

МИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ИННОВАЦИОННЫЙ ЕВРАЗИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Допущен к защите:

зав. кафедрой теплоэнергетики и металлургии,

доктор технических наук, профессор _____ А.С.Никифоров
(подпись)

_____ 2011г.

Магистерская диссертация

Повышение энергетической эффективности работы пристанционных котельных

специальность 6N0717 - ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

Магистрант _____ А.Н. Тасыбаев
(подпись)

Научный руководитель,

доктор технических наук, профессор _____ А.С. Никифоров
(подпись)

ПАВЛОДАР 2011

МИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ИННОВАЦИОННЫЙ ЕВРАЗИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

УДК 669.621

Повышение энергетической эффективности
работы пристанционных котельных

Магистерская диссертация на соискание академической степени магистра
теплоэнергетики по специальности 6N0717 - ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

ПАВЛОДАР 2011

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация выполнена на 61 странице, данные анализа результатов работы приводятся в виде 11 таблиц и 4 рисунка. Количество использованных источников литературы 21.

Объектом исследования являются пристанционные котельные станций «Павлодар-Южная», «Карасор», «Пограничник», «Калкаман».

Цель работы – повышение эффективности работы пристанционных котельных.

В наше сложное время, с больной кризисной экономикой строительство новых промышленных объектов сопряжено с большими трудностями, если вообще строительство возможно. Но в любое время, при любой экономической ситуации существует целый ряд отраслей промышленности, без развития которых невозможно нормальное функционирование народного хозяйства, невозможно обеспечение необходимых санитарно-гигиенических условий населения. К таким отраслям и относится энергетика, которая обеспечивает комфортные условия жизнедеятельности населения как в быту так и на производстве. Но развитие рыночных отношений в нашей, а также в соседних странах коренным образом меняет принципиальные подходы к выработке и потреблению всех видов энергии. В условиях постоянного роста цен на энергоресурсы и их неизбежного сближения с мировыми ценами проблема энергосбережения и энергетической безопасности государства становится по настоящему актуальной, во многом определяющей будущее отечественной экономике. В ближайшие годы страна рискует столкнуться с общим дефицитом энергетических мощностей. Сложившаяся ситуация обуславливает существенные изменения структуры мощностей и типов электростанций. Предполагается, что во вводах мощностей ТЭЦ в ближайшие 10-15 лет важную роль будут играть малые высокоэффективные энергогенерирующие установки.

Малая энергетика жилищно-коммунального хозяйства оказалась заложницей большой энергетики. Ранее принятые конъюнктурные решения о закрытии малых котельных (под предлогом их низкой эффективности, технической и экологической опасности) сегодня обернулись сверх централизацией теплоснабжения, когда горячая вода проходит от ТЭЦ до потребителя путь в 25-30 км, когда отключение источника тепла из-за неплатежей или аварийной ситуации приводит к замерзанию городов с большим числом населения.

Энергобезопасность является магистральным направлением развития малой энергетики, движение по которому способно значительно смягчить болезненные для большей части населения последствия от роста цен на коммунальные услуги, а также обеспечение тепло и электроэнергии большей части населения нашей страны.

Поэтому исследования в области повышения эффективности малых котельных станции, отдаленных от централизованного теплоснабжения, имеет под собой свою неоспоримую обоснованность, так как иного пути сохранения, перевооружения, развития в сфере теплоснабжения и его эффективного создания и передачи в данных местах не допустима, в иных случаях не целесообразна.

Содержание

Введение	6
1. Литературный обзор	8
1.1 Энергетическая безопасность – одна из стратегических задач национальной экономики	8
1.2 Стратегия развития	10
1.3 Система теплоснабжения на основе котельных станций.	13
1.4 Методологические инструменты.	15
2. Основная часть. Расчет теплопотребления.	17
2.1 Расход тепла на отопление.	17
2.2 Гидравлический расчет водяной тепловой сети	24
2.3 Выбор толщины тепловой изоляции.	30
2.4 Определение расхода топлива и к.п.д. котла.	45
2.5 Вывод	53
3. Заключение	58
Список литературы	60

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность исследования. Государственная система искусственно заниженных цен на топливо (уголь, мазут, газ) и ложные представления о неограниченных запасах дешёвого, природного топлива в казахстанских недрах привели к тому, что отечественная промышленная продукция является в настоящее время одной из самых энергоёмких в мире, а наше жилищно-коммунальное хозяйство экономически убыточным и технически отсталым.

Эффективная и надежная работа энергогенерирующих объектов - важнейший критерий высокого уровня благосостояния общества. В настоящее время не обеспечивается даже поддержание воспроизводства основных фондов, в результате чего старение энергетических мощностей достигло критического уровня в 50%, что ставит энергетическую безопасность государства под угрозу. В ближайшие годы страна рискует столкнуться с общим дефицитом энергетических мощностей. Сложившаяся ситуация обуславливает существенные изменения структуры теплоснабжения на местах. Актуальным направлением в современной энергетике является надстройка генерирующих мощностей на действующих производственных и отопительных котельных, так как последние исследования показали экономическую целесообразность сохранения значительной доли участия отопительных котельных установок в покрытии общего потребления тепловой энергии.

Цель работы – разработка, совершенствование, внедрение методов и устройств для эффективной передачи теплоты, обеспечения оптимального теплового состояния различного оборудования, приборов, аппаратов.

Для достижения поставленной цели в диссертационной работе необходимо решить следующие **задачи**:

1. На основании анализа проблем разработать способы модернизации и реконструкции оборудования источников и систем теплоснабжения, которые позволят повысить экономичность, надежность и экологичность энергоснабжения.
2. Разработка методики анализа тепловой экономичности с различными источниками в составе энергосистем.
3. Определение эффективности теплофикации на современном этапе и в перспективе
4. Определить технико-экономическую эффективность предложенных разработок.

Новизна научных исследований заключается в следующем:

- разработана методика расчета для определения степени значимости разработок для повышения эффективности котельной.
- получены экспериментальные данные о необходимости проведения мероприятий по повышению эффективности работы оборудования;

Значение научных результатов для теории и практики. Методика определения расчета и результаты экспериментального определения степени значимости разработок по повышению эффективности работы котельной станции могут быть использованы при оценке эффективности и энергосбережения агрегатов.

1. Литературный обзор.

1.1 Энергетическая безопасность – одна из стратегических задач национальной экономики

Энергетическая безопасность - состояние гарантированной защищенности страны, ее граждан, общества, экономики от угрозы дефицита в обеспечении экономически доступными и нормативно необходимыми энергоресурсами приемлемого качества в нормальных и чрезвычайных обстоятельствах. Эффективная и надежная работа энергогенерирующих объектов - важнейший критерий высокого уровня благосостояния общества. [15]

Стабильное функционирование энергетических предприятий в целом и предприятий коммунальной теплоэнергетики в частности является одной из стратегических задач национальной экономики. Учитывая географическое и климатическое положение нашего региона, развитие коммунальной инфраструктуры и стабильное снабжение тепловой энергией населенных пунктов относится к вопросам национальной безопасности. Ограниченные запасы традиционного природного топлива (угля, газа и нефтепродуктов), а также повышение их стоимости требуют эффективного производства и потребления энергии, а также развития альтернативных источников энергии. Возобновляемые источники энергии, такие как ветроэнергетика, геотермальная энергетика и другие, в сравнении с традиционными источниками энергии являются относительно дорогими и, на данный момент, в большинстве случаев экономически не оправданными для потребителей. Поэтому наиболее актуальной в краткосрочном и среднесрочном периодах является задача повышения эффективности использования традиционного природного топлива и преобразуемой из него тепловой энергии р[11].

Энергетика нашей страны вступила в сложный этап своего развития, определяющийся дальнейшим существенным ростом потребления электроэнергии. При этом происходит удорожание первичных энергоресурсов, ужесточение экологических требований к генерирующим источникам. Одновременно с выработкой оборудованием многих ТЭС своего расчетного ресурса, имеется кризис в строительстве атомных электростанций, недопустимое сокращение резерва мощностей энергосистем, а также снижением их маневренности.

В этих условиях во избежание серьезных срывов энергоснабжения, в том числе в коммунально-бытовой сфере, необходимо наряду с применяемыми мерами по экономии энергоресурсов, переосмысление стереотипных принципов развития энергетики, реализация нового подхода к достижению экономии топлива на выработку электроэнергии, повышению маневренности, продлению сроков службы, обеспечению необходимой надежности оборудования тепловых электростанций.

Представляется, что теплоснабжение такой северной страны, как Казахстан, должно относиться к числу важнейших приоритетов. Причём основная задача государства – не контроль за теплоснабжением каждого

посёлка и района, а создание системы, обеспечивающей координированную работу различных государственных и частных организаций в интересах потребителей. После создания указанной системы за государством должна остаться разработка стратегических направлений развития отрасли, анализ возможных проблем и поиск возможных путей их решения, государственный надзор.[13]

В числе главных проблемных зон, наиболее остро обозначившихся на сегодняшний день в тепловой энергетике Казахстана выделяется износ фондов. Эта острая проблема присуща практически всем инфраструктурным отраслям казахстанской экономики, в том числе и теплоэнергетической сфере. Приблизительный масштаб износа на данный момент составляет около 60%. Этот уровень износа характерен и для «большой» энергетики, и для сферы жилищно-коммунального хозяйства.

- Оборудование устарело на 60-70%. Это экспертная оценка, тут математических расчетов не существует.

- устаревшее оборудование генерации тепла, транспортировки и потребления;

- морально устаревшее и изношенное оборудование ТЭС и котельных, что вызывает низкий КПД при их работе и нарастающее число отказов с соответствующими отрицательными последствиями;

- велико количество аварий и утечек, конструкция теплопроводов устарела, вследствие чего возникают высокие тепловые потери.

В Казахстане сотни тысячи км коммунальных сетей. Из них более половины уже исчерпало свой амортизационный срок. Изношенность этих сетей достигла 60-70%, а примерно 25-30% находится в аварийном состоянии. Поэтому сегодня необходимо менять минимум 10-12% труб каждый год. А меняется 1% по Казахстану. Сегодня самая острая проблема в теплоснабжении.

Еще одним фактором возрастания нагрузки на энергетику является проблема выживания и развития малых городов, которых в Казахстане насчитывается около 60. И главная проблема здесь – их электро- и теплоснабжение. Малые города, удаленные от топливных и энергетических источников, имея стратегическую демографическую значимость, сталкиваются с целым рядом проблем:

- отсутствие энергетических ресурсов для обеспечения устойчивого социально-экономического развития;

- необходимость ежегодных бюджетных дотаций для проведения отопительного сезона;

- ухудшение социально-экономической ситуации при снижении объемов производства или остановке градообразующих предприятий. Все это существенно ухудшает демографическую ситуацию в этих городах, вызывает нерегулируемую миграцию.[20]

1.2 Стратегия развития.

Планирование перспективного развития энергоснабжения мегаполисов РК в условиях переходного периода рыночной экономики представляет собой одну из сложных и до конца не поставленных задач развития топливно-энергетического комплекса(ТЭК) страны. Концептуальной базой для решения этой задачи должна стать энергетическая стратегия Казахстана, основные положения которой сформулированы в Послании Президента Республики Казахстан Нурсултана Назарбаева народу Казахстана от 2007 года и согласованы с положениями международного сотрудничества в области энергетической политики, отраженными в проекте ЕЭК ООН «Энергетическая эффективность - XXI». [3]

На современном этапе развития Казахстан, обеспечив прочный фундамент экономики и своей государственности, становится в ряд крупных экспортеров энергетических ресурсов на мировом энергетическом рынке и должен планировать свою деятельность в этом секторе экономики по следующим стратегическим направлениям:

1. Выход на мировые рынки энергоносителей за счет привлечения к нефтегазовым проектам международных нефтяных монополий, зарубежных деловых кругов, крупных инвестиций, лучших мировых технологий.

2. Создание системы экспортных трубопроводов для транспортировки нефти и газа, с целью ликвидации транспортной и монопольной ценовой зависимости от одного потребителя.

- 3.Создание условий для повышения интереса крупных стран мирового сообщества к Казахстану как поставщику энергетического сырья.

- 4.Привлечение иностранных капиталов для обеспечения гарантии безопасности страны.

- 5.Признание энергосбережения, энергоэффективности и энергетической безопасности в качестве высших приоритетов энергетической политики страны.

6. Развитие электроэнергетической и теплоснабжающей отраслей энергетики страны, как ключевых систем жизнеобеспечения, в направлении повышения интегрированных показателей энергосбережения, энергоэффективности и энергобезопасности до уровня ведущих энергетических держав мирового сообщества.

7. Развитие современных отраслей энергетического машиностроения и приборостроения, способных обеспечить должный уровень энергетической безопасности страны и повышения экономического интереса к Казахстану как поставщику энергетических технологий.

В стратегическом плане, разработанной Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан на 2010-2014 г.г., в направлениях, целях, задачах мероприятий, требующих межотраслевой координации один из

пунктов отдано на откуп эффективных использований энергетических ресурсов и мощностей. Задачей данного документа является:

- разработка и реализация мер по энерго- и ресурсосбережению в топливно-энергетическом комплексе и сфере потребления электрической и тепловой энергии;
- создание нормативной правовой базы в области энергосбережения МИТ;
- общие методологические требования к средствам, методам и результатам измерений, в том числе методологические требования по энергетической эффективности и энергосбережению.

В энергетической стратегии Казахстана в период стабильного развития экономического сектора, разработанной Минэнерго и одобренной Правительством Республики Казахстан, основными приоритетами развития отечественной экономики на среднесрочную перспективу определены:

- энергоэффективность экономики и энергосбережение;
- совершенствование топливно-энергетического баланса страны и структуры ТЭК;
- энергетическая безопасность (устойчивость энергоснабжения, техническая и экологическая безопасность ТЭК, поддержание энергетического потенциала как фактора внешней и внутренней политики).
- сбор и анализ оперативной информации о техническом состоянии, эффективности и надёжности функционирования системы теплоснабжения страны на примере базовых регионов с разбивкой на районы;
- оценка общего состояния теплоснабжения в Казахстане и определение приоритетных направлений его совершенствования;
- формирование концептуальных положений повышения эффективности системы теплоснабжения страны в области законодательного, нормативно-правового, управленческого, финансово-экономического и организационно-технического обеспечения.

Таким образом эффективное развитие отечественной экономики невозможно без укрепления организационно-технической и финансово-экономической базы топливно-энергетического комплекса страны и реализации государственной политики энергосбережения.

Именно проблема обеспечения надёжного и устойчивого теплоснабжения потребителей и прежде всего населения при прохождении осенне-зимнего периода имеет ярко выраженную социальную направленность и предопределяет рассмотрение при её решении взаимодействия секторов теплоснабжения ТЭК и жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ).

Дискуссия о стратегии развития теплоснабжения в Казахстане свидетельствует о широком спектре мнений и оценок специалистов, нередко прямо противоположных. Одни считают развитие автономного и индивидуального теплоснабжения порочной тенденцией, ведущей к снижению надёжности и безопасности обеспечения потребителей тепловой энергией, к ухудшению экологии застройки. Другие заявляют о том, что централизованное теплоснабжение от тепловых сетей и квартальных котельных отживает свой век из-за низкой энергетической эффективности. Как правило, и те и другие делают

глобальные выводы на основе частных сравнительных оценок конкретных проектов, зачастую выполненных ими же самими.

Кроме того, нуждается в комментариях предложенный рядом авторов показатель энергетической эффективности теплоснабжения как произведение значений КПД и показателей эффективности регулирования всех составных частей: источников тепла, тепловых сетей, тепловых пунктов и систем теплоснабжения. Предложенный показатель может быть рекомендован только лишь для приближенной оценки, например, для укрупненных расчетов потребности топлива для систем теплоснабжения. Для анализа энергетической эффективности современных систем использование подобных формул не всегда методологически корректно.

Так, например, можно повысить эффективность регулирования, не затрагивая регулирующие элементы всех составных частей системы теплоснабжения, а только за счет повышения глубины регулирования и автоматизации систем теплоснабжения (установка балансирующей и регулирующей арматуры). На многих объектах автоматизация систем теплоснабжения доведена до совершенства и потери тепловой энергии, связанные с регулированием на всей цепочке от теплового источника до здания, практически отсутствуют, хотя показатели эффективности регулирования источника тепла и тепловых сетей далеко не идеальны.[2,3]

1.3. Система теплоснабжения на основе котельных станций.

Системы коммунального теплоснабжения можно классифицировать по нескольким основным признакам:

В зависимости от размещения источника тепловой энергии по отношению к потребителям системы теплоснабжения:

- централизованные;
- децентрализованные.

Комплекс устройств, предназначенных для подготовки, транспорта и использования теплоносителя составляет систему централизованного теплоснабжения. В таких системах источник тепловой энергии и теплопринимающие устройства потребителей размещены отдельно, часто на значительном расстоянии, поэтому передача тепловой энергии с теплоносителем от источника до потребителя производится по тепловым сетям. Основным преимуществом централизованного теплоснабжения является возможное более рациональное использование топлива и достижения синергетического эффекта.

Децентрализованное теплоснабжение от небольших заводских, а также отопительных квартальных и домовых котельных, от печей и индивидуальных нагревательных приборов в ближайшее время будет сокращаться, но все же будет иметь заметное место в покрытии общего теплоснабжения.

Необходимо отметить, что даже при теплоснабжении от современных ТЭЦ высокого и сверхвысокого давления покрытие пиков отопительных нагрузок осуществляется от крупных пиковых водогрейных котлов, устанавливаемых как на территории ТЭЦ, так и в отдельно стоящих районных котельных.[7]

Однако 95% городов и поселков городского типа будут иметь расчетную тепловую нагрузку менее 500 Гкал/ч, и для них основными источниками теплоснабжения будут котельные. Продолжающееся удорожание всех видов органического топлива и изменение стоимости оборудования могут изменить в меньшую сторону расчетные технико-экономические показатели.

В децентрализованных системах источник тепловой энергии и теплопринимающие устройства потребителей совмещены в одном агрегате или размещены столь близко, что передача теплоты от источника до теплопринимающих устройств может производиться без промежуточного звена – тепловой сети. Системы децентрализованного теплоснабжения разделяются на индивидуальные и местные. В индивидуальных системах теплоснабжение каждого отдельного жилого или нежилого помещения обеспечивается от отдельного источника. К таким системам, в частности, относятся печное и поквартирное отопление. В местных системах теплоснабжение каждого здания обеспечивается от отдельного источника тепловой энергии, обычно от местной котельной.

В зависимости от степени централизации системы теплоснабжения можно разделить на следующие четыре группы:

- межгородское – теплоснабжение нескольких городов;
- городское – теплоснабжение нескольких районов;
- районное – теплоснабжение нескольких групп зданий (района);
- групповое (квартирное) – теплоснабжение группы зданий.

Групповое, районное, а иногда и городское централизованное теплоснабжение часто в настоящее время представлено котельными, ориентированными на выработку только тепловой энергии. Основным недостатком котельных является низкая эффективность по сравнению с ТЭЦ. Это связано с отсутствием возможности производства теплоносителя с высокими параметрами температуры, что увеличивает расходы на дополнительные объемы и транспортировку теплоносителя. Кроме того, из-за отсутствия комбинированной выработки электрической энергии, снижается КПД котельной в связи с высоким удельным расходом топлива.

В большинстве крупных отопительных котельных, введенных в эксплуатацию в 60-70-х годах, работают паровые котлы типа ДКВр. Все они проработали более 20 лет и выработали свой ресурс. По условиям надежности их работы в котлах снижено рабочее давление до 0,6-0,8 МПа, а реально при эксплуатации на многих котлах поддерживается давление 1-2 атм. Работа паровых котлов на таких низких давлениях отрицательно сказывается на устойчивости циркуляции, из-за снижения температуры насыщения и увеличения доли парообразования в экранных трубах наблюдается интенсивное накипеобразование и увеличивается вероятность перегрева труб. Кроме того, при работе котла на давлении от 1 до 3 атм. из-за низкой температуры насыщения необходимо отключать чугунный водяной экономайзер, т.к. там может наблюдаться парообразование, что недопустимо по условиям надежной работы. Все это приводит к тому, что КПД этих паровых котлов не превышает 80-82%, а в некоторых случаях, когда трубы сильно загрязнены, КПД котла уменьшается до 70-75%.[1,8,12]

Учитывая, что паровая нагрузка в данных котельных отсутствует, одним из более выгодных мероприятий, повышающим экономичность и надежность работы котельных, является перевод таких паровых котлов в водогрейный режим. Данная реконструкция котельных позволяет не только значительно продлить срок службы котлов, но и существенно (на 20-25%) увеличить КПД котельных.

Таким образом, использование производственно-отопительных и отопительных котельных в будущем сохранится и при этом предусматривается их укрупнение, повышение экономичности использования органического топлива и оснащение новым современным оборудованием.[14]

1.4 Методологические инструменты.

Основным методологическим инструментом научного управления комплексным развитием теплоснабжающих систем мегаполисов может стать Программа комплексного развития теплоснабжающих систем(ПКРТ), которая должна формироваться на основе системного подхода, определять единую политику по организации текущей деятельности, перспективному развитию, согласованию интересов и разработке производственных и инвестиционных программ субъектов теплоснабжения.

ПКРТ должна содержать результаты системного исследования по кратко и среднесрочному прогнозу условий развития существующей теплоснабжающей системы с разработкой стандартного набора технических решений: замена источников и тепловых сетей, выработавших свой ресурс, строительство новых источников и тепловых сетей, для подключения новых потребителей, повышение энергетической эффективности действующих энергетических технологий посредством разработки и внедрения энергосберегающих проектов, с оценкой реализуемости и экономической эффективности разработанных решений, включая оптимизацию загрузки источников теплоснабжения и снижение удельной себестоимости тепловой энергии.

Схема теплоснабжения - традиционный в сфере теплоэнергетики комплект технико-экономических решений, отражающих детализированные представления ПКРТ.

Как часть ПКРТ Схема теплоснабжения должна соответствовать нормам всех действующих законов РК для сферы ТЭК и содержать результаты следующих исследований:

1. Разработка вариантов реконструкции и модернизации действующих и сохраняемых на перспективу объектов системы теплоснабжения, включая источники тепловой энергии(ТЭЦ, РК), магистральные и распределительные тепловые сети, сетевые насосные станции, центральные тепловые пункты, индивидуальные тепловые пункты жилищно-коммунальных и промышленных потребителей тепла.

Варианты реконструкции источников тепловой энергии с угольными технологиями генерации должны предусматривать повышение их энергосберегающего потенциала на основе инновационных технологий энергоэффективного сжигания угля(технология с циркулирующим кипящим слоем, VIR-технология сжигания угля, разработанную Петербургским НИИ «Политехэнерго» и обеспечивающую эффективное сжигание твердого топлива разного качества, технологию внутрицикловой газификации угля с последующим использованием газа в парогазовых энергоблоках).

2. Обоснование схем децентрализованного теплоснабжения объектов технологического назначения и жилищно-коммунального сектора в перспективных и строящихся районах мегаполиса за пределами экономических радиусов действия ТЭЦ на основе высокоэкономичной теплогенерирующей техники малой мощности (мини-ТЭЦ) с высокими показателями экологической безопасности. Проекты малой энергетики окупаются менее чем за пять лет. По сравнению с раздельным способом производства тепловой и электрической энергии, мини-ТЭЦ окупаются менее чем за пять лет, обеспечивает экономию топлива порядка 15%, а их принципиальная эффективность базируется на тех же теплофизических принципах, что и крупно масштабных ТЭЦ.

3. Разработка вариантов реконструкции и модернизации действующих и сохраняемых магистральных тепловых сетей, а также разработка оптимальных схем тепловых сетей на перспективу с применением современных предизолированных труб. Для обеспечения энергетической независимости Казахстан имеет экономические возможности для освоения в недалеком будущем производства предизолированных труб для нужд внутреннего и внешних рынков теплоснабжения мегаполисов. [2,3,4,11]

2. Расчет теплотребования.

2.1 Расход тепла на отопление.

Расчетные (максимальные) потери тепла отдельными зданиями.

$$Q_0^{\max} = (1 + \mu)(t_B - t_{HO}) \cdot q_0 \cdot V \alpha \cdot 10^{-3}, \text{ кДж/час.} \quad (1)$$

где:

μ - коэффициент инфильтрации;

t_B - усредненная температура воздуха отдельных помещений здания ([1], прил.4) С;

t_{HO} - расчетная температура наружного воздуха для расчета отопления ([1], прил.6) С;

q_0 - удельная отопительная характеристика здания, зависящая от строительного объема. ([1], прил.7);

V - строительный объем отдельного здания по наружному обмеру, м³;

α - коэффициент, учитывающий внутренние тепловыделения.

Обычно $\alpha = +1$;

Коэффициент инфильтрации определяется по выражению

$$\mu = B \sqrt{2gL \cdot (1 - \frac{t_{HO}}{t_B}) + W_B^2}, \quad (2)$$

где:

B - постоянная инфильтрация, принимается как

$B = 0,35 - 0,04$ с/м;

g - ускорение свободного падения, м/с²;

L - свободная высота здания, м.;

W_B - средняя скорость ветра наиболее холодного месяца. ([1], прил.6), м/с;

В качестве примера просчитаем Q_0 для:

Котельной станции Калкаман:

$$\mu = 0,04 \cdot 2 \cdot 9,8 \cdot 5 \cdot (1 - \frac{-37}{16}) + 16 = 0,834$$

$$Q_0 = (1 + 0,527)(16 + 37) \cdot 0,42 \cdot 861 = 21087 \text{ кДж/час}$$

магазина ст.Карасор:

$$\mu = 0,04 \cdot 2 \cdot 9,8 \cdot 3 \cdot (1 - \frac{-37}{18}) + 6,7 = 0,599$$

$$Q_0 = (1 + 0,599) \cdot (18 + 37) \cdot 1,59 \cdot 532 = 74409,9 \text{ кДж/час}$$

бытовых ст. Пограничник:

$$\mu = 0,04 \cdot 2 \cdot 9,8 \cdot 3 \cdot (1 - \frac{-37}{15}) + 6,7 = 0,742$$

$$Q_0 = (1 + 0,742) \cdot (18 + 37) \cdot 1,59 \cdot 540 = 72812,7 \text{ кДж/час}$$

столовой ст. Павлодар – Южная:

$$\mu = 0,04 \cdot 2 \cdot 9,8 \cdot 3 \cdot \left(1 - \frac{-37}{18}\right) + 6,7 = 0,599$$

$$Q_0 = (1 + 0,599) \cdot (18 + 37) \cdot 1,59 \cdot 1210 = 169240,6 \text{ кДж/час}$$

Все остальные расчеты сводим в таблицу отдельно для каждой станции.

Таблица 1.1

Расчет теплопотребления ст. Калкаман.

Наименование потреб	Строительный объем, V , м ³	Температура воздуха в помещении, t_B , С	Коэффициент инфильтрации μ	Отопительная характеристика, q_o , кДж/м ³ сК	Расход воды на отопление, G_o , кг/с	Расход тепла на отопление, Q_o , кДж/с	Годовой расход тепла на отопление, Q , Гкал/год
Котельная	861	+16	0,834	0,42	0,069	21087	25,3
РЭП	1658	+16	0,6199	2,51	1,182	357146	429,3
Бытовые	1560	+18	0,7423	1,77	0,876	264589	318
3 ж.дома	9678	+20	0,72	2,08	6,534	1973811	2454,7
Кр.уголок	882	16	0,6199	1,59	0,4	120353	144,66
Магазин	937	+15	0,63	1,59	0,418	126343	151,865
Школа	1032	+16	0,619	1,63	0,4775	144362	173,5
Дет.сад	1255	+20	0,583	1,59	0,596	180058	216,4
8 кв.дом	1692	+20	0,779	2,374	1,35	407498,4	489,8
Гараж	1638	+10	0,717	2,93	1,282	387287,9	465,5
Дом связи	3591	+18	1,266	1,8	2,668	805895,5	968,6
Вокзал	1300	+16	0,619	1,8	0,665	200818	241,4
Пост	761	+18	0,599	2,3	0,509	153969,5	185,1
ИТОГО					17,02	5143223	6182

Таблица 1.2

Расчет теплопотребления ст. Калкаман.

Наименование потреб	Строительный объем, V , м ³	Температура воздуха в помещении, t_B , С	Коэффициент инфильтрации μ	Отопительная характеристика, q_o , кДж/м ³ сК	Расход воды на отопление, G_o , кг/с	Расход тепла на отопление, Q_o , кДж/с	Годовой расход тепла на отопление, Q , Гкал/год
Котельная	862	+16	0,8337	0,42	0,0699	21111,5	25,3
Магазин	532	+18	0,599	1,59	0,246	74409,9	89,44

Кр.уголок	882	+18	0,599	1,59	0,4084	123363,8	148,3
Школа	1040	+20	0,583	1,63	0,506	152964	183,86
Дет.сад	1255	+20	0,583	1,59	0,596	180057	216,4
Пост ЭЦ	761	+18	0,599	2,3	0,51	153969	185,1
Компр-ная	750	+18	0,5994	2,72	0,594	179453	215,7
Вокзал	1357	+18	0,74225	1,77	0,762	230158	276,6
РЭП	3281	+18	0,5994	2,51	2,39	724439	870,7
2 ж. дома	360	+20	0,583	3,168	0,68	205820	247,4
3 ж. дома	3226	+20	0,72	2,08	6,53	1973811	2372
2 ж. дома	523	+20	0,583	2,95	0,92	278435	334,7
Ср.школа	8075	+20	0,72	1,86	4,87	1472693	1770
Вод.башня	71	+16	1,276	4,4	0,124	37696	45,3
ИТОГО					19,2	5808380	6981,6

Таблица 1.3

Расчет теплопотребления ст. Пограничник

Наименование потреб	Строительный объем, V , м ³	Температура воздуха в помещении, t_B , С	Коэффициент инфильтрации μ	Отопительная характеристика, q_o , кДж/м ³ сК	Расход воды на отопление, G_o , кг/с	Расход тепла на отопление, Q_o , кДж/с	Годовой расход тепла на отопление, Q , Гкал/год
Котельная	861	+16	0,834	0,42	0,069	21087	25,3
Бытовые	1560	+18	0,742	1,77	0,876	264588	318
РЭП	3281	+16	0,619	2,51	2,34	706754	849,5
Станц. б.о.	2074	+16	0,619	1,55	0,913	275885	331,6
Школа	1032	+16	0,619	1,63	0,477	144362	173,5
3 ж.дома	3226	+20	0,72	2,08	6,764	1973811	2454,7
Дет.сад.	105	+20	0,583	1,59	0,5	151363	181,9
Магазин	540	+15	0,63	1,59	0,24	72812,7	87,52
Кр.уголок	882	+16	0,619	1,59	0,398	120352	144,6
4 ж.дома	154	+20	0,583	3,62	0,666	201214,8	241,8
Баня	175	+25	0,552	1,12	0,062	18864,7	22,67
Вокзал	572	+16	0,619	1,8	0,293	88360	106,2
Пост ЭЦ	761	+18	0,599	2,3	0,51	153969	185,1
ИТОГО					14,99	4193423	5040

Таблица 1.4

Расчет теплопотребления ст. Павлодар-Южная

Наименование потреб	Строительный объем, V , м ³	Температура воздуха в помещении, t_B , С	Коэффициент инфильтрации μ	Отопительная характеристика, q_o , кДж/м ³ С	Расход воды на отопление, G_o , кг/с	Расход тепла на отопление, Q_o , кДж/с	Годовой расход тепла на отопление, Q , Гкал/год
Котельная	991,4	+16	0,834	0,42	0,08	24280	29,18
ПТО	1196	+10	0,813	2,93	0,988	298646	358,9
Пост ЭЦ	2400	+18	0,804	2,3	1,81	547758	658,4
Станц.зд	2300	+16	0,833	1,8	1,33	402356	483,6
Магазин	189	+18	0,6	1,59	0,08	26435	31,7
2 кв.дом	185	+20	0,58	3,78	0,209	63217	75,98
2 кв.дом	355	+20	0,58	3,176	0,336	101737	122
2 кв.дом	408	+20	0,58	3,1	0,377	114128	137,2
2 кв.дом	355	+20	0,58	3,176	0,336	101737	122
4 кв.дом	799	+20	0,58	2,78	0,66	200429	240,9
4 кв.дом	918	+20	0,58	2,75	0,754	227795	273,8
8 кв.дом	1940	+20	0,78	2,23	1,453	438886	527,5
8 кв.дом	1940	+20	0,78	2,23	1,453	438886	527,5
1 кв.дом	223	+20	0,58	3,314	0,221	66684,9	80,15
2 кв.дом	412	+20	0,58	3,1	0,3815	115247	138,5
Столовая	1210	+18	0,6	1,59	0,56	169241	203,4

продолжение таблицы 1.4

ИТОГО					11,41	3452708	4149,2
-------	--	--	--	--	-------	---------	--------

2.2. Гидравлический расчет водяной тепловой сети

Полный напор

$$H_{\Pi} = H_0 + H_{CH}, \text{ м} \quad (3)$$

где:

H_{Π} - напор развиваемой сетевым насосом;

H_0 - напор на обратном коллекторе, $H_0 = 10-20$ м.

Установим насос К-100-65

Напор его = 65 м. водяного столба

Привод = 18,5÷22 кВт

$n = 2900$ об/мин.

$$H_{\Pi} = 10 + 65 = 75 \text{ м.}$$

Располагаемый напор котельной:

$$\Delta I_{\tilde{N}} = I_n - H_0 - \Delta H_T, \quad (4)$$

где:

ΔH_T - потери напора сетевой воды в теплоподготовительной установке;

$$H_T = 20 \text{ м.}$$

$$\Delta I_{\tilde{N}} = 75 - 10 - 20 = 45 \text{ м.}$$

Располагаемая потеря напора на трение в трубопроводах тепловой сети:

$$\Delta H_{TC} = H_C - H_{\dot{a}\dot{a}} \quad (5)$$

где:

$H_{\dot{a}\dot{a}}$ - располагаемый напор у абонентов, м.

$$\Delta H_{TC} = 45 - 10 = 35 \text{ м.}$$

В двухтрубной закрытой системе теплоснабжения эта потеря напора распределяется поровну между подающей и обратной линиями тепловой сети.

$$\Delta H_I = 35/2 = 17,5$$

По формуле Б.Л. Шифринсона определяем предварительное значение средней доли местных потерь давления на данном участке, т.е. 0-1 на ген.плане:

$$\alpha_{01} = z \sqrt{G p_{01}} \quad (6)$$

где:

$G p_{01}$ - расход теплоносителя на рассматриваемом участке 0-1;

z - постоянный коэффициент, зависящий от вида теплоносителя, для воды $z = 0,04$;

Просчитаем для всех станций:

Калкаман	$\alpha_{01} = 0,04 \cdot 17,2$	$= 0,165$
Карасор	$\alpha_{01} = 0,04 \cdot 19,54$	$= 0,175$
Пограничник	$\alpha_{01} = 0,04 \cdot 14,037$	$= 0,149$
Павлодар-	$\alpha_{01} = 0,04 \cdot 10,342$	$= 0,128$

Южная

Предварительное значение удельного линейного падения давления на участке 0-1:

$$R_{\varepsilon} = \frac{\xi \cdot q \cdot \Delta H_{02}}{l_{02} \cdot (1 + \alpha_{01})}, \text{ Па/м} \quad (7)$$

где:

ξ - объемная плотность воды ([1], прил.10), кг/м;

q - ускорение свободного падения, м/с;

ΔH_{02} - потеря напора на всей длине трассы, принимается равной H_f ;

l_{01} - длина трубопровода трассы 0-1-п

Пример расчета $R\ddot{e}_{01}$ соответственно для станции Калкаман, Карасор, Пограничник и Павлодар – Южная:

$$R\ddot{e}_{01} = \frac{961,7 \cdot 9,8 \cdot 17,5}{530 \cdot (1 + 0,165)} = 362$$

$$R\ddot{e}_{01} = \frac{961,7 \cdot 9,8 \cdot 17,5}{53 \cdot (1 + 0,175)} = 390,7$$

$$R\ddot{e}_{01} = \frac{961,7 \cdot 9,8 \cdot 17,5}{483 \cdot (1 + 0,149)} = 392,6$$

$$R\ddot{e}_{01} = \frac{961,7 \cdot 9,8 \cdot 17,5}{616 \cdot (1 + 0,128)} = 302,2$$

Определяется предварительное значение диаметра трубопровода на участке 0-1:

$$dB_{01} = Ad \cdot \frac{Gp_{01}^{0,38}}{R\ddot{e}_{01}^{0,19}}, \text{ м.} \quad (8)$$

где:

Ad - постоянный расчетный коэффициент для определения диаметра трубопровода ([1], прил.11).

Пример расчета dB_{01} соответственно для станций Калкаман, Карасор, Пограничник и Павлодар – Южная.

$$dB_{01} = 0,117 \frac{17,203^{0,38}}{362^{0,19}} = 0,112 \text{ м.}$$

Принимаем стандартный диаметр $dB'_{01} = 0,184 \text{ м.}$

$$dB_{01} = 0,117 \frac{19,154^{0,38}}{390,7^{0,19}} = 0,115$$

Принимаем стандартный диаметр $dB'_{01} = 0,15 \text{ м.}$

$$dB_{01} = 0,117 \frac{14,037^{0,38}}{392,6^{0,19}} = 0,103$$

принимаем стандартный диаметр $dB'_{01}=0,184$ м.

$$dB_{01} = 0,117 \frac{10,342^{0,38}}{302,2^{0,19}} = 0,09$$

принимаем стандартный диаметр $dB'_{01}=0,207$ м.

Количество компенсаторов на участке 0-1

$$nk_{01} = \frac{l_{01}}{l_x} \quad (9)$$

где:

l_{01} - длина рассматриваемого участка;

l_x - расстояние между неподвижными опорами.

$$nk_{01} = \frac{28}{100} = 0,28 ; \quad nk = 0 .$$

$$nk_{01} = \frac{160}{100} = 1,6 ; \quad n = 2 .$$

$$nk_{01} = \frac{43}{100} = 0,43 ; \quad n = 0$$

$$nk_{01} = \frac{29}{120} = 0,24 ; \quad n = 0$$

При установке П-образных компенсаторов длина трубопровода на участке 0-1 увеличиться на величину

$$lk_{01} = 2H \cdot nk_{01} , \text{ м.} \quad (10)$$

где:

H – вылет (плечо) компенсатора.

Вылет П-образного компенсатора можно определить по формуле

$$H = \frac{C_x \cdot E \cdot d_{H01} \cdot \Delta l_x}{\sigma} , \text{ м.} \quad (11)$$

где:

C_x - коэффициент конфигурации теплопровода, рекомендуется = 0,3;

E – модуль упругости первого рода ([1] прил.15), МН/м²;

d_{H01} - наружный диаметр трубопровода;

σ - максимальный допустимое напряжение усилий тепловых удлинений,

$$\sigma = 100 \text{ МН/м}^2;$$

Δl_x - расчетное тепловое удлинение трубопровода, м.

$$\Delta l_x = k_1 \cdot \alpha_1 l_x \cdot 10^{-3} \cdot (t_1 - t_0), \text{ м.} \quad (12)$$

где, k_1 – коэффициент, зависящий от температуры теплоносителя ([1], таб.4);

- коэффициент линейного расширения материала трубопровода ([1], таб.15) мм/м град;

t_1 - максимальная температура теплоносителя (в прямой линии);

t_0 - температура окружающей среды для участка 0-1.

$$x = 0,5 \cdot 0,0122 \cdot 100 \cdot 10 \cdot (95 + 37) + 0,08.$$

Вылет компенсаторов и увеличение длины трубопровода на участке 0-1 для станций:

$$H = \frac{0,3 \cdot 197500 \cdot 0,184 \cdot 0,08}{100} = 2,95$$

$$lk_{01} = 2 \cdot 2,95 \cdot 0 = 0$$

$$H = \frac{0,3 \cdot 197500 \cdot 0,184 \cdot 0,08}{100} = 2,95$$

$$lk_{01} = 2 \cdot 2,95 \cdot 2 = 11,8$$

$$H = \frac{0,3 \cdot 197500 \cdot 0,15 \cdot 0,08}{100} = 2,67$$

$$lk_{01} = 2 \cdot 2,67 \cdot 0 = 0$$

$$H = \frac{0,3 \cdot 197500 \cdot 0,207 \cdot 0,08}{120} = 3,13$$

$$lk_{01} = 2 \cdot 3,13 \cdot 0 = 0$$

Уточнение значения удельных линейных потерь на участке:

$$R\ddot{e}'_{01} = A \cdot \frac{Gp_{01}^2}{(dB'_{01})^{5,25}}, \text{ Па/м.} \quad (13)$$

Вычислим $R\ddot{e}$ для всех станций на участке 0-1:

$$R\ddot{e}'_{01} = 13,64 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{17,203}{0,184} = 29,2$$

$$R\ddot{e}'_{01} = 13,64 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{19,154}{0,184} = 36,2$$

$$R\check{e}'_{01} = 13,64 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{14,037}{0,15} = 56,87$$

$$R\check{e}'_{01} = 13,64 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{10,342}{0,207} = 5,7$$

Эквивалентная длина всех местных сопротивлений участка

$$l_{\check{y}01} = \lambda l \cdot \sum_1^n \zeta \cdot i \cdot (dB'_{01})^{1,25}, \text{ м.} \quad (14)$$

где:

λl - вспомогательный расчетный коэффициент ([1], прил.11);

$\sum_1^n \zeta \cdot i$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений на данном участке;

$\zeta \cdot i$ - коэффициент отдельного местного сопротивления ([1], прил.11);

n – количество местных сопротивлений на данном участке.

$$l'_{y01} = 60,7 \cdot (1,78) \cdot 0,184 = 13,02$$

$$l'_{y01} = 60,7 \cdot (7,7) \cdot 0,184 = 56,3$$

$$l'_{y01} = 60,7 \cdot (3,06) \cdot 0,15 = 17,34$$

Падение давления на участке 0-1 будет равна

$$\Delta P_{01} = R\check{e}'_{01} \cdot (l_{01} + l_{k01} + l'_{y01}), \text{ Па} \quad (15)$$

$$\text{Калкаман } \Delta P_{01} = 29,2 \cdot (13,02 + 530) = 15856$$

$$\text{Карасор } \Delta P_{01} = 36,22 \cdot (56,3 + 12,16 + 496) = 20444,7$$

$$\text{Пограничник } \Delta P_{01} = 56,87 \cdot (17,34 + 483) = 28454,3$$

$$\text{Павлодар-Южная } \Delta P_{01} = 5,7 \cdot (11,7 + 616) = 3576,8$$

Потеря напора на участке:

$$\Delta H'_{01} = \frac{\Delta P'_{01}}{\rho \cdot g}, \text{ м} \quad (16)$$

Потеря напор на участке 0-1 для каждой из станции:

$$\Delta H'_{01} = \frac{15856}{961,1 \cdot 9,8} = 1,76$$

$$\Delta H'_{01} = \frac{20444,7}{961,1 \cdot 9,8} = 2,27$$

$$\Delta H'_{01} = \frac{15856}{961,1 \cdot 9,8} = 1,76$$

$$\Delta H'_{01} = \frac{20444,7}{961,1 \cdot 9,8} = 2,27$$

$$\Delta H'_{01} = \frac{28454,3}{961,1 \cdot 9,8} = 3,17$$

$$\Delta H'_{01} = \frac{3576,8}{961,1 \cdot 9,8} = 0,39$$

Результаты расчетов сведены в таблицы 2.1, 2.2, 2.3 и 2.4 для всех станций.

2.3 Выбор толщины тепловой изоляции.

Предварительное значение тепловых потерь:

$$R_T = \frac{t_T - t_0}{g \cdot l}, \text{ м с град/кДж.} \quad (17)$$

t_T - температура теплоносителя;

t_0 - температура окружающей среды для подземной прокладки, + 5С;

$g \cdot l$ - норма потери тепла 1 метром трубопровода.

Условный параметр

$$K_{\zeta} = 2\ddot{I} \cdot \lambda \text{ из } (R_T - R_C) \quad (18)$$

где:

R_C - сумма термического сопротивления защитного покрытия и сопротивления теплоотдаче от поверхности изоляции к окружающему воздуху, ([1], прил.25), с м град/кДж;

$\lambda \epsilon_{\zeta}$ - коэффициент теплопроводности основного слоя изоляции, кДж/с м град; для минеральной ваты = $6,94 \cdot 10^{-5}$ кДж/м с град.

Толщину изоляции находят по графику $K_{\zeta} = f \cdot (\sigma \epsilon_{\zeta})$. Для диаметра 0,207 м падающей линии в случае подземной и прокладки

$$R_T = \frac{95 + 5}{0,0605} = 1652$$

$$K_{\zeta} = 6,28 \cdot 6,94 \cdot 10^{-5} (1652 - 149) = 0,65$$

$$\sigma_{\epsilon_{\zeta}} = 72 \text{ м.}$$

Таблица 2.1

Сводная таблица гидравлического расчета водяных тепловых сетей ст. Калкаман

Учас ток тепл. сети	Расход воды на участк е, Gp, кг/с	Длина участк а начала L, м	Распо л. напор. в начале участк а ΔH_p , м.	Предв. доля местн ых потерь α	Предв. удельн линейн потери напора $R\epsilon$, Па/м	Предв. диамет р трубоп ровода участк а, dB , м.	Станд. внутр. диамет р. трубопр овода dB' , м	Колич. компе нсатор ов nK	Длин а выле та всех комп. L _k , м.	Сумма коэф. местн. сопрот. $\sum \xi_i$	Эквив.д лина всех.мес тн.сопро т. L _э	Удел.ли нейн.по тери напора $R\epsilon$, Па/м	Потери напора на участке ΔH , м.
Главная магистраль													
0-1	17,203	530	17,5	0,165	362	0,112	0,184	-	0	1,78	13,02	29,2	1,76
1-2	8,532	40	13,96	0,116	3673	0,055	0,15	1	5,5	3,9	22,1	21,05	0,158
2-3	7,350	36	13,64	0,108	3958	0,051	0,125	1	4,77	3,9	17,6	40,6	0,264
3-4	6,474	70	13,11	0,101	1944	0,056	0,125	1	4,77	3,9	17,6	31,5	0,324
4-5	5,124	39	12,46	0,09	3283	0,046	0,125	1	4,77	3,9	17,6	19,7	0,134
5-6	3,842	52	12,19	0,078	2382	0,046	0,1	1	4,06	3,9	13,31	35,8	0,276

Продолжение таблицы 2.1

6-7	1,174	141	11,63	0,003	811,1	0,034	0,1	3	12,18	10,18	34,74	3,34	0,069
7-8	0,509	124	11,49	0,028	898	0,024	0,051	2	5,1	6,78	9,97	21,55	0,33

Ответвления													
2-2	1,182	8	13,64	0,043	16767	0,019	0,051	-	0	0,5	0,735	116	0,113
3-3	0,876	8	13,11	0,037	16022	0,017	0,051	-	0	0,5	0,735	63,8	0,06
4-4	1,35	66	12,46	0,046	1861	0,031	0,051	1	2,55	3,3	4,85	151,6	1,23
5-5	1,282	60	12,19	0,045	2001	0,03	0,051	1	2,55	3,3	4,85	136,7	1,02
6-6	2,668	60	11,63	0,06	1946	0,04	0,07	1	3,18	3,3	7,21	112	0,88
7-7	0,665	2	11,49	0,03	55910	0,0125	0,04	-	0	0,5	0,54	131,7	0,037
1-2	8,671	65	13,46	0,117	2262	0,061	0,1	1	4,06	4,5	15,36	182,4	1,7
2-3	1,909	104	10,53	0,05	1006	0,04	0,07	2	6,37	5,18	11,32	57,4	0,78
3-4	1,073	31	8,97	0,04	2840	0,026	0,051	-	0	1,1	1,859	53,4	0,195
4-5	0,477	50	8,57	0,02	1660	0,021	0,033	1	1,9	4,66	3,97	186,1	1,158
3-a	0,418	32	8,97	0,025	2710	0,0187	0,033	-	0	1,18	1,007	142,8	0,52
3-b	0,418	30	8,97	0,025	2890	0,0187	0,033	-	0	1,18	1,007	142,8	0,49

Продолжение таблицы 2.1

4-4	0,596	30	8,57	0,025	2930	0,0187	0,033	-	0	1,18	1,007	142,8	0,5
2-7	6,762	22	10,53	0,104	4980	0,047	0,1	-	0	1,1	3,75	110,9	0,3
7-8	4,508	34	9,89	0,084	2974	0,045	0,082	1	3,68	3,9	10,38	39,7	0,75
8-9	2,254	40	8,39	0,06	2095	0,037	0,07	1	3,18	4,66	10,18	80,15	0,47
7-7	2,254	10	9,89	0,06	9880	0,027	0,07	-	-	1,18	2,57	80,15	0,112
8-8	2,254	6	8,39	0,06	13970	0,026	0,07	-	-	0,5	1,09	80,15	0,06

Таблица 2.2

Сводная таблица гидравлического расчета водяных тепловых сетей ст. Карасор

Учас ток тепл. сети	Расход воды на участк е, Gr, кг/с	Длина участк а начала L, м	Распо л. напор. в начале участк а ΔH_p ,	Предв. доля местн ых потерь α	Предв. удельн линейн потери напора $R\ddot{e}$, Па/м	Предв. диамет р трубоп ровода участк а, dB , м.	Станд. внутр. диамет р. трубопр овода dB' , м	Колич. компе нсатор ов nK	Длин а выле та всех комп. L _k , м.	Сумма коэф. местн. сопрот. $\sum \xi_i$	Эквив.д лина всех.мес тн.сопро т. L _э	Удел.ли нейн.по тери напора $R\ddot{e}$, Па/м	Потери напора на участке ΔH , м.
------------------------------	---	--	---	---	---	--	---	---	---	---	---	---	---

			м.										
0-1	19,154	496	17,5	0,175	390,7	0,115	0,184	2	12,6	7,7	56,3	36,2	2,27
1-2	13,165	35	12,94	0,145	3990	0,064	0,15	-	-	2,02	11,44	50,02	0,258
2-3	12,51	80	12,42	0,141	1670	0,074	0,15	1	5,5	3,9	22,1	45,17	0,54
3-4	7,1286	84	11,337	0,106	1407	0,062	0,125	2	9,55	6,70	30,23	38,19	0,527
4-5	4,95	40	10,28	0,088	26,37	0,048	0,1	1	4,06	3,9	13,3	59,4	0,379
5-6	2,773	38	9,52	0,066	25,18	0,038	0,082	-	0	1,1	2,92	52,86	0,24
6-7	0,596	60	9,037	0,031	14,63	0,024	0,051	1	2,55	6,8	12,4	29,44	0,22

Продолжение таблицы 2.2

Ответвления													
2-a	0,2465	14	12,94	0,019	8884	0,0122	0,04	-	0	1,18	1,28	18,1	0,03
2-в	0,408	36	12,94	0,025	37,74	0,0176	0,051	-	0	1,18	1,74	13,84	0,05
3-a	5,381	21	12,42	0,09	60,91	0,042	0,1	-	0	0,5	1,71	70,2	0,177
4-a	2,178	8	11,337	0,06	14,144	0,025	0,082	-	0	0,5	1,33	32,6	0,03
5-a	2,178	8	10,28	0,06	12,825	0,026	0,082	-	0	0,5	1,33	32,6	0,03
6-a	2,178	8	9,52	0,06	11,877	0,026	0,082	-	0	0,5	1,33	32,6	0,03
1-a	5,989	50	12,94	0,09	2677	0,05	0,1	1	4,1	4,22	14,4	87	0,66
a-x	4,389	44	11,61	0,08	2695	0,045	0,082	-	-	1,1	2,92	132,4	0,69
x-b	4.264	34	10.225	0.08	3068	0,044	0,082	1	3,68	3,9	10,38	125	0,66
b-c	3.754	56	8.886	0,077	1611	0,047	0,07	1	3,18	3,9	8,52	222	1,677
c-d	3,16	37	5,53	0,071	1508	0,045	0,07	1	3,18	3,9	8,52	157	0,854
d-e	2,398	62	3,82	0,062	616	0,048	0,07	1	3,18	3,98	8,69	90,7	0,74
x-x	0,51	32	11,61	0,014	6164	0,01	0,04	-	-	1,18	0,54	4,65	0,09
b-b	0,594	28	10,225	0,028	30,97	0,019	0,05	-	-	1,18	1,74	21,6	0,08
c-c	0,762	18	8,886	0,03	3083	0,09	0,05	-	-	0,5	1,73	29,3	0,097
d-d	0,125	18	5,53	0,035	2996	0,023	0,05	-	-	0,5	1,73	48,3	0,106

Продолжение таблицы 2.2

a-8	1,6	15	11,61	0,05	7663	0,025	0,05	-	-	1,78	2,6	212	0,42
8-9	1,14	34	10,774	0,42	3,114	0,026	0,05	-	-	1,1	1,61	108	0,43
9-10	0,68	32	9,916	0,03	3,016	0,022	0,05	1	2,555	3,9	5,73	38,4	0,172
10-11	0,34	38	9,57	0,023	24,28	0,0176	0,05	-	-	1,18	1,73	9,6	0,04
8-a	0,46	6	10,774	0,027	17382	0,0136	0,033	-	-	0,5	0,43	173	0,123
9-a	0,46	6	9,916	0,0127	15998	0,0138	0,033	-	-	0,5	0,426	173	0,123
10-a	0,34	6	9,57	0,023	15382	0,0124	0,033	-	-	0,5	0,426	94,5	0,067

Таблица 2.3

Сводная таблица гидравлического расчета водяных тепловых сетей ст. Пограничник

Учас ток тепл. сети	Расход воды на участк е, Gp, кг/с	Длина участк а начала L, м	Распо л. напор. в начале участк а ΔH_p , м.	Предв. доля местн ых потерь α	Предв. удельн линейн потери напора $R_{\text{л}}$, Па/м	Предв. диамет р трубоп ровода участк а, dB , м.	Станд. внутр. диамет р. трубопр овода dB' , м	Колич. компе нсатор ов nK	Длин а выле та всех комп. L_k , м.	Сумма коэф. местн. сопрот. $\sum \xi_i$	Эквив.д лина всех.мес тн.сопро т. $L_{\text{э}}$	Удел.ли нейн.по тери напора $R_{\text{л}}$, Па/м	Потери напора на участке ΔH , м.
Главная магистраль													
0-1	14,037	483	17,5	0,149	392,6	0,103	0,15	-	0	3,06	17,34	56,87	3,17
1-2	9,908	96	11,16	0,125	1233,5	0,072	0,125	2	9,55	7,02	31,6	73,8	1,12
2-3	9,7415	26	8,903	0,124	3630	0,058	0,125	-	0	1,1	4,96	71,33	0,246
3-4	9,575	26	8,41	0,123	3425	0,058	0,125	1	4,78	3,9	17,6	68,9	0,371
4-5	9,4085	64	7,667	0,122	1267	0,07	0,125	1	4,78	3,9	17,6	66,54	0,64
5-6	1,429	83	6,387	0,047	759,9	0,03	0,07	1	3,18	4,58	10	32,2	0,345

Продолжение таблицы 2.3

6-7	1,031	22	5,696	0,04	2539,2	0,026	0,07	1	3,18	3,9	8,52	16,77	0,06
7-8	0,803	52	5,57	0,035	1045	0,028	0,051	1	2,55	3,9	5,73	53,6	0,36
8-9	0,293	70	4,85	0,02	667	0,021	0,033	1	4,89	4,66	3,97	70,2	0,578

Ответвления													
2-2'	0,1665	40	11,16	0,016	2672	0,0132	0,033	-	0	0,5	0,426	22,67	0,102
3-3'	0,1665	40	8,9	0,016	2131	0,0132	0,033	-	0	0,5	0,426	22,67	0,102
4-4'	0,1665	40	8,41	0,013	2013	0,0139	0,033	-	0	0,5	0,426	22,67	0,102
5-5'	0,24	20	7,66	0,019	3680	0,014	0,033	-	0	1,18	1,007	47,1	0,11
6-6'	0,398	5	6,387	0,025	12342	0,0137	0,033	-	0	0,5	0,426	129,5	0,08
7-a	0,2285	26	5,57	0,019	2057	0,015	0,033	-	0	11	0,939	42,7	0,128
a-b	0,1665	22	5,314	0,016	2313	0,0135	0,033	-	0	0,5	0,426	22,7	0,05
a-a'	0,062	4	5,314	0,01	12645	0,0067	0,033	-	0	0,5	0,426	3,14	0,02
8-8'	0,51	24	4,85	0,028	1958	0,021	0,033	-	0	1,18	1,007	212,7	0,59
5-10	7,739	19	6,387	0,111	3520	0,053	0,1	-	0	1,1	3,75	145,3	0,36
10-11	7,262	35	5,65	1,107	1685	0,061	0,1	1	4,06	3,9	13,3	127,9	0,74
11-12	5,008	35	4,157	0,089	1219	0,056	0,082	-	0	1,1	2,93	172,4	0,73
12-13	2,754	35	2,699	0,066	775	0,048	0,07	1	3,186	3,9	8,52	119,6	0,62

Продолжение таблицы 2.3

13-14	0,5	77	1,45	0,028	182,5	0,0334	0,051	0	5,1	7,46	10,97	20,8	0,22
10-10'	0,477	38	5,65	0,027	1440	0,022	0,033	-	0	1,86	1,58	186,06	0,82
11-11	2,254	10	4,157	0,06	4153	0,0327	0,07	-	0	0,82	1,792	80,15	0,11
12-12	2,254	10	2,699	0,06	2696	0,035	0,07	-	0	0,82	1,792	80,159	0,11
13-13'	2,254	10	1,45	0,06	1448	0,039	0,07	-	0	0,82	1,792	80,159	0,11
1-a	3,216	27	9,908	0,07	3706	0,038	0,07	-	0	11	2,4	163,2	0,53
a-b	2,34	50	8,84	0,06	1768	0,039	0,07	1	-	3,98	3,186	86,4	0,59
a-a'	0,876	4	8,84	0,037	21608	0,0167	0,04	-	0	0,5	0,54	228	0,115
1-c	0,913	212	9,908	0,038	457	0,035	0,051	3	-	8,9	13,1	69,3	1,79

Таблица 2.4

Сводная таблица гидравлического расчета водяных тепловых сетей ст. Павлодар - Южная

Учас ток тепл. сети	Расход воды на участк е, Gp, кг/с	Длина участк а начала L, м	Распо л. напор. в начале участк а ΔH_p , м.	Предв. доля местн ых потерь α	Предв. удельн линейн потери напора R_{ϵ} , Па/м	Предв. диамет р трубоп ровода участк а, dB , м.	Станд. внутр. диамет р. трубопр овода dB' , м	Колич. компе нсатор ов nK	Длин а выле та всех комп. L _k , м.	Сумма коэф. местн. сопрот. $\sum \xi_i$	Эквив.д лина всех.мес тн.сопро т. L _э	Удел.ли нейн.по тери напора R_{ϵ} , Па/м	Потери напора на участке ΔH , м.
Главная магистраль													
0-1	10,342	616	17,5	0,128	302,2	0,09	0,207	-	-	1,36	11,5	5,7	0,39
1-1	10,342	15	16,7	0,128	11842	0,047	0,25	-	-	1,79	10,08	30,87	0,08
1-2	10,133	43	16,52	0,127	40818	0,058	0,15	1	5,5	3,9	22,1	29,6	0,23
2-3	9,797	32	16,05	0,125	5318	0,054	0,015	1	5,5	3,9	22,1	27,7	0,18
3-4	9,138	36	15,67	0,121	4598	0,054	0,015	-	0	1,1	6,23	24,1	0,113
4-5	7,684	66	15,44	0,11	2449	0,057	0,015	1	5,5	4,58	25,95	17,04	0,185

Продолжение таблицы 2.4

5-6	5,874	16	15,07	0,09	9737	0,04	0,15	-	0	1,1	6,23	9,9	0,02
6-6	4,421	67	15,02	0,084	2290	0,047	0,1	1	4,06	3,48	11,87	47,4	0,43

6-7	4,421	85	14,14	0,084	1699	0,05	0,1	0	3,04	3,9	10,38	44,3	0,18
7-8	2,54	23	13,04	0,06	5684	0,032	0,082	1	3,04	3,9	15,63	47,4	0,55
8-9	2,154	40	12,67	0,058	3160	0,0338	0,07	-	0	1,1	2,4	30,92	0,166
9-10	1,4	46	11,83	0,047	2538	0,029	0,07	-	0	1,1	2,4	30,92	0,166
10-11	1064	52	11,49	0,041	2168	0,027	0,07	1	2,63	3,9	8,52	17,86	0,125
11-12	0,763	35	11,23	0,035	3129	0,022	0,07	-	0	1,1	2,4	9,18	0,038
12-13	0,3815	47	11,15	0,024	2291	0,0186	0,051	1	2,1	4,58	6,73	12,1	0,075
Ответвления													
1-a	0,209	4	16,52	0,018	39635	0,008	0,051	-	0	0,5	0,735	3,6	0,0002
2-a	0,336	4	16,05	0,023	38693	0,01	0,051	-	0	0,5	0,735	9,4	0,005
3-a	0,66	4	15,67	0,03	38120	0,013	0,051	-	0	0,5	0,735	36,23	0,02
4-a	1,453	14	15,44	0,04	10895	0,02	0,051	-	0	1,18	1,7	175,6	0,307
5-a	1,81	50	15,07	0,0538	2993	0,032	0,051	1	2,0	3,98	5,85	272	1,75
6-a	1,453	35	15,02	0,048	4239	0,027	0,051	-	0	1,86	2,73	175,6	0,74
7-an	1,33	64	13,04	0,04	2008	0,03	0,051	1	2,1	3,98	5,85	147	1,18

Продолжение таблицы 2.4

7-bn	0.56	27	13.04	0.03	4688	0.0188	0.051	-	0	1.18	1.73	26	0.08
8-an	0,377	12	12,67	0,025	10195	0,013	0,051	-	0	0,5	0,735	11,82	0,016
9-an	0.754	12	11.83	0.035	9613	0.018	0.051	-	0	0.5	0.735	47.3	0.17
10-an	0.336	12	11.49	0.023	9233	0.014	0.051	-	0	0,5	0,735	9,4	0,013
11-an	0,301	12	11,23	0,02	9013	0,013	0,051	-	0	0,5	0,735	7,5	0,01
12-an	0.3815	12	11.15	0.025	8973	0.014	0.051	-	0	0.5	0.735	12.1	0.017
0-14n	0.988	50	17.5	0.039	.429	0.025	0.051	1	2.1	3.3	4.85	81.2	0.0515

Таблица 3.1

Сводная таблица расчета толщины изоляции

Диаметр	Тепловое сопротивл ение R_T	Сумма терм.сопротив лений R_C	Норма потери тепла $q'l$	Условный диаметр Киз	Толщина изоляции $L_{\text{из}}$
Подземная прокладка					
Для подающей линии $t=95\text{ C}$					
0,207	1386,96	137	0,0721	0,5447	85
0,184	1477,1	142	0,0677	0,58	80
0,15	1652,9	149	0,0605	0,66	82
0,125	1818,18	161	0,055	0,72	75
0,1	2049	172	0,0488	0,82	70
0,082	2262	189	0,0442	0,9	70
0,07	2457	241	0,0407	0,96	64
0,051	2777,8	258	0,036	1,09	52
0,04	3067,5	301	0,036	1,2	50
0,033	3436,4	344	0,291	1,35	45
Для обратной линии $t=70\text{ C}$					
0,207	1141,6	143	0,0657	0,44	60
0,184	1211,6	154,8	0,0619	0,46	58
0,15	1318,1	167,6	0,0569	0,507	53
0,125	1512,1	179	0,0496	0,586	53
0,1	1696,8	196	0,0442	0,66	53
0,082	1875	255	0,04	0,73	50
0,07	2016,1	273	0,0372	0,767	44
0,061	2803,7	319	0,02675	1,083	40
0,04	2862,6	365	0,0262	1,088	30

Продолжение таблицы 3.1

0,33					
Надземная прокладка					
Для подающей линии					
0,184	1274,2	142	0,0806	0,49344	60
0,15	1358,5	149	0,0756	0,52713	54
0,125	1471,35	161	0,0698	0,57109	50
0,1	1607,2	172	0,0639	0,06255	48
0,072	17667,6	189	0,0581	0,688	48
0,07	1963,67	241	0,0523	0,75	45

0,051	2208,6	258	0,0465	0,85	40
0,04	2489,7	301	0,04125	0,95	40
0,033	2852,8	344	0,036	1,09	30
Для обратной линии					
0,184	1310,3	148	0,0593	0,5	60
0,15	1392,5	154,8	0,0558	0,54	54
0,125	1452,3	167,6	0,0535	0,56	50
0,1	1628,9	179	0,477	0,63	50
0,182	1854,4	196	0,0419	0,72	45
0,07	2023,4	255	0,384	0,77	45
0,051	2390,76	273	0,0325	0,92	40
0,04	2572,8	319	0,302	0,98	35
0,033	2784,9	365	0,0279	1,05	28

2.4 Определение расхода топлива и к.п.д. котла.

Расчет ведется на три вида топлива и для четырех температур уходящих газов:

$t_{yx} = 192$ С в Калкамане;

$t_{yx} = 195$ С в Карасоре;

$t_{yx} = 178$ С в Пограничнике;

$t_{yx} = 135$ С в Павлодар-Южной.

Характеристика топлив:

Экибастузский: $Q_H^P = 18,88$ МДж/кг

$$\begin{array}{llll}
 W^P = 7\% & H^P = 2,9\% & V_0 = 4,55 & V_{H_2O}^0 = 0,51 \\
 A^P = 45\% & N^P = 0,8\% & V_{RO_2} = 0,84 & V_A^0 = 4,95 \\
 S_{OR+K}^P = 0,8\% & O^P = 7,0\% & V_{N_2}^0 = 3,6 & \\
 C^P = 36,4\% & & &
 \end{array}$$

Карагандинский: $Q_H^P = 37,81$ МДж/кг

$$\begin{array}{llll}
 W^P = 8\% & H^P = 3,3\% & V_0 = 6,08 & V_{H_2O}^0 = 0,58 \\
 A^P = 27,6\% & N^P = 0,8\% & V_{RO_2} = 1,11 & V_A^0 = 6,5 \\
 S_{OR+K}^P = 0,8\% & O^P = 4,8\% & V_{N_2}^0 = 4,81 & \\
 C^P = 54,7\% & & &
 \end{array}$$

Майкубенский: $Q_H^P = 17,6$ МДж/кг

$W^P = 23,5\%$	$H^P = 3,2 \%$	$V_0 = 4,69$	$V_{H_2O}^0 = 0,74$
$A^P = 17,7 \%$	$N^P = 0,7 \%$	$V_{RO_2} = 0,88$	$V_A^0 = 5,33$
$S_{OR+K}^P = 0,5\%$	$O^P = 11,4 \%$	$V_{N_2}^0 = 3,71$	
$C^P = 43,9\%$			

Суммарный объем продуктов сгорания

$$V_{\bar{A}} = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + (\alpha - 1) \cdot V_0 + V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V_0, \text{ м}^3/\text{кг} \quad (19)$$

Расчет ведется для α в топке = 1,8.

Для примера рассчитаем Экибастузский уголь $\alpha_{yx} = 1,8$

$$V_{\bar{A}} = 0,84 + 3,6 + (1,8 - 1) \cdot 4,55 + 0,51 + 0,0161 \cdot 4,55 = 9,17 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Энтальпия уходящих газов

$$J_{yx} = J_{\bar{A}}^I + J_B^{II} + J_{CE}, \text{ КДж/кг.} \quad (20)$$

Энтальпия теоретического объема продуктов сгорания:

$$J_{\bar{A}}^I = (V_{RO_2} (c \cdot t)_{RO_2} + V_{N_2}^0 (c \cdot t)_{N_2} + V_{H_2O}^0 (c \cdot t)_{H_2O}), \text{ КДж/кг.} \quad (21)$$

Для Калкамана температура уходящих газов $t_{yx} = 192$ С;

$t_{yx} = 195$ С в Карасоре;

$t_{yx} = 178$ С в Пограничнике;

$t_{yx} = 135$ С в Павлодар-Южной.

Рассчитаем $J_{\bar{A}}^I$ для каждой из станций для вышеуказанных температур t_{yx} :

$$J_{\bar{A}}^I = 0,84 \cdot 343,6 + 3,6 \cdot 250,35 + 0,51 \cdot 292,6 = 1339$$

$$J_{\bar{A}}^I = 0,84 \cdot 349,18 + 3,6 \cdot 254,2 + 0,51 \cdot 297,4 = 1359$$

$$J_{\bar{A}}^I = 0,84 \cdot 317,3 + 3,6 \cdot 232,06 + 0,51 \cdot 271,4 = 1240,3$$

$$J_{\bar{A}}^I = 0,84 \cdot 237,4 + 3,6 \cdot 175,6 + 0,51 \cdot 205,1 = 936,1$$

Энтальпия избыточного воздуха в продуктах сгорания, $t_B = 20$ С

$$J_B^{III} = (\alpha - 1) \cdot V^0 \cdot c \cdot t = (1,8 - 1) \cdot 4,55 \cdot 26,5 = 96,46$$

Энтальпия золы:

$$J_{CE} = 0,01 \cdot \alpha_{oi} \cdot A^P \cdot \tilde{n}_{CE} \cdot t \quad (22)$$

где:

α_{yi} - доля зоны топлива в уносе для Экибастузского угля

$\alpha_{yi} = 21\%$.

$$J_{CE} = 0,01 \cdot 21 \cdot 45 \cdot 562 = 5310 \text{ КДж/кг.}$$

Энтальпия уходящих газов:

$$J_{\bar{O}\bar{O}} = 1339 + 96,46 + 5310 = 6769,6$$

$$J_{\bar{O}\bar{O}} = 1395 + 96,46 + 5310 = 6825,6$$

$$J_{\bar{O}\bar{O}} = 1240 + 96,46 + 5310 = 6670$$

$$J_{\bar{O}\bar{O}} = 936,1 + 96,46 + 5310 = 6366$$

Для топки со слоевым сжиганием топлива с ручным забросом на неподвижные колосники;

Потери принимаются ([2] прил. 7.12)

Потери с химическим недожогом – $q = 3\%$

Потери с механическим недожогом – $q = 5,3\%$

Потери в окружающую среду – $q = 1,1\%$

Потери с уходящими газами:

$$q_2 = \frac{(J_{\dot{O}\dot{O}} - \alpha_{\dot{O}\dot{O}} J_B^0)(100 - 94)}{Q_P^P}, \% \quad (23)$$

J_B^0 - энтальпия теоретического объема холодного воздуха.

$$J_B^0 = V_B (c \cdot t) \cdot B = 4,55 \cdot 26,5 = 120,6 \text{ КДж/кг}$$

Q_P^P - располагаемое тепло.

$$Q_P^P = Q_H^P \quad (24)$$

$$q_2 = \frac{(6769,6 - 1,8 \cdot 120,6)(100 - 5,3)}{18880} = 32,88$$

$$q_2 = \frac{(6825,6 - 1,8 \cdot 120,6)(100 - 5,3)}{18880} = 30,37$$

$$q_2 = \frac{(6670 - 1,8 \cdot 120,6)(100 - 5,3)}{18880} = 32,38$$

$$q_2 = \frac{(6366 - 1,8 \cdot 120,6)(100 - 5,3)}{18880} = 30,866$$

Потери тепла со шлаками:

$$q_{\dot{a}\dot{o}\dot{e}} = \frac{(1 - \alpha_{\dot{O}\dot{I}})(\tilde{n} \cdot t) \zeta \ddot{e} \cdot \dot{A}^P}{Q_P^P} = \frac{(1 - 21)(562)45}{18880} = 1,05 \%$$

КПД котла брутто:

$$\eta_{\dot{A}\dot{D}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_{\dot{a}\dot{o}\dot{e}}) \quad (25)$$

КПД котла брутто для ст. Калкаман, Карасор, Пограничник, Павлодар-Южная соответственно:

$$\eta_{\dot{A}\dot{D}} = 100 - (32,88 + 3 + 5,3 + 1,1 + 1,05) = 56,67$$

$$\eta_{\dot{A}\dot{D}} = 100 - (30,37 + 3 + 5,3 + 1,1 + 1,05) = 56,39$$

$$\eta_{\dot{A}\dot{D}} = 100 - (32,38 + 3 + 5,3 + 1,1 + 1,05) = 57,17$$

$$\eta_{\dot{A}\dot{D}} = 100 - (30,866 + 3 + 5,3 + 1,1 + 1,05) = 58,68$$

По всем видам топлива данные расчета КПД котла сведены в таблицу 4.1.

Рабочая мощность котельной определяется по формуле:

$$Q_{\dot{E}\dot{I}\dot{O}} = 1,018 Q_0 \text{ кДж/час} \quad (26)$$

$$\text{Для Калкамана } Q_{\dot{E}\dot{I}\dot{O}} = 1,018 \cdot 5143,223 = 5235,801$$

$$\text{Для Карасора } Q_{\dot{E}\dot{I}\dot{O}} = 1,018 \cdot 5808,38 = 5912,93$$

$$\text{Для Пограничника } Q_{\dot{E}\dot{I}\dot{O}} = 1,018 \cdot 4193,423 = 4268,904$$

$$\text{Для Павлодар-Южная } Q_{\dot{E}\dot{I}\dot{O}} = 1,018 \cdot 3452,708 = 3514,856$$

Расход воды на котельную:

$$G_0 = \frac{Q_0}{c(t_{\dot{a}\dot{a}} - t_{\dot{o}\dot{a}})}, \text{ кг/час.} \quad (27)$$

$$\text{Калкаман } G_0 = \frac{5235,801}{4,21 \cdot (95 - 70)} = 49,74$$

$$\text{Карасор } G_0 = \frac{5912,93}{4,21 \cdot (95 - 70)} = 56,17$$

$$\text{Пограничник } G_0 = \frac{4268,9}{4,21 \cdot (95 - 70)} = 40,56$$

$$\text{Павлодар-Южная } G_0 = \frac{3514,856}{4,21 \cdot (95 - 70)} = 33,39$$

Уголь	Действ.о бъем газов $V_g, \text{м}^3/\text{кг}$	Доля уноса зола $\%, \alpha_{\text{ун}}$	Энтальп зола $J_{\text{эл}},$ КДж/кг	Энтальп. теорет.об ъема $J_G^0,$ КДж/кг	Энталь теорет.о бъема х.в. $J_B^0,$ КДж/кг	Энтальп избыт.в оздуха $J_B^{\text{наб}},$ КДж/кг	Действ. энталью х.газов $J_{\text{ух}},$ КДж/кг	Потер я с уходо м газа $\%,$ q_2	Потер я с хим.н едожо г, $\%$ q_3	Потеря с мех.нед ожог $\%,$ q_4	Потеря охлажд. $\%,$ q_5	Потеря со шлак. $\%,$ $q_{\text{шл}}$	КПД Брутто $\%$ Бр.
Ст. Павлодар-Южная $t_{\text{yx}}=135 \text{ C}$													
Экиб.	9,17	21	5310	1395	96,4	120,6	6825,6	30,37	3	5,3	1,1	1,05	56,39
Караг	12,147	19	2947	1829	128	161,1	4973	11	3	6,5	1,1	0,357	78,04
Майк	9,686	21	2088	724,1	99,4	124,3	2936,4	14,51	3,5	9,3	1,1	0,457	71,133
Ст. Пограничник $t_{\text{yx}}=178 \text{ C}$													
Экиб	9,1	21	5310	1240	96,4	120,6	6670	32,38	3	5,3	1,1	1,05	57,17
Караг	12,147	19	2947	1625	12,8	161,1	4733	11,05	3	6,5	1,1	0,357	77,99
Майк	9,686	21	2088	642,4	99,4	124,3	2854	14,07	3,5	9,3	1,1	0,457	71,57
Ст.Калкаман $t_{\text{yx}}=192 \text{ C}$													
Экиб	9,17	21	5310	1339	96,4	120,6	6769	32,88	3	5,3	1,1	1,05	56,67
Караг	12,147	19	2947	1755,2	12,8	161,1	4863	11,38	3	6,5	1,1	0,357	77,66
Майк	9,686	21	2088	694,3	99,4	124,3	2906	14,34	3,5	9,3	1,1	0,457	71,29
Ст. Карасор $t_{\text{yx}}=195 \text{ C}$													
Экиб.	9,17	21	5310	1395	96,4	120,6	68,25	30,37	3	5,3	1,1	1,05	56,3

Караг	12,147	19	2947	1829	128	161,1	4973	11	3	6,5	1,1	0,357	78,0
Майк	9,686	21	2088	724,1	99,1	124,3	2936	14,51	3,5	9,3	1,1	0,457	71,13

Таблица 4.1.

КПД котла брутто

Известно, что подпитка составляет:

Для ст. Карасор 65% от общего объема воды в трубопроводах тепловой сети, следовательно расход подпиточной воды $G_{\text{пав}} = 999$ кг/час;

Для ст. Павлодар-Южная 50% от общего объема воды в трубопроводах тепловой сети, следовательно расход подпиточной воды $G_{\text{пав}} = 416,5$ кг/час.

Для ст. Калкаман и Пограничник принимаем, что подпитка составит 50% от общего объема воды в трубопроводах тепловой сети расход подпиточной воды для ст. Калкаман $G_{\text{пав}} = 960$ кг/час, а для Пограничника $G_{\text{пав}} = 857,45$ кг/час.

Определим каким образом это влияет на расход топлива и результаты также сведем в таблицу.

Определим полезную мощность котельной.

$$Q'_{\text{еіо}} = G_B (i_{\text{АА}} - i_{\text{ОА}}) + G_{\text{пав}} (i_{\text{АА}} - i_{\text{ОА}}), \text{ КДж/час.} \quad (28)$$

$$\text{Калкаман } Q'_{\text{еіо}} = (49,74(398-293) + 0,945(398-22,97)) \cdot 10 = 5577$$

$$\text{Карасор } Q'_{\text{еіо}} = (56,17(398-293) + 0,96(398-22,97)) \cdot 10 = 6257,85$$

$$\text{Пограничник } Q'_{\text{еіо}} = (40,56(398-293) + 0,857(398-22,97)) \cdot 10 = 4580,17$$

$$\text{Павлодар-Южный } Q'_{\text{еіо}} = (33,39(398-293) + 0,416(398-22,97)) \cdot 10 = 3663$$

Определим расход топлива на котельную:

$$B_{\text{еіо}} = \frac{Q_{\text{еіо}}}{Q_p \eta_{\text{ао}}}, \text{ кг/час} \quad (29)$$

$$B_{\text{еіо}} = \frac{5235801}{18880 \cdot 0,5667} = 489,35$$

$$B_{\text{еіо}} = \frac{5912930,8}{18880 \cdot 0,5667} = 555,4$$

$$B_{\text{еіо}} = \frac{4268904}{18880 \cdot 0,5717} = 395,5$$

$$B_{\text{еіо}} = \frac{3514856,7}{18880 \cdot 0,5868} = 317,26$$

Рассчитаем расход топлива на котельные с учетом подпитки:

$$\text{Калкаман } B_{\text{еіо}}' = \frac{5577000}{18880 \cdot 0,5667} = 521,25$$

$$\text{Карасор } B_{\text{еіо}}' = \frac{6257850}{18880 \cdot 0,5639} = 587,78$$

$$\text{Пограничник } B_{\text{еіо}}' = \frac{4580170}{18880 \cdot 0,5717} = 424,34$$

$$\text{Павлодар-Южная } B_{\text{еіо}}' = \frac{3663000}{18880 \cdot 0,5868} = 330,63$$

Увеличение расхода топлива за счет подпитки:

$$\Delta B = 521,25 - 489,35 = 31,9$$

$$\Delta B = 587,78 - 555,4 = 32,38$$

$$\Delta B = 424,34 - 395,5 = 28,84$$

$$\Delta B = 330,63 - 317,26 = 13,37$$

Таблица 4.2

Расход топлива по станциям.

Топливо	КПД котла	На 1 котел			Для котельной			Для котельной в год		
	$\eta_{бр}, \%$	Расх.топл кг/час B_k	Расх. топл. с подп. кг/час B_k'	Прирост расхода кг/час ΔB_k	Расх.топл кг/час $B_{кот}$	Расх. топл. с подп. кг/час $B_{кот}'$	Прирост расхода кг/час $\Delta B_{кот}$	Расх.топл Т/год $B_{кот}'$	Расх. топл. с подп. Т/год $\Delta B_{кот}$	Прирост расхода Т/год ΔB
Ст. Пограничник										
		$Q_k=1067226$ кДж/час			$Q_k=1145042,5$ кДж/час			$Q_k=77816,4$ кДж/час		
		$Q_{кот}=4268904$ кДж/час			$Q_{кот}=4580170$ кДж/час			$Q_{кот}=311265$ кДж/час		
Экиб.	55,17	98,87	106,1	7,215	395,5	424,3	28,84	1993	2138,6	145,37
Караг.	77,99	36,21	38,84	2,63	144,84	155,4	10,52	729,9	783,1	53,114
Майк.	71,57	86,9	93,23	6,33	347,6	372,9	25,3	1751,9	1879,5	127,7
Ст. Карасор										
		$Q_k=1478232,7$ кДж/час			$Q_k=1564462,5$ кДж/час			$\Delta Q_k=86229,8$ кДж/час		
		$Q_{кот}=5912930,8$ кДж/час			$Q_{кот}=6257850$ кДж/час			$\Delta Q_{кот}=344919$ кДж/час		
Экиб	56,39	138,8	146,9	8,095	555,4	587,8	32,38	2799	2962,4	163,2
Караг.	78,04	50,11	53,04	2,93	201,6	212,4	10,54	1016	1069,1	53,13

Продолжение таблицы 4.2

Майк.	71,13	121,1	128,16	7	483,7	512,66	28,96	2438,1	2583	145,7
-------	-------	-------	--------	---	-------	--------	-------	--------	------	-------

Ст. Калкаман										
$Q_K=1047160,2$ кДж/час				$Q_K'=1115400$ кДж/час				$\Delta Q_K=68239,3$ кДж/час		
$Q_{KOT}=5235801$ кДж/час				$Q_{KOT}'=5577000$ кДж/час				$Q_{KOT}=341199$ кДж/час		
Экиб	56,67	97,87	104,25	6,38	489,35	521,3	31,9	2466	2627,1	161,1
Караг	77,66	35,67	37,99	2,33	178,35	189,98	11,63	898,8	957,4	58,6
Майк	71,29	85,58	91,176	5,596	427,9	455,8	27,98	2152	2297	146,6
Ст. Павлодар-Южная										
$Q_K=585809,45$ кДж/час				$Q_K=610500$ кДж/час				$Q_K=24690,6$ кДж/час		
$Q_{KOT}=3514856,7$ кДж/час				$Q_{KOT}=3663000$ кДж/час				$Q_{KOT}=148143,3$ кДж/час		
Экиб.	58,68	52,87	55,1	2,235	317,26	330,63	13,37	1599	1666,4	67,3
Караг.	78,96	19,6	20,45	0,85	117,76	122,7	4,97	593,5	618,4	24,9
Майк	72,41	47,13	49,13	2	282,8	294,8	11,99	1425,3	1485,7	60,5

2.5 Вывод.

Если подпитка составляет 50% от общего объема воды в тепловой сети, это увеличивает расход топлива для с. Калкаман на 6,5% от годового расхода, для ст. Пограничник на 7,29 % от годового расхода, для ст. Павлодар-Южная на 4,2% от годового расхода. Для ст. Карасор подпитка составляет 65% от общего объема воды в тепловой сети, в результате расход топлива увеличивается на 5,8 % от годового расхода топлива. Это для экибастузского угля. Нормативные данные для котлов «Универсал 6 М»:

Теплопроизводительность котла составляет 1,52 ГДж/час:

- для котельной из 4 котлов 6,08 ГДж/час;
- для котлов из 5 котлов 7,6 ГДж/час.

Согласно расчетов в Калкамане теплопроизводительность котельной (из 5 котлов) составляет 5,577 ГДж/час, в Карасоре (из 4 котлов) 6,258 ГДж/час, в Пограничнике (из 4 котлов) 4,58 ГДж/час, в Павлодар-Южной (из 6 котлов) 3,66 ГДж/час.

Для покрытия нагрузки в Калкамане должны работать 4 котла и один может быть резервным. В Карасоре резерва уже нет, должны работать все 4 котла. В Пограничнике должны работать 3 котла и один может быть резервным. В Павлодар-Южной должны работать только 3 котла, остальные 3 – резерв.

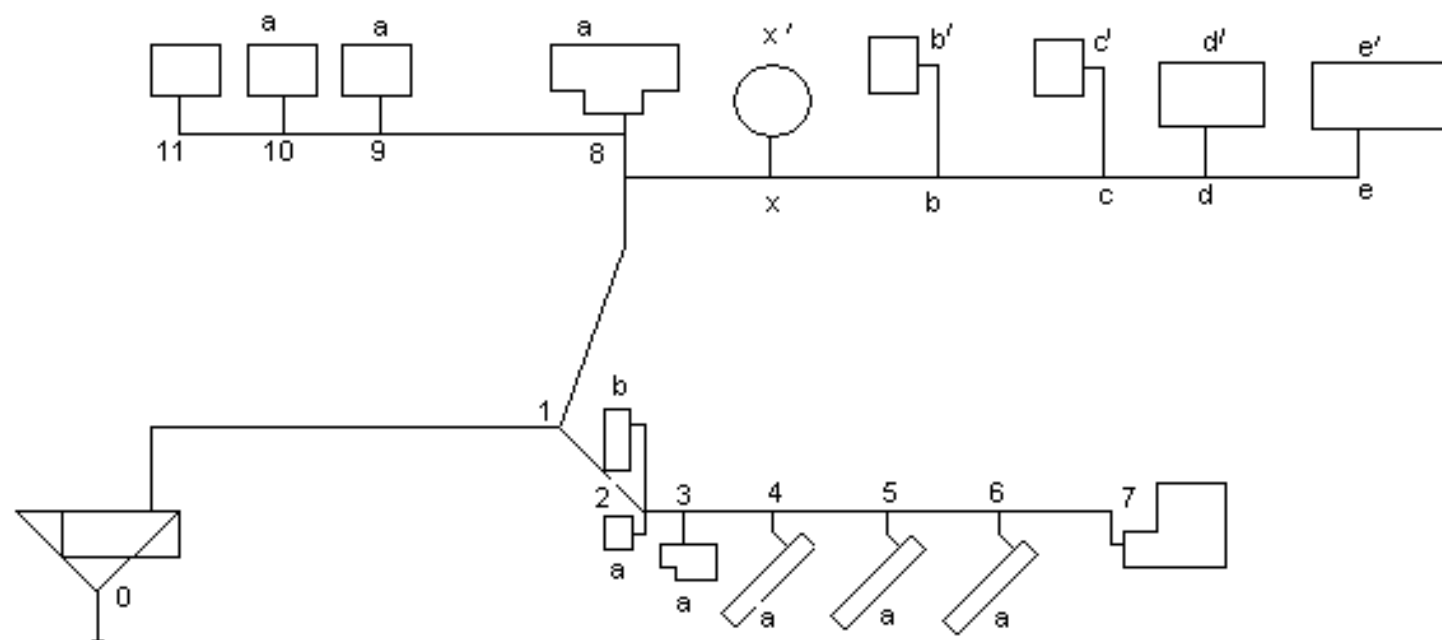


Рисунок 2. План станции «Карасор»

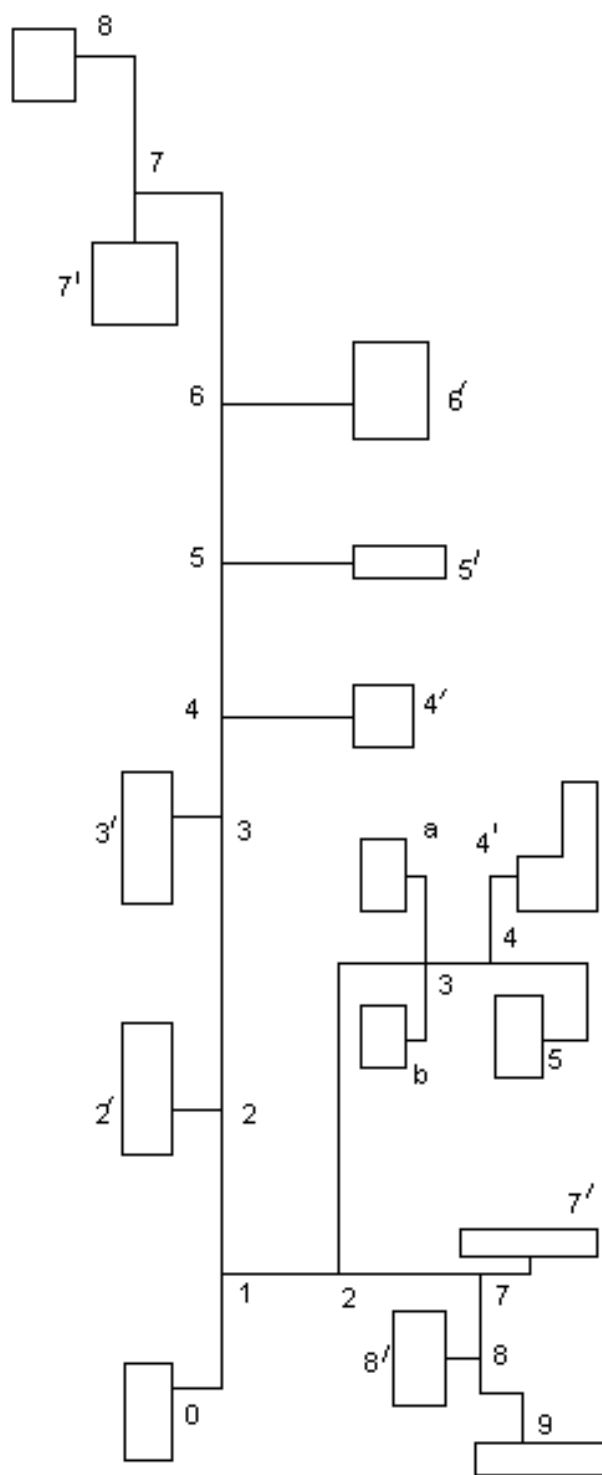


Рисунок 3. План станции «Калкаман»

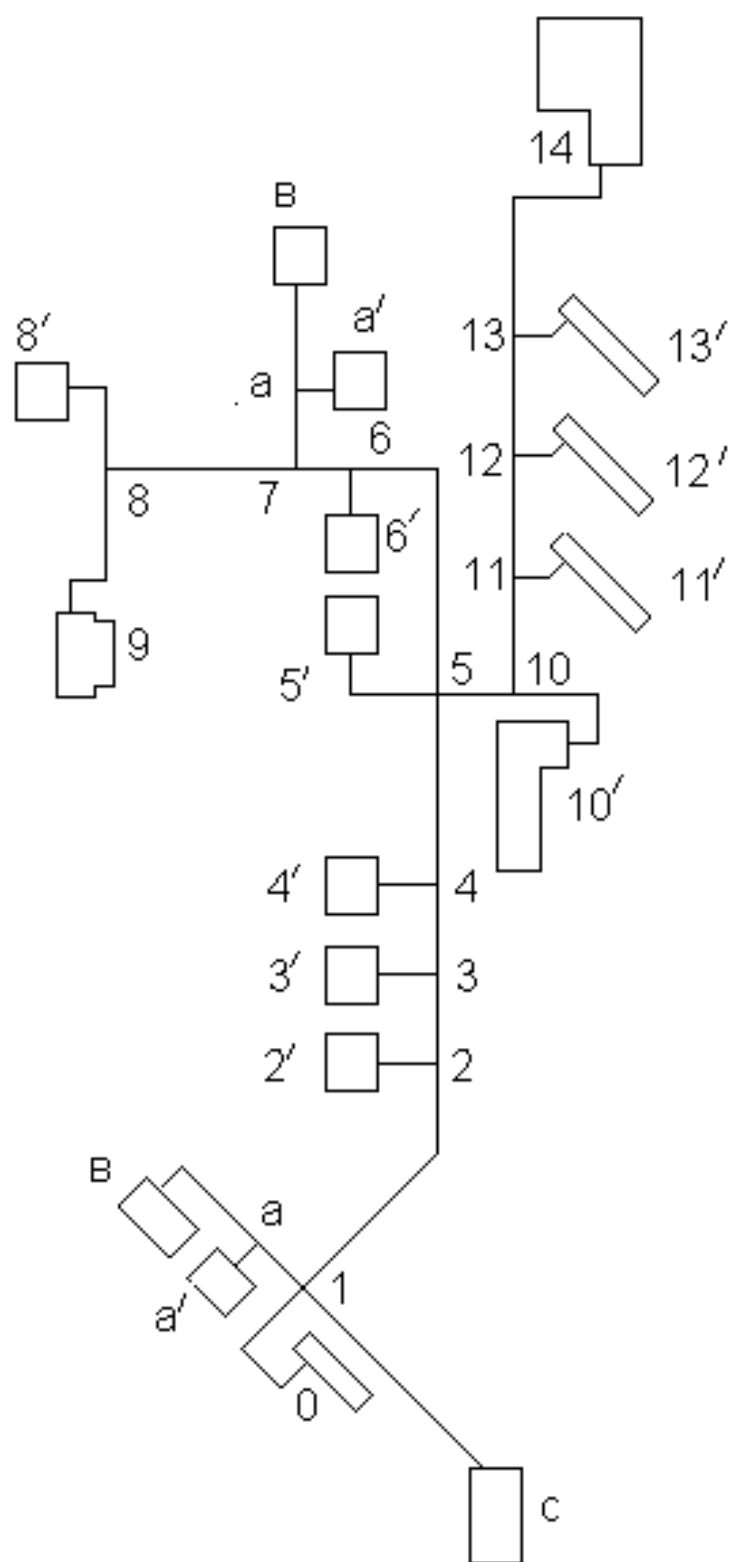


Рисунок 4. План станции «Пограничник»

3. Заключение.

Анализ тепловой работы системы теплоснабжения станционных поселков «Калкаман», «Карасор», «Пограничник» и «Павлодар-Южная» позволяет сделать следующее заключение:

По станции «Калкаман»

1. На выходе из котельной необходимо увеличить диаметр на главной магистрали до первого ответвления вместо диаметра 0,15 необходим диаметр 0,184, от ответвления до РЭП вместо диаметра 0,108-0,15, от РЭП до гаража вместо 0,108-0,125 далее диаметр трубопровода подтверждается расчетами.

На ответвлениях (см.результаты расчетов) некоторые диаметра тоже расчетами не подтверждены. Это 6-6, 4-5, 3-а, 3-6, 4-4, 7-8, 8-9, 7-7, 8-8.

2. Тепловой нагрузки котельной достаточно для работы с резервным котлом.

По станции «Карасор»

1. На главной магистрали необходимо заменить трубы на трубы с большим диаметром непосредственно уже от котельной с диаметром 0,133 на диаметр 0,184 до ответвления, далее с 0,133 до 0,15 до школы, от школы до первого жилого дома с диаметром 0,08 на 0,125, далее диаметры подтверждены расчетами что касается ответвлений к школе трубопровод заменить с диаметром 0,051 на диаметр 0,1. Для 18 кв.жилых домов трубы заменить с 0,051 на 0,082.

2. Для покрытия тепловой нагрузки котельная должна работать без резервного котла. Следовательно необходимо расширять котельную на один котел.

По станции «Пограничник»

1. Для всей трассы существующие диаметры трубопроводов (указанные по схеме) подтверждены расчетам.

2. Типовой нагрузки котельной достаточно для работы с резервным котлом.

По станции «Павлодар-Южная»

1. На главной магистрали необходимо заменить участок 6-7 за 8 кв.домом и до ответвления на столовую и станционное здание с диаметром 0,089 на 0,1. Все остальные диаметры подтверждены расчетами.
2. Для покрытия тепловой нагрузки котельной достаточно работы трех котлов.

Ситуация с подпиткой сетевой воды показывает, что увеличение нерегулируемого потребления горячей воды в 50 раз против норма (1% от общего объема воды в тепловые сети) приводит к увеличению расхода топлива в среднем на 6 %.

Таким образом, такой большой расход неочищенной воды приводит к быстрому заносу теплотрассы и поверхностей котла. Замена теплотрассы и котлов многократно превышает стоимость водоподготовки.

Анализ работы котельных на разных видах топлива показывает, что наименьший КПД имеет котел при сжигании Экибастузского угля, наибольшей при сжигании Карагандинского. Достаточно высокие КПД имеет котел при сжигании Майкубенского угля, но при наличии высокой собственной влажности и при хранении открытых площадках уголь будет смерзаться.

Выбор соответствующего топлива будет определяться двумя факторами, во первых, надежностью поставок, во вторых, стоимостью топлива.

Список используемой литературы

1. «Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности». Материалы Четвертой Российской научно-технической конференции. Ульяновск, 24-25 апреля, 2003 г. Повышение эффективности тепловой работы водогрейных котлов. А.И. Щелоков, Ю.И. Акиньшина, И.В. Дворянчиков. УДК 697.34. 181 с.
2. Постановление Правительства Республики Казахстан от 22 февраля 2010 года № 105 О Стратегическом плане Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан на 2010-2014 годы.
3. Стратегический план Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан на 2010-2014 годы
4. Концепция комплексного развития систем теплоснабжения в мегаполисах Республики Казахстан. Карасев Н.И. УДК:681.323:697.34
5. Глинина Е. В. Проектирование отопительной котельной для теплоснабжения п. Шеркалы Тюменской области, – Челябинск: ЮУрГУ, Э, 2007, 100с.
6. Журнал «Новости теплоснабжения» № 3 (67) март, 2006 г.. Рациональный выбор топлива для муниципальной котельной или при каких условиях уголь может стать альтернативой природному газу. С.М. Назаров, Э.В. Калинин.
7. Фонд институт экономики города. Финансирование энергосберегающих проектов в коммунальном теплоснабжении. Москва. Энергетический институт Бремена.
8. Перспективы и прогноз развития поквартирного теплоснабжения в современных условиях. Семинар «Применение газовых конвекторов в жилых и нежилых помещениях». г. Воронеж. 04.10.2006. Суворова Л.П. 5 с.
9. Проектирование и эксплуатация систем теплоснабжения промышленных предприятий и районов. Алма-Ата, 1983 г.
10. К.Ф. Роддатис, А.Н. Полтаренский. Справочник по котельным установкам малой производительности. Энергоатомиздат, М., 1989 г.
11. Казахстан: Энергетическая безопасность, энергетическая независимость и устойчивость развития энергетики. Состояние и перспективы. Аналитическое исследование. Аллияров Б.К. Астана, 2009 г. 374 с.
12. Концепция развития теплоснабжения в России, включая коммунальную энергетику, на среднесрочную перспективу. С.А. Михайлов, А.В. Клименко, А.В. Извеков. Москва, 2006 г.
13. Тенденции развития теплоснабжения. А. Л. Наумов, вице-президент НП «АВОК».
14. Отопительные котельные малой мощности. В.С. Слепченко, В.Д. Быстров, М.Л. Зак, ГУП «ТЭКСПб»; Е.Л. Палей, ООО «Теплоэнергетика». г. Санкт-Петербург.
15. Развитие малой энергетики как элемент стратегической программы и энергосберегающей политики России. В.М. Боровков, О.А. Бородин. Известия Академия Наук. Энергетика. 2009 г.

16. Обзор российского рынка распределенной энергетики. Демонстрационная версия. Москва. Июнь, 2007 г.

17. Грунтович Н.В. О результатах диагностирования энергетического оборудования на тепловых электростанциях Республики Беларусь.

18. Современные конструкции водогрейных котлов для теплоснабжения промышленных объектов и жилых зданий. Ильченко К.Д., Тарасевич Т.Ю., УДК 621.18. 01.04.2009 г.

19. Перспективы развития теплоэнергетики в России. Е.А. Шипова, Центр социальных проектов «Жилсовет». Журнал «Энергонадзор и энергобезопасность», №1, 2007 г.

20. Перспективы энергетики Казахстана в свете мировых тенденций энергетического развития. Выступление заместителя руководителя Администрации Президента РК Школьника В.С. 06.09.2007 г.

21. Структура современных систем теплоснабжения и предложения по ее изменению. Байпаков С.А. Журнал «Новости теплоснабжения», №1, 2010 г.