



Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования  
«Гомельский государственный технический  
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Информационные технологии»

**В. И. Токочаков**

# **МОДЕЛИРОВАНИЕ, ОПТИМИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ**

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ  
по курсовому проектированию  
для студентов специальности 1-43 01 05  
«Промышленная теплоэнергетика»  
дневной и заочной форм обучения**

Гомель 2019

УДК 621.1(075.8)  
ББК 31.391я73  
Т51

*Рекомендовано научно-методическим советом  
факультета автоматизированных и информационных систем  
ГГТУ им. П. О. Сухого (протокол № 8 от 05.03.2018 г.)*

Рецензент: доц. каф. «Электроснабжение» ГГТУ им. П. О. Сухого  
канд. техн. наук, доц. *О. Г. Широков*

**Токочаков, В. И.**  
Т51 Моделирование, оптимизация и управление теплотехническими системами : учеб.-метод. пособие по курсовому проектированию для студентов специальности 1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика» днев. и заоч. форм обучения / В. И. Токочаков. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2019. – 42 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экран.

Содержит порядок расчета курсового проекта при эскизном проектировании систем тепло-снабжения промышленных предприятий.

Для студентов специальности 1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика» дневной и заочной форм обучения.

**УДК 621.1(075.8)  
ББК 31.391я73**

© Учреждение образования «Гомельский  
государственный технический университет  
имени П. О. Сухого», 2019

## ВВЕДЕНИЕ

Промышленные предприятия являются крупнейшими потребителями топливно-энергетических ресурсов, поэтому расходы на энергоресурсы в структуре себестоимости выпускаемой продукции занимают одно из первых мест. Поскольку промышленные предприятия функционируют достаточно длительный период и не имеется возможность изменения конструкций основного технологического оборудования, желательно все проблемы по оптимизации и совершенствованию энергохозяйства разрешить на стадии проектирования.

Система теплоснабжения промышленного предприятия, предназначенная для обеспечения потребителей энергоресурсами всех требуемых видов, соответствующего качества и количества в любой момент времени, представляет собой сложную систему, объединяющую не только внешние и внутренние источники тепловой энергии предприятия, но также тепловые сети и технологические потребители.

Примерные темы курсовых проектов:

- оптимизация при проектировании системы теплоснабжения предприятий различных отраслей промышленности;
- оптимизация при реконструкции источника и системы теплоснабжения предприятий различных отраслей промышленности;
- оптимизация при локализации источников теплоснабжения промышленных предприятий с учетом местных энергоресурсов и нетрадиционных источников энергии;
- оптимизация и управление системами отопления промышленных предприятий.

Цель курсового проекта – закрепление знаний и умений по современным технологиям управления теплотехническими объектами по критерию экономии топлива и тепловой энергии, методам оптимизации для решения задач технико-экономического обоснования выбора энергетического оборудования и режимов его работы, методике синтеза и анализа технологических схем теплоэнергетических систем и их элементов.

Курсовой проект позволит студентам творчески решать инженерно-технические и производственные вопросы:

- составлять энергетические балансы энергетических и технологических объектов и систем, определять потери топливно-энергетических ресурсов, разрабатывать технические мероприятия по повышению энергетической эффективности системы теплоснабжения;

– осуществлять структурную и параметрическую оптимизацию развития теплоэнергетических объектов и систем.

Примерный перечень практических занятий по курсовому проектированию:

– составление перечня и характеристик основных и вспомогательных подразделений промышленного предприятия, создание генерального плана предприятия;

– разработка расходной части теплового (топливного) баланса предприятия;

– выбор места расположения и мощности источника системы теплоснабжения;

– выбор диаметров участков трубопроводов системы теплоснабжения, гидравлический расчет;

– расчет нормативных потерь во внешних трубопроводах системы теплоснабжения;

– выбор схем управления (тепловых вводов, пунктов) параметров теплоносителей;

– технико-экономическое обоснование вариантов систем теплоснабжения со стороны государства и инвестора, определение простого и динамического сроков окупаемости проектов.

## 1 СОСТАВЛЕНИЕ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Согласно варианту задания в теме курсового проекта содержится наименование промышленного или сельскохозяйственного предприятия и населенный пункт. Студент должен изучить технологию производства продукции на соответствующем предприятии. Источником информации может быть книжные издания, находящиеся в университете, а также электронные источники локальной сети и Интернет-сети. Возможно использовать данные по реальным предприятиям-аналогам Республики Беларусь и ближнего зарубежья.

Необходимо проектировать систему теплоснабжения небольшого предприятия, при этом следует учитывать, количество рабочих не должно превышать 250 человек, служащих – 100 человек. Результатом выполнения данного раздела курсового проекта являются:

- описание технологии производства продукции на предприятии, примерный годовой объем выпускаемой продукции в натуральном выражении;
- генплан предприятия без источника тепловой энергии с наименованиями зданий;
- характеристики зданий: площадь, строительный объем, этажность, количество работающего персонала, режим работы персонала, нормированная температура воздуха в помещении, отопительная и вентиляционная характеристики здания;
- климатические характеристики населенного пункта: расчетная температура системы отопления, расчетная температура системы вентиляции, среднегодовая температура наружного воздуха, средняя температура наружного воздуха за отопительный период, количество дней отопительного периода;
- характеристики основного теплоиспользующего технологического оборудования: производительность по технологическому продукту, потребление теплоносителя или тепловой энергии, параметры теплоносителя, место установки оборудования, режим работы;
- при отсутствии теплоиспользующего технологического оборудования найти топливо использующее оборудование.

При разработке генерального плана предприятия следует учитывать общие требования стандарта [9]:

- расстояния между зданиями, сооружениями, в том числе инженерными сетями, следует принимать минимально допустимыми,

рекомендуемые показатели минимальной плотности застройки площадок предприятий приведены в [9, приложении А];

– в генеральных планах предприятий следует предусматривать:

а) функциональное зонирование территории с учетом технологических связей, санитарно-гигиенических и противопожарных требований, грузооборота и видов транспорта;

б) рациональные производственные, транспортные и инженерные связи на предприятиях, между ними и селитебной территорией;

в) благоустройство территории (площадки);

г) создание единого архитектурного ансамбля в увязке с архитектурой прилегающих предприятий и жилой застройкой;

– площадку предприятия по функциональному использованию следует делить на зоны:

а) предзаводскую (за пределами границы предприятия в районе его проходных);

б) основного производства;

в) вспомогательного производства;

г) обслуживания производства;

– предзаводскую зону предприятия следует размещать со стороны основных подъездов и подходов работающих на предприятии, размер предзаводской зоны предприятий следует принимать 0,8 га на 1000 работающих;

– желательно проходную для персонала, обустраивать в административном или административно-бытовом зданиях;

– на площадках предприятий следует предусматривать минимально необходимое число зданий, производственные, вспомогательные и складские помещения рекомендуется объединять в одно или несколько крупных зданий;

– расстояния между зданиями и сооружениями, освещаемыми через оконные проемы, должны быть не менее наибольшей высоты противостоящих зданий (до верха карниза) и сооружений;

– ширину ворот автомобильных въездов на площадку предприятия следует принимать по наибольшей ширине применяемых автомобилей плюс 1,5 м, но не менее 4,5 м;

– ширину проездов на территории предприятия следует принимать из расчета наиболее компактного размещения дорог, инженерных сетей и полос озеленения, но не менее расстояний между зданиями и сооружениями, приведенных в СНБ 2.02.04 и техническом кодексе [9];

– в проезде следует предусматривать одну автомобильную дорогу;

– возвышение низа строительных конструкций тоннелей, мостов, путепроводов, эстакад, виадуков, галерей над проезжей частью

автомобильных дорог следует назначать равным высоте груженого расчетного автомобиля, увеличенной на 1,0 м, и быть не менее 5,0 м;

– для вновь строящихся предприятий площадь участков, предназначенных для озеленения в пределах ограды, следует определять из расчета не менее 3 м<sup>2</sup> на одного человека, работающего в наиболее многочисленной смене;

– общий размер участков, предназначенных для озеленения, должен быть не менее 15 % от площади площадки предприятия;

– озеленение площадок предприятий следует предусматривать с использованием газона (от 8 % до 10 %), а также древесных насаждений (от 5 % до 7 %), располагаемых разнопородными и разновозрастными группами в виде фильтрующих или защитных посадок;

– на площадках предприятий следует предусматривать преимущественно наземный и надземный способы размещения инженерных сетей;

– тепловые сети допускается прокладывать через производственные здания предприятий;

– надземные инженерные сети предприятий следует размещать на опорах, эстакадах, в галереях или на стенах зданий и сооружений.

## 2 РАЗРАБОТКА РАСХОДНОЙ ЧАСТИ ТЕПЛОВОГО БАЛАНСА ПРЕДПРИЯТИЯ

Согласно строительным нормам и правилам максимальные часовые расходы теплоты на отопление и вентиляцию жилых, общественных и производственных зданий должны определяться при проектировании тепловых сетей по расчетным расходам теплоты, приведенным в типовых или индивидуальных проектах.

При отсутствии таких данных расхода, теплота определяется расчетом.

Мощность тепловых потерь зданий

$$Q_{ном} = q_o V(t_{вн} - t_n)10^{-3}, \text{ кВт}, \quad (2.1)$$

где  $q_o$  – отопительная характеристика здания, Дж/(с · м<sup>3</sup> · К) [7];

$V$  – наружный объем здания, м<sup>3</sup>;

$t_{вн}$  – температура внутри помещения, °С [7];

$t_n$  – температура наружного воздуха, °С.

Максимальная мощность системы отопления определяется по расчетному значению наружной температуры для отопления  $t_{но}$ , равному значению средней температуры наиболее холодных пятидневок, взятых из восьми наиболее холодных зим за 50-летний период:

$$Q'_o = q_o V(t_{вн} - t_{но})10^{-3}, \text{ кВт}. \quad (2.2)$$

Расход теплоты на отопление за период определяется по среднему значению наружной температуры  $t_n$ , за период:

$$Q_o = q_o V(t_{вн} - t_{но})n_o \cdot 24 \cdot 3,6 / 4,19 \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал}, \quad (2.3)$$

где  $n_o$  – продолжительность отопительного периода, сутки.

Мощность системы вентиляции

$$Q'_в = q_в V(t_{вн} - t_n)10^{-3}, \text{ кВт}, \quad (2.4)$$

где  $q_в$  – вентиляционная характеристика здания, Дж/(с · м<sup>3</sup> · К) [7].



Максимальная мощность системы вентиляции определяется либо по расчетному значению наружной температуры для отопления  $t_{но}$ , либо по расчетному значению наружной температуры для вентиляции:

$$Q'_o = q_o V(t_{вн} - t_{нв})10^{-3}, \text{ кВт.} \quad (2.5)$$

Расход теплоты на вентиляцию за период определяется по среднему значению наружной температуры  $t_n$ , за период:

$$Q_e = q_e V(t_{вн} - t_{нв})(n_o - n_{вых}) \cdot z \cdot 3,6 / 4,19 \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал,} \quad (2.6)$$

где  $n_{вых}$  – продолжительность выходных и праздничных дней в отопительный период, сутки;

$z$  – суточное время работы вентиляции, ч.

Суточный (сменный) расход теплоты на горячее водоснабжение определяется по формуле:

$$Q_{зв} = m \cdot H \cdot c_e (t_z - t_x) / 4,19 \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал,} \quad (2.7)$$

где  $m$  – расчетное количество потребителей;

$H$  – суточная норма потребления горячей воды, кг/сутки [10];

$t_z$  – температура горячей воды в месте водоразбора, 55 °С;

$t_x$  – температура исходной воды, °С.

Средняя мощность системы горячего водоснабжения при трехсменном режиме работы равна:

$$Q_{зв}^{cp} = \frac{Q_{зв}}{0,0864}, \text{ кВт.} \quad (2.8)$$

Средняя мощность системы горячего водоснабжения при одно- и двухсменном режиме работы определяется делением суточного расхода теплоты на горячее водоснабжение на время работы.

Расчетная мощность системы горячего водоснабжения равна:

$$Q'_{зв} = \chi Q_{зв}^{cp}, \text{ кВт,} \quad (2.9)$$

где  $\chi$  – расчетный коэффициент часовой неравномерности, для промышленных предприятий определяется расчетным или опытным путем.

Расход теплоты на технологию за период определяется по среднему расходу пара за период:

$$Q_{\sigma} = D_{mex} (h_n - h_k) \cdot z_{mex} \cdot n / 4,19 \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал}, \quad (2.10)$$

где  $D_{mex}$  – часовой расход пара оборудованием, кг/ч;

$h_n$  – энтальпия пара, кДж/кг;

$h_k$  – энтальпия конденсата, кДж/кг;

$n$  – количество рабочих дней, сутки;

$z_{mex}$  – суточное время работы технологического оборудования, ч.

Результатом выполнения второго раздела курсового проекта являются:

– расчетные мощности системы отопления и вентиляции, системы горячего водоснабжения, часовой расход технологического пара;

– годовые расходы тепловой энергии на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение, технологические нужды.

Данные формируются в разрезе зданий и суммируются по всему предприятию.

### **3 ВЫБОР МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ И МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКА СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Выбор варианта схемы теплоснабжения объекта: система централизованного теплоснабжения, состоящая из одного или нескольких источников теплоты, тепловых сетей и потребителей теплоты, либо система децентрализованного теплоснабжения, состоящая из одного или нескольких источников теплоты и потребителей теплоты, производится на основании технико-экономического сравнения вариантов, выполняемого по методике, установленной в ТКП 241 [7].

В данном курсовом проекте не ставится задача использовать методику [7], кроме случая когда студент будет рассматривать вариант питания системы теплоснабжения предприятия от собственной котельной и от тепловых сетей, проходящей по смежной улице.

Будет рассматривать вариант строительства собственной котельной, при этом необходимо учитывать [7]:

- подключение к тепловым сетям потребителей следует осуществлять, как правило, по независимой схеме через индивидуальные тепловые пункты (ИТП);

- допускается подключение потребителей по зависимой схеме в системах теплоснабжения от теплоисточников мощностью до 20 МВт;

- размещение баков-аккумуляторов горячей воды возможно как на источнике теплоты, так и в районах теплопотребления, при этом на источнике теплоты должны предусматриваться баки-аккумуляторы вместимостью не менее 25 % общей расчетной вместимости баков;

- внутренняя поверхность баков-аккумуляторов должна быть защищена от коррозии, а вода в них – от аэрации, при этом должно предусматриваться непрерывное обновление воды в баках;

- удельные потери давления на трение в конденсатопроводах после насосов необходимо принимать не более 100 Па/м при эквивалентной шероховатости внутренней поверхности конденсатопроводов 0,001 м;

- при отсутствии в теплоиспользующих установках (системах отопления и вентиляции) автоматических индивидуальных устройств регулирования температуры внутри помещений следует применять в тепловых сетях регулирование отпуска теплоты:

- а) центральное качественное по нагрузке отопления или по совместной нагрузке отопления, вентиляции и горячего водоснабжения – путем

изменения на источнике теплоты температуры тепло- носителя в зависимости от температуры наружного воздуха;

б) центральное качественно-количественное по совместной нагрузке отопления, вентиляции и горячего водоснабжения – путем регулирования на источнике теплоты как температуры, так и расхода сетевой воды;

– центральное качественно-количественное регулирование на источнике теплоты может быть дополнено групповым количественным регулированием на тепловых пунктах, начиная от точки излома температурного графика с учетом схем присоединения отопительных, вентиляционных установок и горячего водоснабжения, колебаний давления в системе теплоснабжения, наличия и мест размещения баков-аккумуляторов, теплоаккумулирующей способности зданий и сооружений;

Котельную следует размещать в глубине территории промышленного предприятия, так как данный объект является источников вредным выбросов. Так как проектируемые промышленные предприятия небольшие, то максимально использовать последовательное подключение зданий в тепловую сеть в целях уменьшения затрат на трубопроводы.

При выборе числа и мощности водогрейных и паровых котлов следует учитывать:

- холодный резерв водогрейных котлов не предусматривается;
- длительная загрузка котлов должна находиться в диапазоне от 70 до 90% номинальной мощности котла;
- оптимальное количество водогрейных котлов равно трем;
- при применении качественного регулирования теплоносителя температурный график сетевой воды системы отопления и вентиляции не должен резко менять расход воды;
- при необходимости вместо водяного пара возможно использование термического масла (локальный технико-экономический расчет);
- при малых мощностях паровых котлов просчитать вариант использования блочных электрических паровых котлов с их установкой рядом с технологическим оборудованием (локальный технико-экономический расчет);

Результатом выполнения третьего раздела курсового проекта являются:

- эскизный генплан расположения зданий предприятия, котельной, сетей отопления и вентиляции, сетей горячего водоснабжения, паропроводов и конденсатопроводов;
- тип, мощность и количество водогрейных и паровых котлов в котельной;
- часовой расход воды через водогрейный котел.

## **4 ВЫБОР ДИАМЕТРОВ ТРУБОПРОВОДОВ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ**

Для небольших промышленных предприятий трубопроводы системы отопления и вентиляции и трубопроводы системы горячего водоснабжения проектируются отдельно. Основной причиной такого проектного решения является различия графиков потребления тепловой энергии. Основной задачей гидравлического расчета является определение диаметров трубопроводов, а также потерь давления на участках тепловых сетей. Гидравлический расчет закрытой системы теплоснабжения выполняется для подающего теплопровода, принимая диаметр обратного теплопровода и падение давления в нем таким же, как и в подающем.

Перед выполнением гидравлического расчета разрабатывают расчетную схему сети отопления и вентиляции и сети горячего водоснабжения. На ней проставляют номера участков, начиная с котельной, расходы теплоносителя (кг/с), длины участков (м). Все сети внутри небольших предприятий называют распределительными.

Расчет состоит из двух этапов: предварительного и проверочного. На первом этапе определяют диаметры трубопроводов, находят количество компенсаторов на участках и другие виды местных сопротивлений. Условный проход труб независимо от расчетного расхода теплоносителя должен приниматься в тепловых сетях не менее 32 мм, для сети горячего водоснабжения не менее 25 мм [11]. Скорость движения воды не должна быть более 3 м/с [10]. Скорость движения пара не должна быть более 30 м/с.

Затем определяют потери давления в местных сопротивлениях, полные потери давления на участках распределительных трубопроводах и суммарные по всей ее длине. Далее выполняют гидравлический расчет ответвлений, увязывая потери давления в них с соответствующими частями главной магистрали.

Увязку потерь давления следует выполнять подбором диаметров трубопроводов ответвлений. Невязка не должна быть более 10 %. Если такая увязка невозможна, то излишний напор на ответвлениях должен быть погашен соплами элеваторов, дроссельными диафрагмами и авторегуляторами.

Расчетные расходы воды определяются по формуле:

$$G = \frac{Q}{c_w(t_1 - t_2)}, \text{ кг/с, (4.1)}$$

где  $c_w$  – теплоемкость воды, кДж/(кг · °С);

$t_1$  – температура воды в подающем трубопроводе, °С;

$t_2$  – температура воды в обратном трубопроводе, °С;

$Q$  – расчетная мощность нагрузки, кВт.

Качественное регулирование теплоносителя в системе отопления и вентиляции основано на построении графика зависимости температуры сетевой воды в подающей и обратной магистралях от температуры наружного воздуха.

График температур в подающем и обратном трубопроводах в зависимости от температуры наружного воздуха строится для заданных климатических условий и температурного графика сети в расчетном режиме ( $t_1/t_2$ , °С). На рисунке 4.1 построен температурный график сети отопления 95/65 °С при  $t_{н0} = -24$  °С. На данном графике мощности отопления и вентиляции рассчитаны по расчетной температуре отопления.

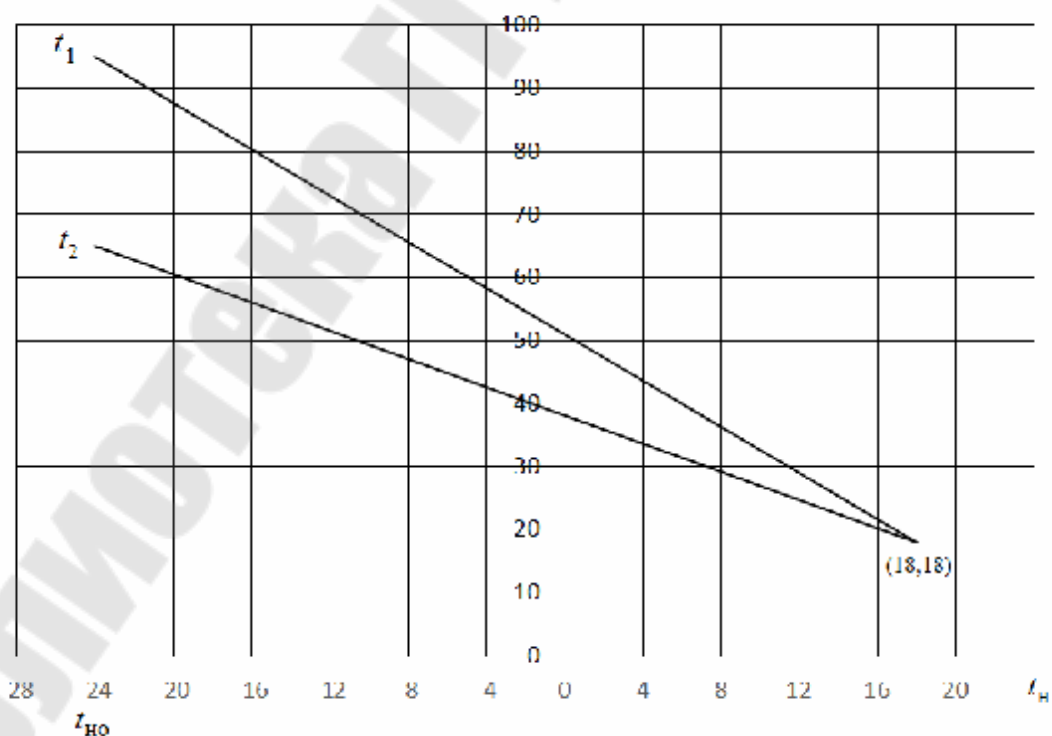


Рисунок 4.1 – Сетевой график температур воды в зависимости от температуры наружного воздуха

График температур в подающем и обратном трубопроводах системы горячего водоснабжения не зависит от температуры наружного воздуха и принимается равным 60/45 или близким значениям в зависимости от длины сети.

Согласно ТКП 45-4.02-182 [11] эквивалентную шероховатость  $k_s$  внутренней поверхности труб следует принимать:

- 0,0002 м для паровых тепловых сетей из стальных труб;
- 0,0005 м для водяных тепловых сетей из стальных труб;
- 0,001 м для сетей горячего водоснабжения из стальных труб;
- $5 \cdot 10^{-6}$  м для трубопроводов из полимерных материалов.

Потеря давления в трубопроводе равна [5]:

$$\Delta p = \Delta p_l + \Delta p_m, \text{ Па}, \quad (4.1)$$

где  $\Delta p_l$  – линейная потеря давления, Па;

$\Delta p_m$  – потеря давления в местных сопротивлениях, Па.

Линейная потеря давления в трубопроводе равна [5]:

$$\Delta p_l = R_l l, \text{ Па}, \quad (4.2)$$

где  $R_l$  – удельная линейная потеря давления, Па/м;

$l$  – длина трубопровода, м.

Большинство трубопроводов тепловых сетей работает в области квадратичного закона сопротивлений.

Удельная линейная потеря давления равна [3]:

$$R_l = A_R \frac{G^2}{\rho d^{5,25}}, \text{ Па/м}, \quad (4.3)$$

где  $G$  – расход теплоносителя, кг/с;

$\rho$  – плотность теплоносителя, кг/м<sup>3</sup>, принимается по давлению и температуре теплоносителя,

$d$  – стандартный внутренний диаметр трубы, м,

$A_R$  – коэффициент, зависящий от назначения трубопроводов: для паропроводов равен 0,0106 м<sup>0,25</sup>, для водяных тепловых сетей – 0,0133 м<sup>0,25</sup>, для сетей горячего водоснабжения и конденсатопроводов – 0,01592 м<sup>0,25</sup>.

– Потеря давления в местных сопротивлениях равна [5]:

$$\Delta p_m = 0,8125 \frac{G^2}{\rho d^4} \sum \xi, \text{ Па. (4.4)}$$

где  $\sum \xi$  – сумма коэффициентов местных сопротивлений, принимает по [5, табл. 6.17].

Пьезометрический график определяет полный и располагаемый напор в отдельных точках тепловой сети и в системах теплоснабжения. На основе пьезометрического графика выбирают схемы присоединения абонентов к тепловой сети.

**Пример.** Рассчитать потери давления на участке паропровода длиной 300 м внутренним диаметром 0,1 м при расходе пара 1 т/ч давлением 0,6 МПа и температурой 170 °С. На участке расположен П-образный компенсатор. Плотность пара равна 3,07 кг/м<sup>3</sup>. Коэффициент местного сопротивления П-образного компенсатора равен 2,8.

Расход теплоносителя равен:

$$1000/3600 = 0,278, \text{ кг/с.}$$

Удельная линейная потеря давления равна:

$$R_l = 0,0106 \frac{0,278^2}{3,07 \cdot 0,1^{5,25}} = 47,5, \text{ Па/м.}$$

Линейная потеря давления в трубопроводе равна:

$$\Delta p_l = 47,5 \cdot 300 = 14250 \text{ Па} = 14,25 \text{ кПа.}$$

Потеря давления в местном сопротивлении равна:

$$\Delta p_m = 0,8125 \frac{0,278^2}{3,07 \cdot 0,1^4} 2,8 = 527 \text{ Па} = 0,53 \text{ кПа.}$$

Суммарная потеря давления равна:



$$\Delta p = 14,25 + 0,53 = 14,8 \text{ кПа.}$$

Давление в начале участка паропровода равно:

$$p_1 = 600 \text{ кПа.}$$

Давление в конце участка паропровода равно:

$$p_2 = 600 - 14,8 = 585,2 \text{ кПа.}$$

В таблице 4.1 приведен пример гидравлического расчета сети отопления промышленного предприятия. Абоненты сети подключены по зависимой схеме.

Таблица 2.4 – Пример гидравлического расчета сети отопления

№ участка	Диаметр, мм	Толщина, мм	Длина участка	Расход воды, м <sup>3</sup> /ч	Расход воды, кг/с	Линейные потери давления, Па/м	Потери давления, кПа	Давление в начале участка, кПа	Давление в конце участка, кПа	Скорость воды, м/с
1.	133	4	150	70,8	19,2	276,2	43,5	600,0	556,5	1,60
2.	133	4	75	69,8	18,9	268,4	21,1	556,5	535,4	1,58
3.	133	4	40	69,7	18,9	267,6	11,2	535,4	524,1	1,58
4.	133	4	70	69,7	18,9	267,6	19,7	524,1	504,5	1,58
5.	133	4	35	69,7	18,9	267,6	9,8	504,5	494,6	1,58
6.	89	4	20	21,8	5,9	254,5	5,3	494,6	489,3	1,17
7.	108	4	15	47,9	13,0	408,5	6,4	494,6	488,2	1,70
8.	108	4	26	47,9	13,0	408,5	11,2	488,2	477,0	1,70
9.	57	3,5	6	1,4	0,4	12,4	0,1	477,0	477,0	0,19
10.	108	4	60	46,6	12,6	385,7	24,3	477,0	452,7	1,65
11.	108	4	28	42,9	11,6	327,8	9,6	452,7	443,1	1,52
12.	108	4	55	41,0	11,1	299,2	17,3	443,1	425,8	1,45
13.	89	4	17	16,4	4,4	143,9	2,6	425,8	423,2	0,88
14.	89	3,5	62	5,9	1,6	17,4	1,1	423,2	422,1	0,31
15.	89	3,5	38	5,9	1,6	17,4	0,7	422,1	421,4	0,31
16.	57	3,5	40	5,9	1,6	233,6	9,8	421,4	411,6	0,83
17.	57	3,5	20	0,1	0,0	0,1	0,0	411,6	411,6	0,01
18.	57	3,5	40	5,8	1,6	226,6	9,5	411,6	402,1	0,82
19.	89	4	18	24,7	6,7	326,9	6,2	425,8	419,6	1,33
20.	89	3,5	52	9,5	2,6	45,3	2,5	419,6	417,2	0,50
21.	89	3,5	15	15,2	4,1	116,1	1,8	419,6	417,8	0,80
22.	57	3,5	20	9,3	2,5	585,9	12,3	417,8	405,5	1,32
23.	57	3,5	55	5,9	1,6	233,2	13,5	417,8	404,3	0,83
24.	57	3,5	50	2,8	0,8	52,4	2,8	404,3	401,6	0,39
Всего			1007	70,8	19,2		198,4			

## 5 РАСЧЕТ НОРМАТИВНЫХ ПОТЕРЬ ВО ВНЕШНИХ ТРУБОПРОВОДАХ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Значения тепловых потерь через изоляционные конструкции трубопроводов тепловых сетей зависят от:

- вида теплоизоляционной конструкции и примененных теплоизоляционных материалов;
- типов прокладки: надземная, подземная канальная, бесканальная и т.п.;
- температурного режима и продолжительности работы тепловой сети в течение расчетного периода;
- параметров окружающей среды: температуры наружного воздуха и скорости ветра (при надземной прокладке), температуры и влажности грунта и характера изменения параметров в течение расчетного периода;
- типа и плотности грунта в месте прокладки;
- диаметров трубопроводов и их протяженности;
- срока и условий эксплуатации тепловых сетей.

Кроме того, значение тепловых потерь, определяется местными особенностями (гидрологическими условиями, схемными и планировочными решениями, насыщенностью и характером смежных коммуникаций и т.д.)

За основу определения нормируемых тепловых потерь принимаются следующие положения:

– определяются удельные нормативные тепловые потери по отдельным участкам на основании данных о конструктивных характеристиках тепловой сети (тип прокладки, диаметр, вид теплоизоляционного материала), исходя из норм плотности теплового потока и среднегодовых температурных условий работы тепловой сети. Среднегодовые температурные условия работы теплосети определяются из температурного графика отпуска тепла, на который запроектирована тепловая сеть данной системы теплоснабжения;

– нормативные тепловые потери при среднегодовых условиях для всей тепловой сети определяются путем суммирования тепловых потерь по участкам отдельно по видам прокладки, а также по участкам, отличающимся температурными условиями работы и коэффициентами  $K$  от остальных участков тепловой сети данной системы теплоснабжения;

– нормируемые тепловые потери тепловой сети за расчетный период определяются, исходя из часовых нормируемых тепловых потерь при среднегодовых условиях, пересчитанных на средние температурные условия и количества часов в соответствующем расчетном периоде.

Для надземной прокладки на открытом воздухе значения удельных нормативных тепловых потерь для различных диаметров трубопроводов определяются путем линейной интерполяции (экстраполяции) по табличным значениям норм удельных тепловых потерь (норм плотности теплового потока) при температурном напоре 95 и 45°С для подающего ( $q_{1н}^{надз}$ ) и обратного ( $q_{2н}^{надз}$ ) трубопроводов.

Значения  $q_{2н}^{надз}$ ,  $q_{2н}^{надз}$  для теплосетей, теплоизоляционные конструкции которых выполнены в соответствии со СНиП 2.04.14-88 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» приведены в [1, приложения К, Л] или в приложениях А и Б настоящего издания.

Интерполяция производится при значениях температурного напора, °С:

– для подающего трубопровода

$$\Delta t_1^{возд} = t_1^{ср.г} - \tau_v^{ср.г}; \quad (5.1)$$

– для обратного трубопровода

$$\Delta t_2^{возд} = t_2^{ср.г} - \tau_v^{ср.г}, \quad (5.2)$$

где  $\Delta t_1^{возд}$ ,  $\Delta t_2^{возд}$  – температурный напор для подающего и обратного трубопровода надземной прокладки;

$\tau_v^{ср.г}$  – среднегодовая температура наружного воздуха [6].

Для водяной тепловой сети значения часовых среднегодовых нормативных тепловых потерь (ккал/ч) определяются по следующим формулам:

– для участков надземной прокладки, прокладки в помещениях (технических подпольях), в тоннелях (проходных каналах), а также отдельно уложенных трубопроводов подземной прокладки

1) подающий трубопровод

$$Q_{1н}^{ср.г.} = \sum q_{1н} \cdot \beta_i \cdot L_i, \text{ ккал/ч}; \quad (5.3)$$

2) обратный трубопровод

$$Q_{2н}^{ср.г.} = \sum q_{2н} \cdot \beta_i \cdot L_i, \text{ ккал/ч}, \quad (5.4)$$

где  $\beta_i$  – коэффициент местных тепловых потерь  $i$ -го участка теплосети;

$L_{1i}, L_{2i}$  – длина  $i$ -го участка теплосети по каналу, подающего и обратного трубопровода, м.

Образцы таблиц для расчета нормируемых тепловых потерь приведены в приложении В.

Коэффициенты местных тепловых потерь  $\beta$  характеризуются следующими величинами для участков теплосети со сроком ввода в эксплуатацию с 1994 г.:

1) прокладка на открытом воздухе, в непроходных каналах, тоннелях (проходных каналах) и помещениях (технических подпольях) для трубопроводов на подвижных опорах, условным проходом до 150 мм – 1,2;

2) для тех же прокладок диаметром 150 мм и более и бесканальной прокладки всех диаметров – 1,15;

3) для трубопроводов на подвесных опорах – 1,05.

Результаты расчета нормативных среднегодовых потерь трубопроводами, находящимися на балансе эксплуатирующей организации сводятся в таблицы приложения Г.

## **6 ВЫБОР СХЕМ УПРАВЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ И КОТЕЛЬНОЙ**

Тепловые пункты подразделяют на:

– ИТП – для присоединения систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и техно- логических теплоиспользующих установок одного здания или его части;

– ЦТП – то же, двух зданий или более.

В тепловых пунктах предусматривается размещение оборудования, арматуры, приборов контроля, управления и автоматизации, посредством которых осуществляют:

- преобразование вида теплоносителя или его параметров;
- контроль параметров теплоносителя;
- учет тепловых нагрузок, расходов теплоносителя и конденсата;
- регулирование расхода теплоносителя и распределение в теплоиспользующих установках;
- защиту теплоиспользующих установок от аварийного повышения давления и температуры теплоносителя;
- заполнение и подпитку теплоиспользующих установок;
- сбор, охлаждение, возврат конденсата и контроль его качества; — аккумулярование теплоты;
- водоподготовку для систем горячего водоснабжения.

В тепловом пункте, в зависимости от его назначения и местных условий, могут проводиться все перечисленные мероприятия или только их часть. Приборы контроля давления и температуры теплоносителя и учета расхода теплоты следует предусматривать во всех тепловых пунктах.

Устройство ввода в ИТП обязательно для каждого здания, независимо от наличия ЦТП, при этом в ИТП предусматривают только те мероприятия, которые необходимы для присоединения данного здания и не предусмотрены в ЦТП.

Присоединение потребителей теплоты к тепловым сетям в тепловых пунктах следует предусматривать по схемам, обеспечивающим минимальный расход воды в тепловых сетях, а также экономию теплоты за счет применения регуляторов расхода теплоносителя и ограничителей максимального расхода сетевой воды, корректирующих насосов или элеваторов с автоматическим регулированием, снижаю-

щих температуру воды, поступающей в системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха.

Расчетная температура воды в подающих трубопроводах после ЦТП должна приниматься при присоединении систем отопления зданий:

- по зависимой схеме – равной, как правило, расчетной температуре воды в подающем трубопроводе тепловых сетей до ЦТП;
- по независимой схеме – не более чем на 30 °С ниже расчетной температуры воды в подающем трубопроводе тепловых сетей до ЦТП, но не выше 150 °С и не ниже расчетной, принятой в системе потребителя. Самостоятельные трубопроводы от ЦТП для присоединения систем вентиляции и кондиционирования при независимой схеме присоединения систем отопления предусматриваются при максимальной тепловой нагрузке на вентиляцию более 50 % максимальной тепловой нагрузки на отопление.

При расчете поверхности нагрева водоподогревателей для систем горячего водоснабжения и отопления температуру воды в подающем трубопроводе тепловой сети следует принимать равной температуре в точке излома графика температур воды или минимальной температуры воды, если отсутствует излом графика температур, а для систем отопления – также температуру воды, соответствующую расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления. В качестве расчетной следует принимать большую из полученных величин поверхности нагрева.

При расчете поверхности нагрева водоподогревателей горячего водоснабжения температуру нагреваемой воды на выходе из водоподогревателя в систему горячего водоснабжения следует принимать не менее 60 °С.

Тепловые пункты по размещению на генеральном плане подразделяются на отдельно стоящие, пристроенные к зданиям и сооружениям и встроенные в здания и сооружения.

Встроенные в здания тепловые пункты следует размещать в отдельных помещениях у наружных стен зданий. Не допускается размещение оборудования теплового пункта в местах массового скопления, прохода людей.

## 7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В текущем разделе курсового проекта будет рассматриваться различные варианты изменения системы теплоснабжения промышленного предприятия.

### 7.1 Реконструкция технологического теплоснабжения

Годовое потребление тепловой энергии на технологические нужды (гальваническое отделение, нагрев ванны обезжиривания перед покраской, потери тепла в паропроводе) равно 500 Гкал.

Потери тепловой энергии в паропроводах через изоляцию составляют 69 Гкал.

Средняя мощность технологического оборудования равна:

$$(500 - 69)/2000 \cdot 1000 = 216 \text{ Мкал/ч} = 251 \text{ кВт.}$$

При нагреве воды и технологических растворов в течении часа рассчитаем максимальную мощность источника (одна треть расхода тепла):

$$(500 - 69)/(3 \cdot 250 \cdot 1) \cdot 1000 = 575 \text{ Мкал/ч} = 669 \text{ кВт.}$$

При нагреве воды и технологических растворов в течении двух часов рассчитаем максимальную мощность источника:

$$(500 - 69)/(3 \cdot 250 \cdot 2) \cdot 1000 = 287 \text{ Мкал/ч} = 334 \text{ кВт.}$$

При нагреве воды и технологических растворов в течении трех часов рассчитаем максимальную мощность источника:

$$(500 - 69)/(3 \cdot 250 \cdot 3) \cdot 1000 = 192 \text{ Мкал/ч} = 223 \text{ кВт.}$$

Рассчитаем среднюю мощность источника пара (две трети расхода тепла):

$$(500 - 69) \cdot 2/(3 \cdot 250 \cdot 7) \cdot 1000 = 164 \text{ Мкал/ч} = 191 \text{ кВт.}$$



Принимаем к установке два паровых котла типа ПАР-0,3-0,07 Г (ПКЦ «Координата», г. Орел) ориентировочная стоимость 13300 рублей, КПД 92%, паропроизводительность 300 кг/ч, давление до 0,4 Мпа. Стоимость автоматической химводоподготовки – 4000 руб. Стоимость системы удаления отходящих газов 20000 руб.

**Определяем простой срок окупаемости мероприятия со стороны государства.**

Удельный расход условного топлива на отпуск тепла котлами равен:

$$142,86/0,92 = 155,3 \text{ кг у.т./Гкал.}$$

Определяем перерасход топлива, получаемый при использовании теплопровода [2]:

$$\Delta B_{\text{тэ}} = (Q + \Delta Q_{\text{пот1}}) \cdot b_{\text{тэ}}/1000 - (Q + \Delta Q_{\text{пот2}}) \cdot b_{\text{тэ ли}}/1000, \text{ тут, (7.1)}$$

где  $Q$  – количество полученной тепловой энергии,  $500 - 69 = 431$  Гкал;

$\Delta Q_{\text{пот1}}$  – потери по существующей теплотрассе, 69 Гкал;

$\Delta Q_{\text{пот2}}$  – потери по новой теплотрассе, 0 Гкал;

$b_{\text{тэ}}$  – удельный расход топлива действующего теплоисточника, 161,4 кг у.т./Гкал;

$b_{\text{тэ ли}}$  – удельный расход топлива локального теплоисточника, 145,8 кг у.т./Гкал;

$$\Delta B_{\text{тэ}} = (431 + 69) \cdot 161,4/1000 - (431 + 0) \cdot 155,3/1000 = 13,8 \text{ тут.}$$

Определяем расход электроэнергии, необходимой для передачи тепловой энергии по длинной теплотрассе [2]:

$$\mathcal{E}_{\text{п}} = (Q + \Delta Q_{\text{пот1}}) \cdot \mathcal{E}_{\text{сн тэ}}/1000, \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч, (7.2)}$$

где  $\mathcal{E}_{\text{сн тэ}}$  – удельный расход электроэнергии, необходимой для транспорта и производства 1 Гкал тепловой энергии, 25 кВт·ч/Гкал,

$$\mathcal{E}_{\text{п}} = (431 + 69) \cdot 25/1000 = 12,5 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч.}$$

Определяем расход электроэнергии, необходимой для производства и транспорта тепловой энергии от локального источника [2]:

$$\mathcal{E}_{\text{ли}} = (Q + \Delta Q_{\text{пот}2}) \cdot \mathcal{E}_{\text{сн ли}}/1000, \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}; (7.3)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{сн ли}}$  – удельный расход электроэнергии, необходимой для транспорта и производства 1 Гкал тепловой энергии на локальном источнике, 15 кВт·ч/Гкал,

$$\mathcal{E}_{\text{ли}} = (431 + 0) \cdot 15/1000 = 6,5 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч};$$

Определим расход топлива, необходимый для покрытия перерасхода электроэнергии на производство тепловой энергии с учетом потерь в электросетях [2]:

$$\Delta B_{\text{э}} = (\mathcal{E}_{\text{п}} - \mathcal{E}_{\text{ли}}) \cdot k_{\text{пот}} \cdot b_{\text{э}} \cdot 10^{-3}, \text{ тут}, (7.4)$$

где  $k_{\text{пот}}$  – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях, 1,105;

$$\Delta B_{\text{э}} = (12,5 - 6,5) \cdot 1,105 \cdot 285 \cdot 10^{-3} = 1,9 \text{ тут.}$$

Общая экономия топлива от ликвидации длинной теплотрассы составит [4]

$$\Delta B = \Delta B_{\text{тэ}} + \Delta B_{\text{э}} = 13,8 + 1,9 = 15,7 \text{ тут.} (7.5)$$

Стоимость сэкономленного топлива равна (при стоимости 1 тут 220 долл. США, курс доллара 2 руб.):

$$15,7 \cdot 220 = 3454 \text{ долл. (6,9 тыс. руб.)}$$

Капитальные вложения на оборудование, проектные, строительные-монтажные и пуско-наладочные работы:

$$(13,3 \cdot 2 + 4 + 20) \cdot (1 + 0,025 + 0,25 + 0,03) = 66 \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости мероприятия за счет экономии ТЭР:

$$66/6,9 = 10 \text{ лет.}$$

**Определяем простой срок окупаемости мероприятия со стороны инвестора.**

Годовая экономия тепловой энергии по сравнению с существующей системой горячего водоснабжения равна:

$$69 \text{ Гкал.}$$

Годовая экономия электрической энергии по сравнению с существующей системой горячего водоснабжения равна:

$$12,5 - 6,5 = 6 \text{ тыс. кВт.ч.}$$

Определяем экономию топлива, получаемый при использовании котлов с повышенным КПД:

$$\Delta B_{\text{тв}} = 431 \cdot 161,4/1000 - 431 \cdot 155,3/1000 = 2,6 \text{ тун.}$$

Стоимость годовой экономии природного газа:

$$2,6/1,15 \cdot 658,7/1000 = 1,7 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость годовой экономии тепловой энергии:

$$69 \cdot 276,29 / 1000 = 19,1 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость годовой экономии электрической энергии:

$$6 \cdot 293,4 / 1000 = 1,8 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарная стоимость экономии ТЭР:

$$19,1 + 1,8 + 1,7 = 22,6 \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости мероприятия за счет экономии ТЭР:

$66/22,6 = 3$  года.

### Определение динамического срока окупаемости

Динамический срок окупаемости инвестиций соответствует периоду, при котором накопительное значение чистого потока наличности изменяется с отрицательного на положительное. Расчет динамического срока окупаемости осуществляется по накопительному (кумулятивному) дисконтированному чистому потоку наличности.

Динамический срок окупаемости инвестиций можно определить при решении следующего уравнения в случае нерегулярного денежного потока [3]:

$$Q = \sum_{t=1}^{T_d} \frac{П(1+b)^t}{(1+d)^t}, \quad (7.6)$$

где  $Q$  – объем инвестиций;

$П$  – годовая прибыль;

$b$  – годовой рост стоимости энергоресурсов, принимается равным 3% [4];

$d$  – ставка рефинансирования РБ, 10,5 %;

$T_d$  – динамический срок окупаемости;

$t$  – текущий год.

Капвложения равны 66 тыс. руб. Прибыль инвестора равна 22,6 тыс. руб. Прибыль государства 6,9 тыс. руб.

Динамический срок окупаемости для инвестора  $T_d = 3,5$  года. Динамический срок окупаемости для государства  $T_d = 17$  лет.

### 7.2 Утилизация тепла уходящих газов нагревательной печи

При работе нагревательной печи, установленной в кузнечном отделении, на природном газе выбрасывается в атмосферу уходящие дымовые газы с температурой 900°C. Время работы газовой печи принимаем 1700 ч. Потери теплоты с уходящими газами согласно режимной карте составляют 155 Мкал/ч. Предлагается установить двухконтурный утилизатор тепла дымовых газов для нагрева воды горячего водоснабжения. Первый теплообменник типа «воздух-вода», второй – типа «вода-вода». В качестве второго теплообменника можно использовать паяный теплообменник СВ14-14 фирмы *Alfa-Laval*.

Мощность утилизатора при снижении температуры уходящих газов до 300 °С.

$$155 \cdot (900 - 300)/900 = 103 \text{ Мкал/ч.}$$

Мощность нагрева воды горячего водоснабжения при КПД утилизатора 50%.

$$103 \cdot 0,5 = 51,5 \text{ Мкал/ч.}$$

Количество нагреваемой воды за смену с учетом охлаждения в системе и в баке-аккумуляторе:

$$8 \cdot 51,5/(55 - 10) \cdot 0,9 = 8,2 \text{ м}^3.$$

Годовая экономия тепловой энергии равна

$$51,5 \cdot 1700/1000 = 87 \text{ Гкал.}$$

Экономии электрической энергии в котельной не рассчитываем в связи с установкой дополнительного насосного оборудования при утилизации тепла.

**Определяем простой срок окупаемости мероприятия со стороны государства.**

Годовая экономия топлива составляет:

$$87 \cdot 0,17 = 14,8 \text{ тут.}$$

Стоимость сэкономленного топлива равна (при стоимости 1 тут 220 долл.):

$$14,8 \cdot 220 = 3256 \text{ долл. (6,5 тыс. руб.)}$$

Капитальные вложения на оборудование, проектные, строительные-монтажные и пуско-наладочные работы (стоимость оборудования примем 25 тыс. руб. ):

$$25 (1 + 0,025 + 0,25 + 0,03) = 32,6 \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости мероприятия за счет экономии тепловой энергии:

$$32,6/6,5 = 5 \text{ лет.}$$

**Определяем простой срок окупаемости мероприятия со стороны инвестора.**

Годовая экономия тепловой энергии равна 87 Гкал. Стоимость годовой экономии тепловой энергии:

$$87 \cdot 276,29 / 1000 = 24,0 \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости мероприятия за счет экономии ТЭР:

$$32,6/24 = 1,4 \text{ года.}$$

### **Определение динамического срока окупаемости**

Динамический срок окупаемости инвестиций можно определить при решении уравнения (7.6) в случае нерегулярного денежного потока [3].

Капвложения по равны 32,6 тыс. руб. Прибыль инвестора равна 24 тыс. руб. Прибыль государства 6,5 тыс. руб.

Динамический срок окупаемости для инвестора  $T_d = 1,1$  года. Динамический срок окупаемости для государства  $T_d = 7$  лет.

### **7.3 Локализация системы горячего водоснабжения столовой**

По данному варианту теплоснабжения предусматривается установка отдельной котельной в существующих зданиях, см. таблицу 5.1. КПД котлов 98%. Предлагается к установке 2 котла *Buderus Logano plus GB102S-30* мощностью 30 кВт. Стоимость оборудования 24,1 тыс. руб.

Дополнительно устанавливаем один вертикальный емкостный водонагреватель *VITOCCELL 100-V* с эмалевым покрытием *Ceraprotect* производства компании *Viessmann* стоимостью 8600 руб.

Удельный расход условного топлива на отпуск тепла котлами *Buderus* равен:

$$142,86/0,98 = 145,8 \text{ кг у.т./Гкал.}$$

**Определяем простой срок окупаемости мероприятия со стороны государства.**

Определяем перерасход топлива, получаемый при использовании теплопровода:

$$\Delta B_{\text{тэ}} = (Q + \Delta Q_{\text{пот1}}) \cdot b_{\text{тэ}}/1000 - Q \cdot b_{\text{тэ ли}}/1000, \text{ тут,}$$

где  $Q$  – количество полученной тепловой энергии, 74 Гкал;

$\Delta Q_{\text{пот1}}$  – потери по существующей теплотрассе, 41 Гкал;

$b_{\text{тэ}}$  – удельный расход топлива действующего теплоисточника, 161,4 кг у.т./Гкал;

$b_{\text{тэ ли}}$  – удельный расход топлива локального теплоисточника, 145,8 кг у.т./Гкал;

$$\Delta B_{\text{тэ}} = (74 + 41) \cdot 161,4/1000 - 74 \cdot 145,8/1000 = 7,8 \text{ тут.}$$

Определяем расход электроэнергии, необходимой для передачи тепловой энергии по длинной теплотрассе:

$$\mathcal{E}_{\text{п}} = (Q + \Delta Q_{\text{пот1}}) \cdot \mathcal{E}_{\text{сн тэ}}/1000, \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч,}$$

где  $\mathcal{E}_{\text{сн тэ}}$  – удельный расход электроэнергии, необходимой для транспорта и производства 1 Гкал тепловой энергии, 25 кВт·ч/Гкал,

$$\mathcal{E}_{\text{п}} = (74 + 41) \cdot 25/1000 = 2,9 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч.}$$

Определяем расход электроэнергии, необходимой для производства и транспорта тепловой энергии от локального источника:

$$\mathcal{E}_{\text{ли}} = Q \cdot \mathcal{E}_{\text{сн ли}}/1000, \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч;}$$

где  $\mathcal{E}_{\text{сн ли}}$  – удельный расход электроэнергии, необходимой для транспорта и производства 1 Гкал тепловой энергии на локальном источнике, 15 кВт·ч/Гкал,

$$\mathcal{E}_{\text{ли}} = 74 \cdot 15/1000 = 1,1 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч.}$$

Определим расход топлива, необходимый для покрытия перерасхода электроэнергии на производство тепловой энергии с учетом потерь в электросетях:

$$\Delta B_3 = (\mathcal{E}_{\text{п}} - \mathcal{E}_{\text{ли}}) \cdot k_{\text{пот}} \cdot b_3 \cdot 10^{-3}, \text{ тут,}$$

где  $k_{\text{пот}}$  – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях, 1,105;

$b_3$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива в энергосистеме, 260 г у.т./кВт·ч,

$$\Delta B_3 = (2,9 - 1,1) \cdot 1,105 \cdot 260 \cdot 10^{-3} = 0,5 \text{ тут.}$$

Общая экономия топлива от ликвидации длинной теплотрассы составит

$$\Delta B = \Delta B_{\text{тэ}} + \Delta B_3 = 7,8 + 0,5 = 8,3 \text{ тут.}$$

Стоимость сэкономленного топлива равна (при стоимости 1 тут 220 долл. США, курс доллара 2 руб.):

$$8,3 \cdot 220 = 1826 \text{ долл. (3,7 тыс. руб.)}$$

Капитальные вложения на оборудование, проектные, строительные-монтажные и пуско-наладочные работы:

$$(8,6 + 24,1) \cdot (1 + 0,1 + 0,3 + 0,05) = 61,9 \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости мероприятия за счет экономии ТЭР:

$$61,9/3,7 = 17 \text{ лет.}$$



**Определяем простой срок окупаемости мероприятия со стороны инвестора.**

Годовая экономия тепловой энергии по сравнению с существующей системой горячего водоснабжения равна:

41 Гкал.

Годовая экономия электрической энергии по сравнению с существующей системой горячего водоснабжения равна:

$$2,9 - 1,1 = 1,8 \text{ тыс. кВт.ч.}$$

Стоимость годовой экономии тепловой энергии:

$$41 \cdot 276,29 / 1000 = 11,3 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость годовой экономии электрической энергии:

$$1,8 \cdot 293,4 / 1000 = 0,5 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем экономию топлива, получаемый при использовании котлов с повышенным КПД:

$$\Delta B_{\text{тз}} = 74 \cdot 161,4/1000 - 74 \cdot 145,8/1000 = 1,2 \text{ туг.}$$

Стоимость годовой экономии природного газа:

$$1,2/1,15 \cdot 658,7/1000 = 0,7 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарная стоимость экономии ТЭР:

$$11,3 + 0,5 + 0,7 = 12,5 \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости мероприятия за счет экономии ТЭР:

$$61,9/12,5 = 5 \text{ лет.}$$

### **Определение динамического срока окупаемости**

Динамический срок окупаемости инвестиций можно определить при решении уравнения (7.6) в случае нерегулярного денежного потока [3].

Капвложения по равны 61,9 тыс. руб. Прибыль инвестора равна 12,5 тыс. руб. Прибыль государства 3,7 тыс. руб.

Динамический срок окупаемости для инвестора  $T_{\delta} = 7$  лет. Динамический срок окупаемости для государства не определяется.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Методика расчета потерь тепловой энергии в сетях теплоснабжения с учетом их износа, срока и условий эксплуатации. – Мн., ОАО «Белэнергоремналадка», 2006.
2. Методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий. // Энергоэффективность. – 2016. № 8. – Приложение.
3. Об утверждении Правил по разработке бизнес-планов инвестиционных проектов. / Постановление министерства экономики Республики Беларусь от 31 августа 2005 г. № 158.
4. Погарцев, И. Р. Источники и системы теплоснабжения промышленных предприятий : метод. указания к курсовой работе и практ. занятиям по одноим. дисциплине для студентов специальностей 1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика» и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация энергооборудования организаций» днев. и заоч. форм обучения / И. Р. Погарцев, Т. С. Юфанова, Е. М. Звездкина. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2008. – 39 с. – Режим доступа: <http://gstu.local/lib>.
5. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника: Справочник/Под общ.ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина.– М.:Энергоатомиздат, 1991. – 588 с.
6. СНБ 2.04.02-2000. Строительная климатология.
7. ТКП 241-2010. Порядок разработки технико-экономического обоснования выбора схем теплоснабжения при строительстве и реконструкции объектов.
8. ТКП 45-2.04-43-2006. Строительная теплотехника. Строительные нормы проектирования.
9. ТКП 45-3.01-155-2009. Генеральные планы промышленных предприятий. Общие требования.
10. ТКП 45-4.01-52-2007. Системы внутреннего водоснабжения зданий. Строительные нормы проектирования.
11. ТКП 45-4.02-182-2009. Тепловые сети Строительные нормы проектирования.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	3
1 СОСТАВЛЕНИЕ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....	5
2 РАЗРАБОТКА РАСХОДНОЙ ЧАСТИ ТЕПЛОВОГО БАЛАНСА ПРЕДПРИЯТИЯ .....	8
3 ВЫБОР МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ И МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКА СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....	11
4 ВЫБОР ДИАМЕТРОВ ТРУБОПРОВОДОВ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ .....	13
5 РАСЧЕТ НОРМАТИВНЫХ ПОТЕРЬ ВО ВНЕШНИХ ТРУБОПРОВОДАХ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....	19
6 ВЫБОР СХЕМ УПРАВЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ И КОТЕЛЬНОЙ	22
7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....	24
7.1 Реконструкция технологического теплоснабжения .....	24
7.2 Утилизация тепла уходящих газов нагревательной печи ..	28
7.3 Локализация системы горячего водоснабжения столовой ..	30
ЛИТЕРАТУРА .....	35
ПРИЛОЖЕНИЯ .....	37

## Приложение А

Таблица А.1 – Нормы плотности теплового потока при расположении теплопроводов на открытом воздухе с расчетной среднегодовой температурой наружного воздуха +5°C для теплопроводов со сроком ввода в эксплуатацию с 1994 г. с числом часов работы в год более 5000

Наружный диаметр, $d_{\text{н}}$ , мм	Норма плотности теплового потока при расчетной разности среднегодовых температур теплоносителя и воздуха $\Delta t = t - t_{\text{в}}$ , °C, Вт/м (ккал/м.ч)							
	45	95	145	195	245	295	345	395
21,3	10 (8,6)	20 (17)	30 (26)	42 (36)	55 (47)	68 (58)	53 (71)	99 (85)
26,8	11 (9,5)	22 (19)	34 (29)	47 (40)	60 (52)	75 (64,5)	91 (78)	108 (93)
32	13 (11)	25 (22)	37 (32)	52 (45)	66 (57)	82 (71)	99 (85)	117 (101)
48	15 (13)	29 (25)	44 (38)	59 (51)	77 (66)	95 (82)	115 (99)	136 (117)
57	17 (15)	31 (27)	47 (40)	64 (55)	82 (71)	102 (88)	123 (106)	145 (125)
76	19 (16)	36 (31)	54 (46)	72 (62)	93 (80)	114 (98)	137 (118)	162 (139)
89	21 (18)	39 (34)	58 (50)	77 (66)	99 (85)	122 (105)	147 (126)	172 (148)
108	24 (21)	43 (37)	64 (55)	85 (73)	109 (94)	134 (115)	160 (138)	187 (161)
133	27 (23)	49 (42)	70 (60)	93 (80)	122 (105)	149 (128)	178 (153)	208 (179)
159	30 (26)	54 (46)	77 (66)	102 (88)	134 (115)	164 (141)	194 (167)	226 (194)
219	37 (32)	65 (56)	93 (80)	122 (105)	159 (137)	194 (167)	228 (196)	266 (229)
273	43 (37)	75 (65)	106 (91)	138 (119)	179 (154)	215 (185)	254 (218)	294 (253)
325	49 (42)	84 (72)	118 (101)	155 (133)	198 (170)	239 (206)	280 (241)	324 (279)
377	55 (47)	93 (80)	131 (113)	170 (146)	218 (187)	261 (224)	306 (263)	353 (304)

Примечание: для участков тепловых сетей, сооруженных по проектам, выполненным после 1 июля 1995 г., вводится коэффициент  $K_{\text{T1}}=0,8$  (Изменение № 1 с СНиП 2.04.14-88, введенное постановлением Государственного комитета Республики Беларусь по строительству и архитектуре № 67 от 17 марта 1995 г.).

## Приложение Б

Таблица Б.1 – Нормы плотности теплового потока при расположении теплопроводов на открытом воздухе с расчетной среднегодовой температурой наружного воздуха  $+5^{\circ}\text{C}$  для теплопроводов со сроком ввода в эксплуатацию с 1994 г. с числом часов работы в год 5000 и менее

Наружный диаметр, $d_n$ , мм	Норма плотности теплового потока при расчетной разности среднегодовых температур теплоносителя и воздуха $\Delta t = t - \tau_{в}$ , $^{\circ}\text{C}$ , $q_n$ , Вт/м (ккал/м.ч)					
	45	95	145	195	245	295
32	15 (13)	28 (24)	42 (36)	57 (49)	73 (63)	90 (77)
48	18 (15)	33 (28)	49 (42)	66 (57)	86 (74)	105 (90)
57	19 (16)	36 (31)	53 (46)	71 (61)	91 (78)	113 (97)
76	23 (20)	41 (35)	61 (52)	81 (70)	104 (89)	127 (109)
89	25 (22)	45 (39)	66 (57)	87 (75)	112 (96)	137 (118)
108	28 (24)	50 (43)	73 (63)	97 (81)	123 (106)	150 (129)
133	32 (28)	56 (48)	81 (70)	107 (92)	139 (120)	168 (144)
159	35 (30)	63 (54)	89 (77)	118 (101)	153 (132)	185 (159)
219	44 (38)	77 (66)	109 (94)	142 (122)	184 (158)	221 (190)
273	51 (44)	88 (76)	125 (108)	161 (138)	207 (178)	248 (213)
325	59 (51)	101 (87)	140 (120)	181 (156)	231 (199)	278 (239)
377	66 (57)	112 (96)	155 (133)	200 (172)	255 (219)	305 (262)

Примечание: для участков тепловых сетей, сооруженных по проектам, выполненным после 1 июля 1995 г., вводится коэффициент  $K_{Т1}=0,8$  (Изменение № 1 с СНиП 2.04.14-88, введенное постановлением Государственного комитета Республики Беларусь по строительству и архитектуре № 67 от 17 марта 1995 г.).

## Приложение В

Таблица В.1 – Геометрические характеристики тепловых сетей горячего водоснабжения

Тип прокладки трубопровода	Дата ввода в эксплуатацию	Наружный диаметр трубопровода, $D_{нар}$ , мм	Толщина стенки трубы, $\delta$ , мм	Площадь сечения в свету, $f$ , м <sup>2</sup>	Длина подающего трубопровода, $L_{пр}$ , м	Длина обратного трубопровода, $L_{обр}$ , м	Объем подающего трубопровода, $V_{пр}$ , м	Объем обратного трубопровода, $V_{обр}$ , м	Объем трубопроводов суммарный, $V_{\Sigma}$ , м <sup>2</sup>
надземная	после 1994 г.	57	3,5	0,001963	355	355	0,70	0,70	1,40
надземная	после 1994 г.	48	3,5	0,00132	150	150	0,20	0,20	0,40
Итого:					355	355	0,90	0,90	1,80

Таблица В.2 – Расчет часовых среднегодовых нормативных потерь трубопроводами сетей горячего водоснабжения

Тип прокладки трубопровода	Наружный диаметр трубопровода, $D_i$ , мм		Длина трубопровода, $L_i$ , м		Удельные нормативные теплотери, $q_{нi}^{ср.г}$ , ккал/м.ч		Удельный коэффициент теплотери, $\beta_i$	Часовые среднегодовые нормативные теплотери, $Q_{нi}^{ср.г}$ , ккал/ч		Годовые нормативные теплотери, $Q_n^g$ , Гкал
	под.	обр	под.	обр	под.	обр		под.	обр	
надземная	57	57	355	355	12,7	10,8	1,2	5415	4597	88
надземная	48	48	150	150	11,1	9,2	1,2	2000	1654	29
Итого					23,8	20,0		7415	6251	117

## Приложение Г

Таблица Г.1 – Расчет нормируемых прогнозируемых тепловых потерь тепла в трубопроводах отопления

Номер участка сети	Месяц, трубопровод	Тип прокладки	Число часов, Z мес	Среднегодовые теплопотери, ккал/ч	Средняя температура теплоносителя из фактически применяемого температурного графика, °С	Температура окружающей среды, тоср.м, °С	Месячные нормируемые теплопотери, Гкал/мес
1	<b>Январь</b>	надземная	744	62937		-4,6	46,8
	подающий			34398	64		
	обратный			28539	50		
1	<b>Февраль</b>	надземная	672	64118		-5,0	43,1
	подающий			34965	65		
	обратный			29153	51		
1	<b>Март</b>	надземная	744	53440		0,3	39,8
	подающий			29012	56		
	обратный			24428	45		
1	<b>Апрель</b>	надземная	480	43329		5,0	20,8
	подающий			23342	47		
	обратный			19987	39		
1	<b>Октябрь</b>	надземная	360	44651		4,4	16,1
	подающий			24003	48		
	обратный			20648	40		
1	<b>Ноябрь</b>	надземная	720	49093		2,6	35,3
	подающий			26413	52		
	обратный			22680	43		
1	<b>Декабрь</b>	надземная	744	58637		-2,4	43,6
	подающий			31799	60		
	обратный			26838	48		
	<b>Итого</b>						245,5



**Токочаков Владимир Иванович**

**МОДЕЛИРОВАНИЕ, ОПТИМИЗАЦИЯ  
И УПРАВЛЕНИЕ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИМИ  
СИСТЕМАМИ**

**Учебно-методическое пособие  
по курсовому проектированию  
для студентов специальности 1-43 01 05  
«Промышленная теплоэнергетика»  
дневной и заочной форм обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку  
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного  
учебно-методического документа 29.03.19.

Рег. № 26Е.

<http://www.gstu.by>