму дисконта, при которой значение NPV проекта становится отрицательным (как можно ближе к нулевому значению).

Внутренняя норма доходности IRR, при дисконтной ставке $r_2=31,2\%$

$$IRR = r_1 + \frac{f(r_1)}{f(r_1) - f(r_2)} \cdot (r_2 - r_1) \quad (26)$$

$$IRR = 16 + \frac{729846}{729846 - (-1)} \cdot (31,2 - 16) = 31,19\%$$

Определяем резерв безопасности по проекту: IRR-WACC, т.е. для нашего рассматриваемого проекта он составит 15,2% (31,2%-16%).

На основании расчетов строим финансовый профиль проекта (рисунок 10).

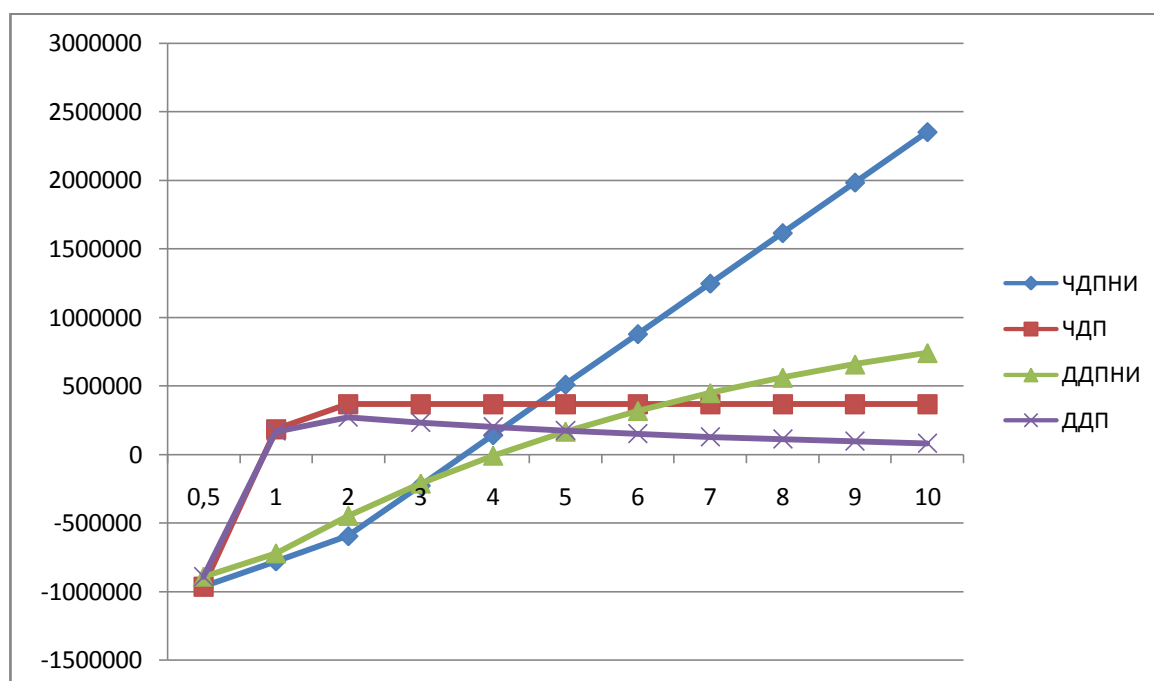


Рисунок 10 – Финансовый профиль проекта

3.4 Обоснование эффективности реконструкции теплового пункта

В результате модернизации теплового пункта решаются, такие проблемы как недостача необходимого количества тепла в отапливаемых помещениях в особо холодное время года и избыток тепла в помещениях в теплые периоды года. Модернизированный тепловой пункт обеспечит комфортные условия в отапливаемых помещениях. Электронный регулятор теплопотребления здания эффективно регулирует работу циркуляционного насоса, тем самым, снижая расходы электроэнергии.

Также значительно снижается нагрузка на мастера КИПиА. Его функции и обязанности сводятся к контролю за технологическим процессом, наблюдению за текущими параметрами теплоносителя в системе (в трубопроводах) и принятии своевременных решений в случае возникновения внештатных ситуаций в индивидуальном тепловом пункте.

В результате установки узла учета теплоносителя на тепловом пункте, потребитель тепловой энергии будет реально заинтересован в экономии теплоносителя и тепловой энергии, что соответственно внесет большой вклад в развитие политики энергосбережения и ресурсосбережения.

Вывод:

С учетом динамических критериев проект является:

- 1) эффективным, т.к. $NPV > 0$;
- 2) доходным, т.к. инвестор получит 1,82 прибыли на 1 инвестицию;
- 3) с резервом безопасности равный 15,2%;
- 4) с малым сроком окупаемости 4 года, 1 месяц.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе достигнута поставленная цель: разработана реконструкция центрального теплового пункта, и решены следующие задачи:

- проведен литературный обзор по центральным тепловым пунктам;
- осуществлен расчет принципиальной тепловой схемы и выбрано оборудование;
- осуществление автоматического регулирования параметров теплоносителя в системах ГВС;
- проведен экономический расчет проекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 СП 41-101-95 Проектирование тепловых пунктов. - Введ. 01.07.1996. - 89с.
- 2 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. - Актуализированная редакция СП 41-02-2003. - Введ. 01.01.2013. - Москва: ОАО "ВНИПИэнергопром", 2013. - 64с.
- 3 СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. - Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003. - Введ. 01.01.2013. - Москва: Минрегион России, 2012 - 87 с.
- 4 СП 54.13330.2011 Здания жилые многоквартирные. - Актуализированная редакция СНиП 31-01-2003. - Введ. 20.05.2011. - Москва: - ОАО "ЦПП", 2011. - 43 с.
- 5 СП 31-110-2003 Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. - Взамен ВСН 59-88. - Введ. 26.10.2003. - Москва: - ФГУП "ЦПП", 2004. - 55 с.
- 6 СНиП 31-06-2009 Общественные здания и сооружения. - Актуализированная редакция СНиП 2.08.02-89*. - Введ. 01.01.2010. - Москва: Минрегион России, 2009 - 84 с.
- 7 СП 31.13330.2012. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения. - Актуализированная редакция СНиП 2.04.02-84*. - Введ. 01.01.2013. - Москва: ОАО "РОСЭКОСТРОЙ", 2012 - 128 с.
- 8 СП 30.13330.2012. Внутренний водопровод и канализация зданий. - Актуализированная редакция СНиП 2.04.01-85*. - Введ. 01.01.2013. - Москва: ОАО "СантехНИИпроект", 2012 - 82 с.
- 9 Зубова М.В. Экономика и управление энергетическими предприятиями. Определение сметной стоимости ремонта и реконструкции энергооборудования: учеб.-метод. Пособие для студентов напр. 1400100.62 "Теплоэнергетика и теплотехника" / Сиб. Федерал. ун-т; сост.: И.А. Астраханцева, М.В. Зубова, Л.В. Голованова. – 2013 18с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Напорно-расходные характеристики насосов

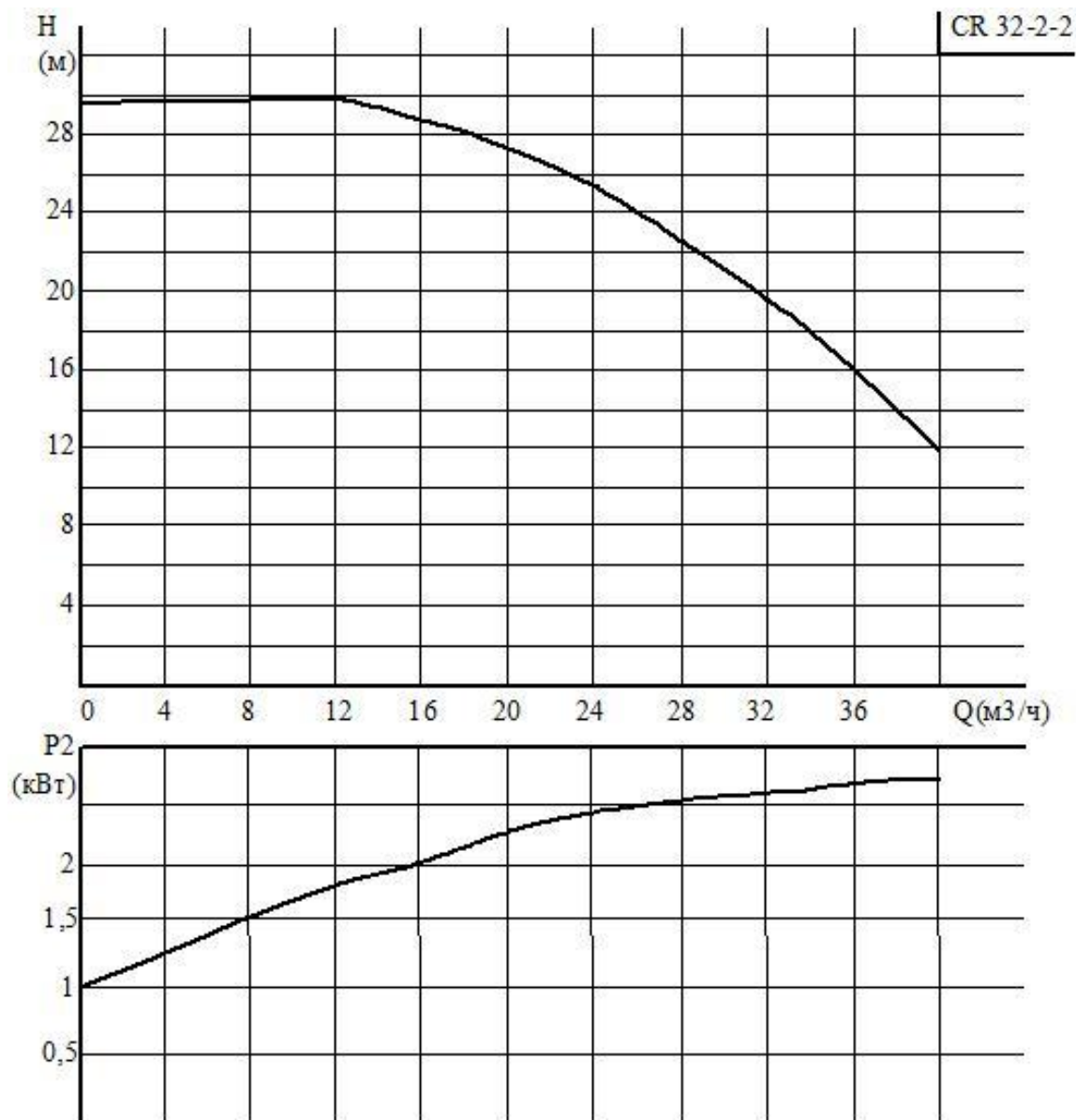


Рисунок 11 Напорно-расходные характеристики насосов CR 32-2-2

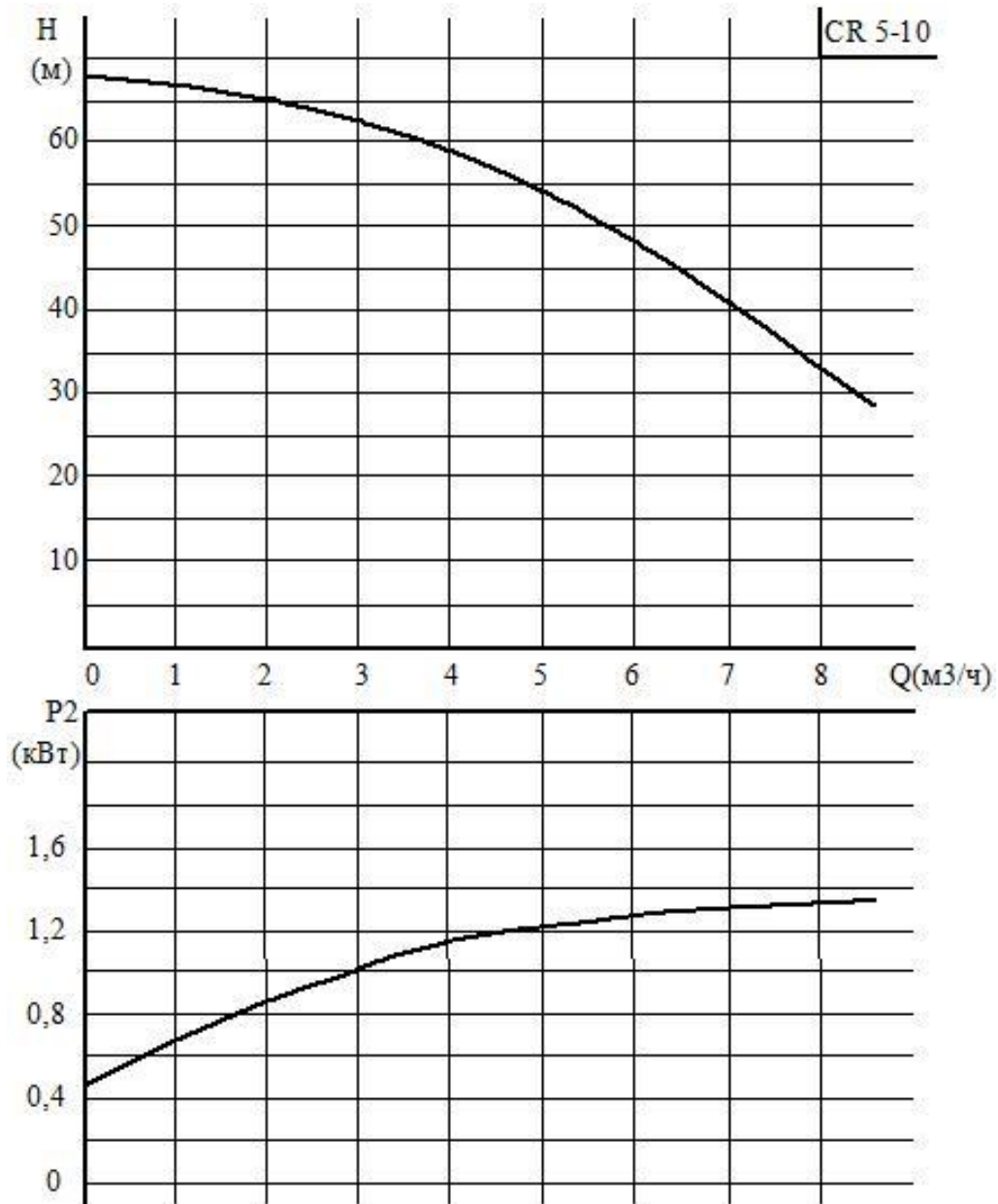


Рисунок 12 Напорно-расходные характеристики насосов CR 5-10

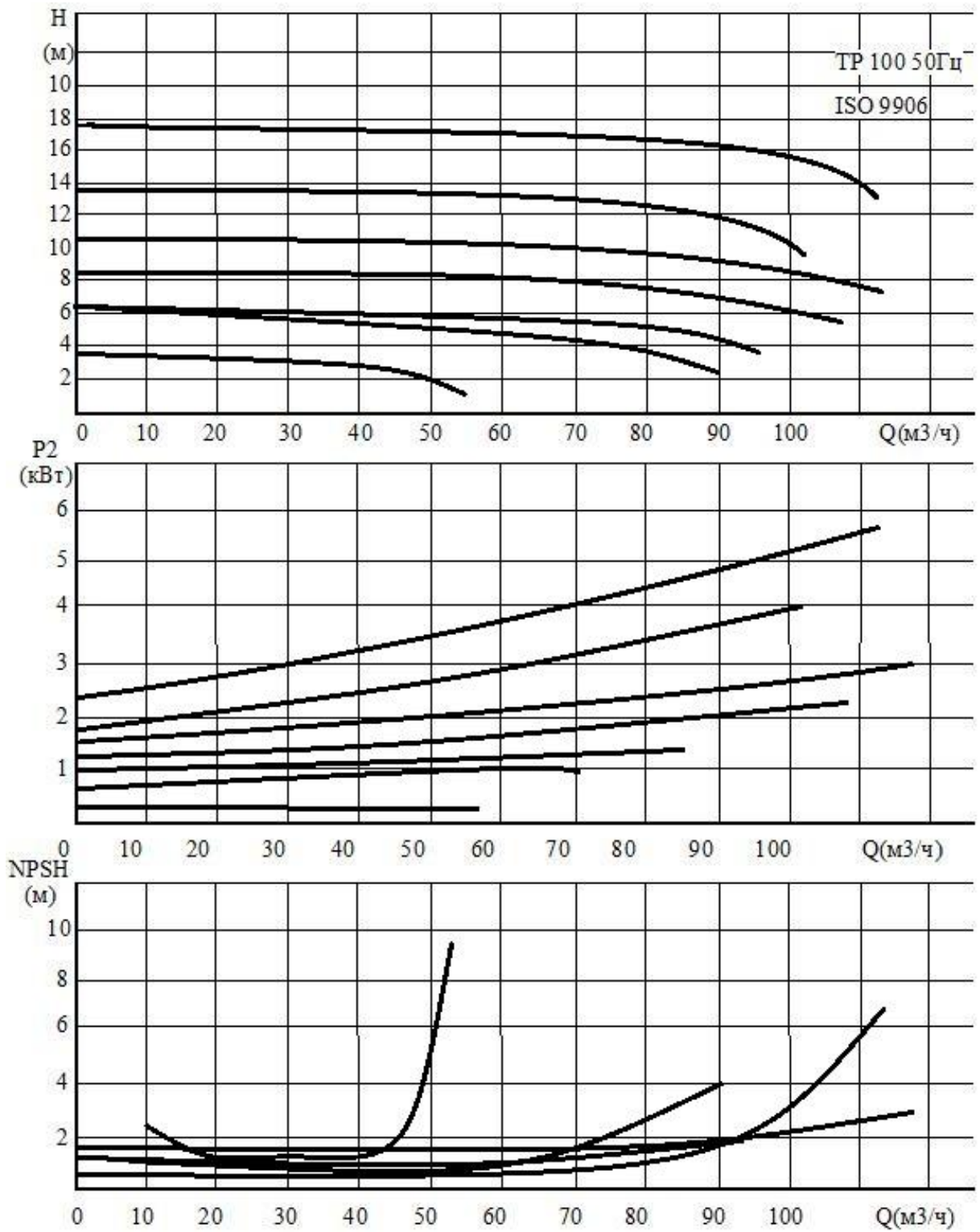


Рисунок 13 Напорно-расходные характеристики насосов TP 100-130/4

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Наиболее распространенные схемы тепловых пунктов (ТП)

Схема № 1

Одноступенчатая система присоединения водоподогревателей ГВС с автоматическим регулированием расхода теплоты на отопление и зависимым присоединением систем отопления в ЦТП и ИТП

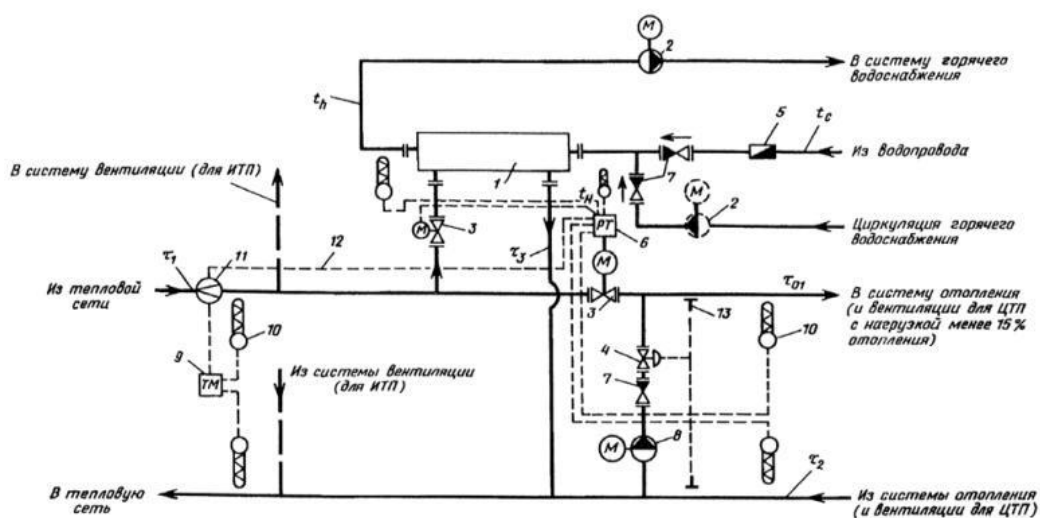


Схема № 2

Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения для жилых и общественных зданий и жилых микрорайонов с зависимым присоединением систем отопления в ЦТП и ИТП

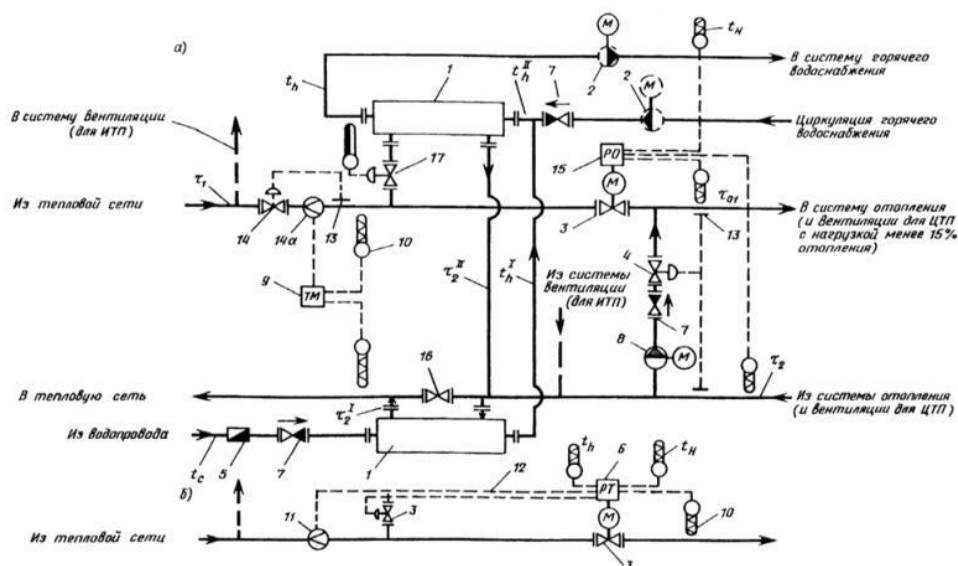


Схема № 3

Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения для промышленных зданий и промплощадок с зависимым присоединением систем отопления в ЦТП

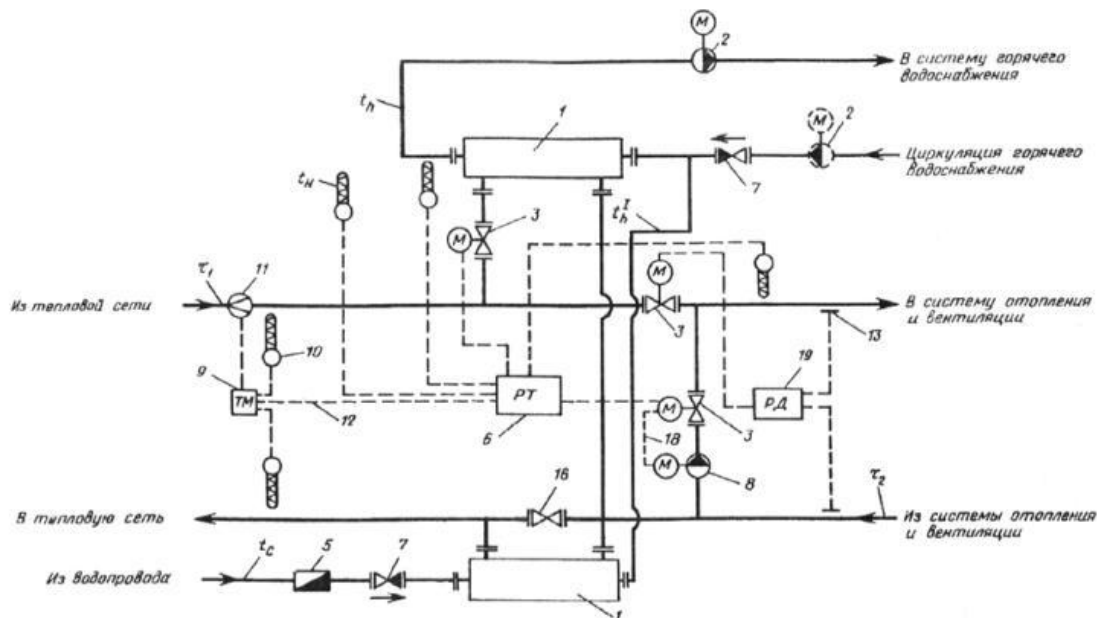


Схема № 4

Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения для жилых и общественных зданий и жилых микрорайонов с независимым присоединением систем отопления в ЦТП и ИТП

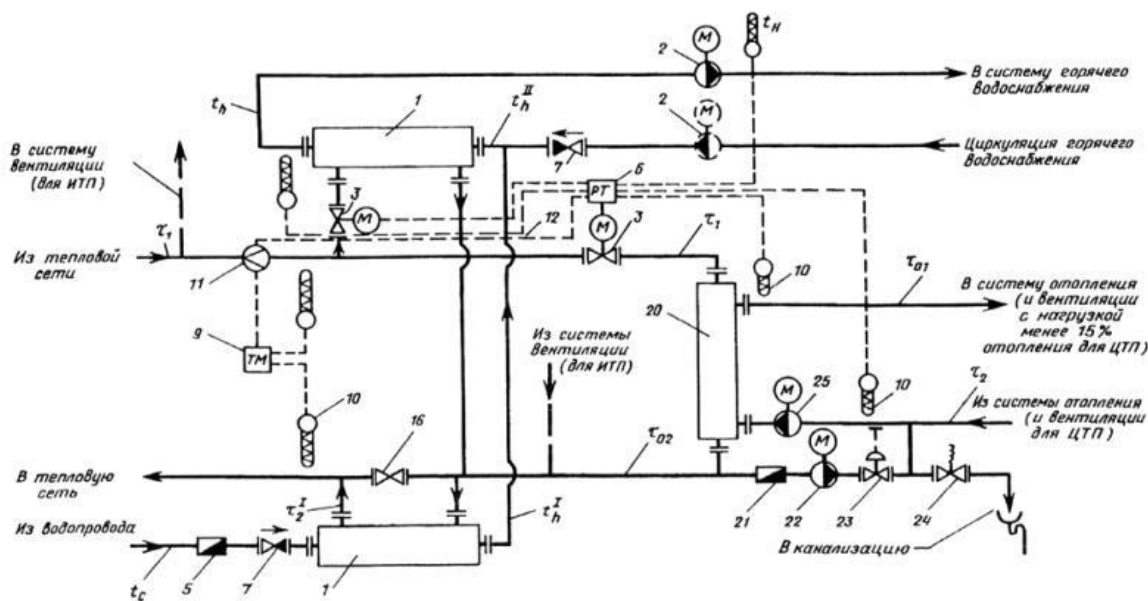


Схема № 5

Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения в ИТП с водоструйным элеватором и автоматическим регулированием расхода теплоты на отопление

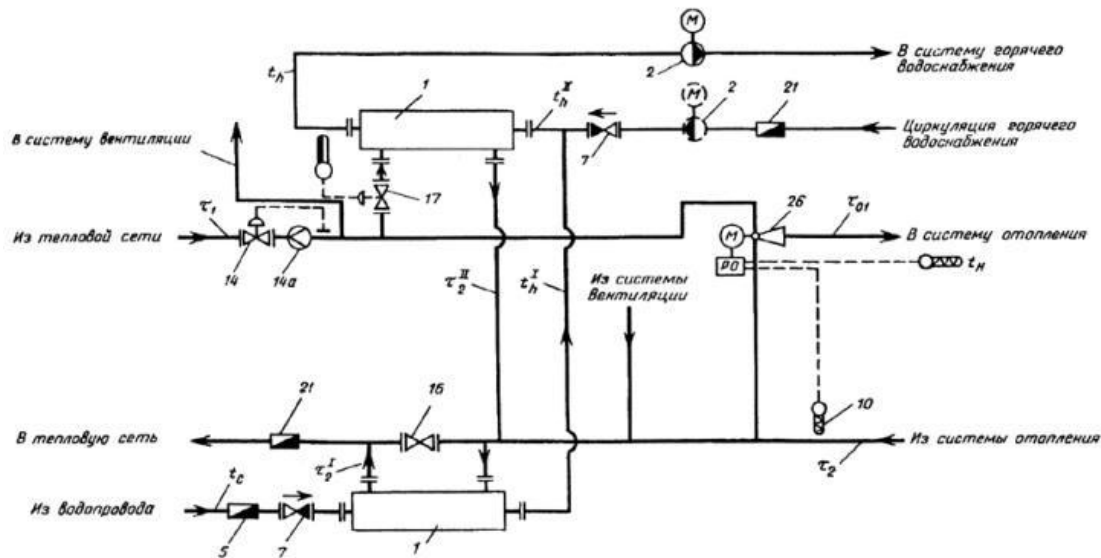


Схема № 6

Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения в ИТП с зависимым присоединением систем отопления и пофасадным автоматическим регулированием расхода теплоты на отопление

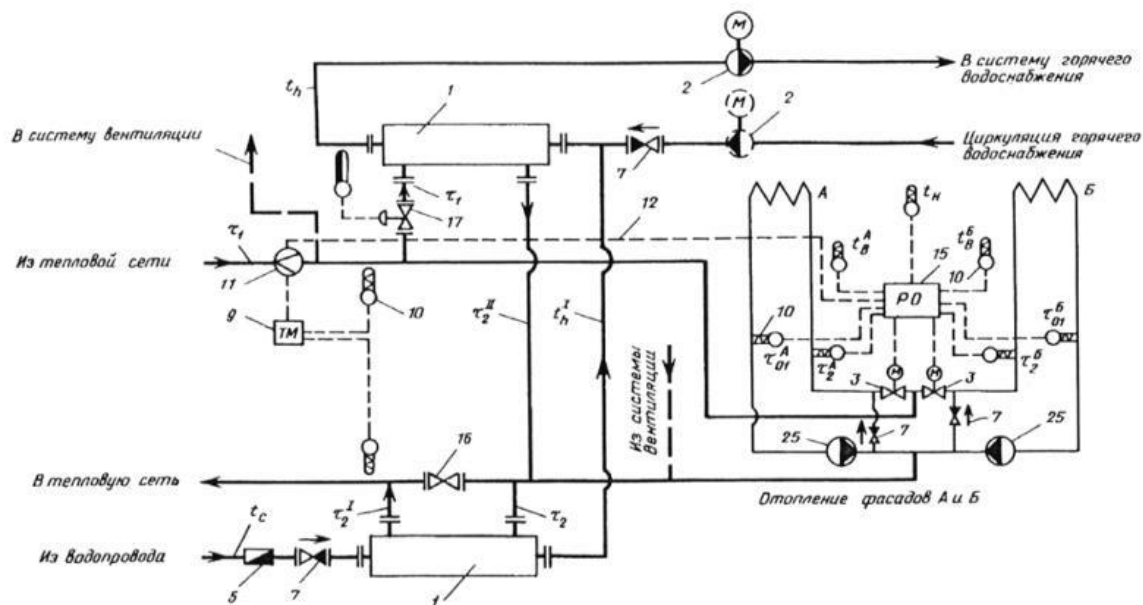


Схема № 7

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

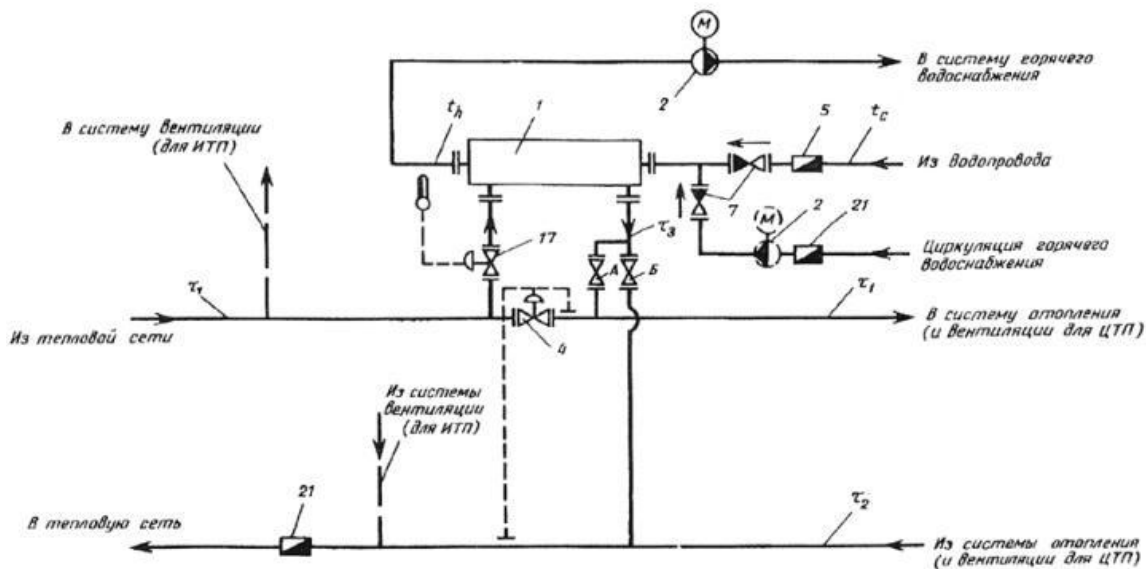


Схема № 8

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

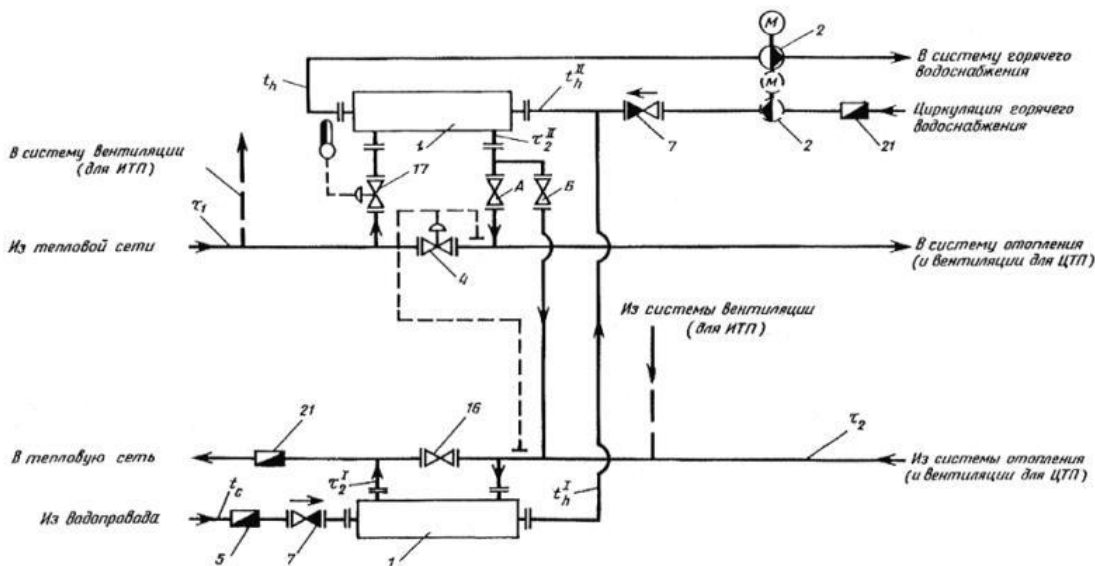


Схема № 9

Схема присоединения систем горячего водоснабжения и отопления в ИТП при зависимом присоединении системы отопления через элеватор с учетом теплоты по тепломеру (а). Схема присоединения систем горячего водоснабжения и отопления в ИТП при независимом подключении с учетом теплоты по водомеру (б).

