

Секция 2

Эффективность теплоэнергетических установок и систем

УДК 536.2

Модифицированный нестационарный метод измерения интегрального коэффициента излучения**В.А. Архипов, В.Д. Гольдин, И.К. Жарова***Томский государственный университет, г. Томск, Россия**zharova@niipmm.tsu.ru*

Представлен модифицированный метод измерения интегрального коэффициента излучения поверхности твердых тел, основанный на охлаждении исследуемого образца. В отличие от известных нестационарных методов в предложенной модификации учитывается неравномерность температурного поля внутри образца.

В практике лабораторных экспериментальных исследований теплообмена наибольшее распространение получили устройства измерения интегрального коэффициента излучения поверхности различных материалов в широком диапазоне температур, реализующие радиационный, калориметрический и нестационарные методы [1].

Определение интегрального коэффициента излучения радиационным методом состоит в сравнительном измерении специальным термодатчиком лучистой энергии, испускаемой исследуемым и абсолютно черным телом или телом, коэффициент излучения которого известен. Наибольшее распространение радиационный метод получил при исследовании неэлектропроводных материалов.

В основу калориметрического метода положено непосредственное измерение количества излучаемой телом энергии. Исследуемое тело в форме цилиндра или шара, снабженное внутри источником тепла, помещается в замкнутую оболочку. Тепловой поток, который необходимо подвести к образцу для получения на его поверхности некоторой температуры, определяется теплообменом между образцом и оболочкой. Наибольшее распространение калориметрический метод получил в интервале от комнатной температуры до температур плавления или разрушения исследуемого материала. Во всех вариантах калориметрического метода необходимо учитывать потери тепла за счет теплопроводности от исследуемого образца по элементам крепления, термопарам и т. п., а также за счет конвекции и теплопроводности в газе (если эксперимент проводится не в вакууме).

Нестационарные методы можно использовать в широком интервале температур – от гелиевых вплоть до 1000 – 1200 К [1]. Нестационарные методы определения интегрального коэффициента излучения основаны на измерении температуры нагретого образца при его остывании в условиях вакуума. Практика экспериментальных исследований теплообмена показала, что в диапазоне температур, близких к температурам термической деструкции материалов, предпочтительно использование технических устройств измерения интегрального коэффициента излучения радиационным или нестационарным методами. Как радиационный, так и нестационарный способы измерений применимы для различных материалов, включая разлагающиеся, в широком диапазоне температур с необходимой точностью. Однако технические устройства, реализующие радиационный метод, более сложны для практического применения и являются значительно более дорогостоящими по сравнению с устройствами, основанными на использовании нестационарного метода. К числу преимуществ реализующих нестационарный метод устройств следует отнести возможность их модификации в зависимости от свойств материалов, диапазона температур излучающей поверхности и окружающей среды.

Теоретической основой применения классического нестационарного метода является использование уравнения теплового баланса при охлаждении исследуемого образца излучением в вакууме:

$$mc \frac{dT}{dt} = \varepsilon S \sigma T_e^4 - T^4, \quad (1)$$

где t – время; m , c , S , T – масса, удельная теплоемкость образца, площадь и температура излучающей поверхности; T_e – температура окружающей среды; ε – интегральный коэффициент излучения; $\sigma = 5.6687 \cdot 10^{-8} \text{ Вт} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{К}^{-4}$ – постоянная Стефана-Больцмана.

В ограниченном диапазоне температур остывающей поверхности ΔT при $T_0 \gg T_e$ (криогенные температуры охлаждения образца) интегральный коэффициент излучения определяется из (1) по формуле:

$$\varepsilon = \frac{mc}{3\sigma St} \left(\frac{1}{T^3} - \frac{1}{T_0^3} \right), \quad (2)$$

где T_0 – начальная температура образца.

Использование уравнения (1) правомерно в предположении о равномерности распределения температуры в объеме образца, т. е. предполагается постоянство температуры по всему объему образца в любой момент времени. Это допущение справедливо только для образцов небольших размеров и материалов с высокой теплопроводностью [2].

В настоящей работе на основании анализа классического нестационарного метода предложен модифицированный метод измерения интегрального коэффициента излучения с использованием крупных образцов материалов. Повышение точности измерения интегрального коэффициента излучения поверхности достигается за счет учета неравномерного температурного поля в образце теплозащитного материала.

Суть модификации классического нестационарного метода заключается в том, что термопара с возможностью измерения температуры в процессе охлаждения образца устанавливается на оси симметрии предварительно нагретого цилиндрического образца, размещенного в вакуумированной камере, на некотором расстоянии от излучающей поверхности. Схема одного из вариантов модифицированного нестационарного метода представлена на рис. 1, а).

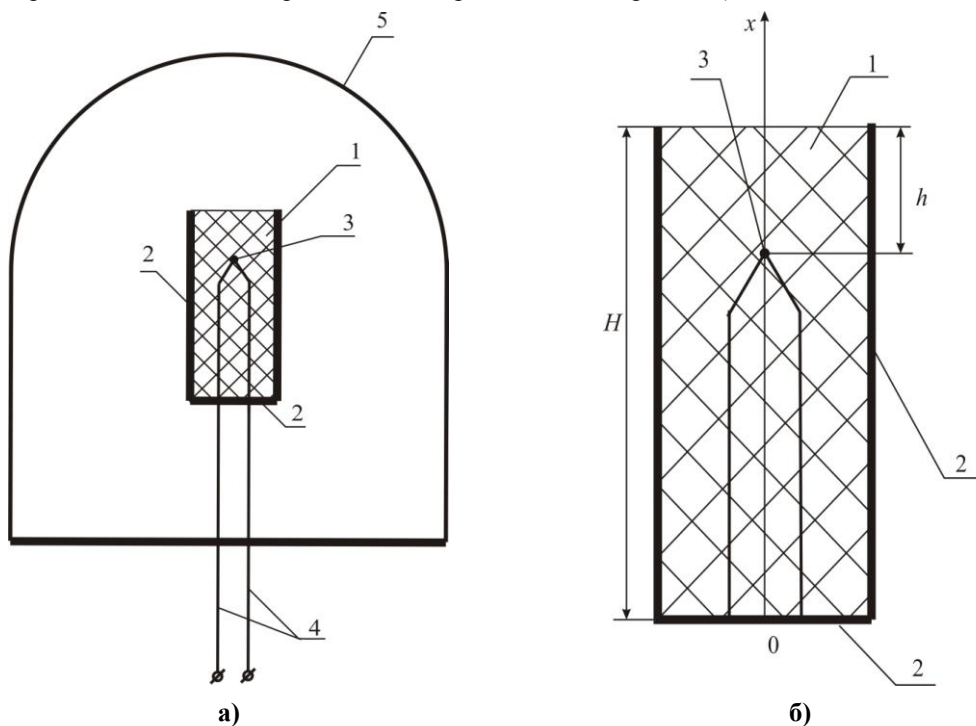


Рис. 1. Схема измерения интегрального коэффициента излучения модифицированным нестационарным методом: 1 – образец; 2 – теплоизолятор; 3 – рабочий спай термопары; 4 – выводы термопары; 5 – оболочка камеры

В условиях охлаждения образца при криогенной температуре (или при $T_0 \gg T_e$), пренебрегая конвективным теплообменом с окружающей средой, в диапазоне температур до начала термодеструкции материала интегральный коэффициент излучения определяется из решения обратной задачи для одномерного уравнения теплопроводности (рис. 1, б):

$$\rho c T \frac{\partial T}{\partial t} \Big|_{x,t} = \frac{\partial}{\partial x} \left[\lambda T \frac{\partial T}{\partial x} \Big|_{x,t} \right], \quad (3)$$

$$0 < x < H, 0 < t \leq t_k;$$

с начальными и граничными условиями:

$$T(x, 0) = T_0 \equiv \text{const}, \quad (4)$$

$$0 \leq x \leq H;$$

$$\frac{\partial T}{\partial x} \Big|_{0,t} = 0, \quad (5)$$

$$0 \leq t \leq t_k;$$

$$\lambda T_{H,t} \cdot \frac{\partial T_{H,t}}{\partial x} = -\varepsilon T_{H,t} \sigma T^4_{H,t}, \quad (6)$$

$$0 \leq t \leq t_k.$$

В задаче (3) – (6) приняты следующие обозначения: x – координата вдоль оси образца; t_k – время остывания образца; ρ , λ – плотность ($\rho = const$) и коэффициент теплопроводности материала образца; $T = T(x, t)$ – распределение температуры внутри образца; H – высота образца.

Задача (3) – (6) при заданном εT является математически корректной и может быть решена численно. Для определения εT необходимо сопоставить решение задачи (3) – (6) с измеренными значениями температуры в образце на некоторой глубине:

$$T_{H-h,t} = T_1(t), \quad (7)$$

$$0 \leq t \leq t_k,$$

где h – расстояние вдоль оси образца от излучающей поверхности, на котором размещена термопара; $T_1(t)$ – измеренная с помощью термопары температура образца (рис. 1, б).

Сформулированная задача (1) – (6) совместно с дополнительным условием (7) является граничной обратной задачей теплопроводности [3].

Предложенный модифицированный нестационарный метод позволяет проводить измерения интегрального коэффициента излучения без вакуумирования оболочки, при отличной от криогенной температуре. Расчетами установлено, что в диапазоне температур нагрева излучающей поверхности $T_0 \geq 900$ К в условиях остывания при криогенной и при комнатной температуре отличие значений интегрального коэффициента излучения составляет менее 0,1 %.

Как было отмечено выше, предложенный модифицированный нестационарный метод измерения интегрального коэффициента излучения справедлив в предположении о пренебрежимо малом вкладе конвективного теплообмена в тепловой поток на излучающей поверхности образца. Анализ масштаба влияния конвективной составляющей теплообмена проведен на основании сравнения величин коэффициентов лучистой и конвективной теплоотдачи. Оценка величины коэффициента конвективной теплоотдачи осуществлена по числу Нуссельта для свободной конвекции [4]. По результатам теоретических исследований выделен диапазона температур излучающей поверхности образцов и показано, что для этого диапазона температур вклад конвективной составляющей в теплообмен с окружающей средой не превышает 10 % при отличных от криогенных температурах воздушной среды.

В заключении следует отметить, что использование нестационарных методов, в том числе и модифицированного метода измерения интегрального коэффициента излучения требуют надежных экспериментальных данных по температурным зависимостям теплофизических характеристик – удельной теплоемкости и теплопроводности – исследуемого материала, что в диапазоне повышенных температур для ряда материалов (например, теплозащитных) требует дополнительных исследований.

Список литературы:

1. Излучательные свойства твердых материалов. Справочник. / Под общ ред. А.Е. Шейндлина. – М.: Энергия, 1974. – 472 с.
2. Свет Д.Я. Объективные методы высокотемпературной пирометрии при непрерывном спектре излучения/ – М.: Наука, 1968. – 236 с.
3. Алифанов О.М. Обратные задачи теплообмена. – М.: Машиностроение, 1988. – 280 с.
4. Теория тепломассообмена: Учебник для вузов. / Под ред. А.И. Леонтьева. – М.: Высш. школа, 1979. – 495 с.

621.1

Экспериментальное подтверждение разработанных моделей гелионагрева

С.Г. Батухтин, А.Г. Батухтин

Читинский государственный университет, г. Чита, Россия

batuhtina_ir@mail.ru

В статье обозначена проблема совместной работы установок гелионагрева и систем централизованного теплоснабжения. Показаны примеры экспериментального подтверждения достоверности моделей их совместной работы на системах теплоснабжения зданий ЧитГУ оборудованных сложными системами автоматического регулирования

Наиболее эффективным способом использования энергии солнца сегодня является гелионагрев воды с использованием солнечных коллекторов различного типа. Отсутствие широкого применения данной технологии в России связано с высокой степенью централизации теплоснабжения. Для оценки эффективности совместной работы гелионагрева и систем централизованного теплоснабжения

необходима разработка соответствующих моделей. Для подтверждения разработанных моделей производилось два эксперимента первый для потребителя оборудованного системой гелионагрева, второй для комплекса потребитель и тепловая сеть.

В первом экспериментальном подтверждение достоверности представления различных типов потребителей тепловой энергии разработанными моделями использовалась демонстрационная зона «Энергосбережение» ЧитГУ на базе системы теплоснабжения комплекса зданий корпуса «Э». Данная экспериментальная площадка позволяет провести экспериментальное исследование нестационарных тепловых режимов потребителей тепла с различной степенью автоматизации, схемами подключения установок отопления и горячего водоснабжения, с различными соотношениями тепловых нагрузок, а также с разными схемами подключения и видами солнечных коллекторов (в ходе исследований испытывались вакуумные коллектора).

Система теплоснабжения комплекса зданий корпуса «Э» состоит из трех систем с различными схемами внутренних трубопроводов систем отопления. Данные системы позволяют произвести экспериментальное исследование потребителей с различными внутренними системами и их комбинациями.

На узле управления здания корпуса «Э» расположена система автоматического регулирования, включающая датчики наружной температуры, датчики температур сетевой воды, частотный регулятор и ECL-300, балансировочные клапаны MSV-I и MSV-F. На систему горячего водоснабжения установлен пластинчатый теплообменник и система автоматического регулирования отпуска теплоту на ГВС. Данная система позволяет задать различные режимы потребления тепловых нагрузок. Возможность задачи различных программ потребления тепловых нагрузок, а также ручное управление позволяет, в режиме активного эксперимента, провести экспериментальное исследование нестационарных тепловых режимов потребителей тепла с различной степенью автоматизации, схемами подключения установок отопления и горячего водоснабжения, а также с различными соотношениями тепловых нагрузок.

Экспериментальное подтверждение достоверности представления моделей функционирования потребителей тепловой энергии оборудованных современными системами автоматического регулирования (с насосным смешением и функциями корректировки теплоснабжения в зависимости от температур наружного и внутреннего воздуха) учитывающих разнородность тепловых нагрузок с учетом нестационарных тепловых режимов производилось на узле управления здания корпуса «Э» с использованием системы автоматического регулирования на действующих режимах ее работы без изменений.

Для проверки достоверности предложенной математической модели был проведен натурный эксперимент при различных значениях температур наружного воздуха и теплоносителя. Полученные при проведении натурального эксперимента значения расходов и температур теплоносителя сравнивались с результатами аналогичного вычислительного эксперимента по предложенной математической методике.

Для имитации нагрузки ГВС производился слив нагреваемой воды после подогревателя. Для определения характеристик солнечного воздухоподогревателя были проведены предварительные испытания. По результатам испытаний было определено, что для моделирования влияния солнечного коллектора в момент максимального солнечного потока в рассматриваемые сутки необходимо снижать расход сетевой воды на ГВС в размере 0,07 кг/ч, а также расход на отопление на 50 Вт.

Эксперимент проводился с выборкой трех различных температур наружного воздуха в сутки. Замерялась температура внутреннего воздуха в помещениях энергетического института, автотранспортного факультета, поточных аудиторий, также на тепловом пункте снимались показания расхода теплоносителя в подающих трубопроводах трех зданий корпуса, а также температура обратной сетевой воды, которая возвращается от теплового пункта корпуса «Э» ЧитГУ в тепловую сеть города Читы. С помощью частотно-регулируемых циркуляционных насосов системы отопления задавался расход теплоносителя в системе. На системе автоматического регулирования были выставлены стандартные настройки:

- температура горячей воды 50 °С;
- наклон графика температуры τ_3 1,2;
- смещение графика температуры τ_3 0.

Анализ результатов расчетов показал, что степень несовпадения результатов расчета по математической модели величины τ_2 с ее действительными значениями мала и колеблется в пределах 6 %.

Вторым экспериментальным подтверждением стала оценка достоверности представления функционирования потребителя оборудованного системой гелиоотопления в дополнение к основной системе отопления и всей системы централизованного теплоснабжения населенного пункта комплексной моделью использовался участок тепловых сетей принадлежащих ГОУ ВПО ЧитГУ. В эксплуатационной

ответственности Читинского государственного университета находятся тепловые сети от камеры ТК-2-27-7, ТК-2-27-5 до элеваторных узлов зданий, а также внутренние сети и устройства. Повысительная насосная станция находится в эксплуатационной ответственности ЧитГУ и расположена на участке тепловых сетей, к которым подключены общежития №1-4. Общежития № 1-4, гаражи, корпус строительного факультета, военная кафедра, а также система теплоснабжения комплекса зданий корпуса «Э».

Используя данную экспериментальную площадку были проведены экспериментальные исследования нестационарных тепловых режимов работы потребителя централизованного теплоснабжения оборудованного системой гелиоотопления в дополнение к основной системе отопления и всей системы централизованного теплоснабжения. В данной системе возможно изменение: степени автоматизации, соотношения тепловых нагрузок, схемам подключения установок отопления и горячего водоснабжения потребителей тепла, а также различную степень оснащения потребителя установками гелиоотопления для вытеснения части тепловых нагрузок (используя демонстрационную зону «Энергосбережения» ЧитГУ с системой гелиоотопления) а также осуществлять учет степени разветвленности, инерционности участков тепловых сетей и напорных характеристик насосов с частотными приводами.

Для проверки достоверности предложенной математической модели функционирования потребителя оборудованного системой гелионагрева и системами автоматического регулирования и всей системы централизованного теплоснабжения населенного пункта был проведен натурный эксперимент определения гидравлического и теплового состояния теплосети ЧитГУ при различных значениях наружных температур воздуха, различных температурах и расходах теплоносителя. Полученные при проведении натурального эксперимента значения расходов и температур теплоносителя в разных точках участка теплосети сравнивались с результатами аналогичного вычислительного эксперимента по предложенной математической модели.

Корпуса ЧитГУ находится на северо-восточной окраине города Читы и состоит из нескольких зданий гидравлически соединенных между собой одной линией теплосети ТЭЦ-1 – Город:

1. Здание Энергетического института.
2. Здание автотранспортного факультета.
3. Блок поточных аудиторий, студенческий клуб, мастерские.
4. Корпус ИЭиУ.
5. Корпус НС.
6. Общежития ЧитГУ присоединенные через повысительную подстанцию.

Краткое описание объектов:

1. Объекты, показанные на ПСТС, являются замыкающими.
2. К сети подключены абоненты с тепловой нагрузкой относительно объектов ЧитГУ значительно меньшей.
3. По признаку сложности данная система имеет низшую степень сложности.
4. ЭИ, АТ, «Блок поточных аудиторий» имеют автоматическое регулирование с возможностью количественного регулирования тепловой нагрузки, тепловой пункт один и располагается в корпусе ЭИ.
5. На «Блоке поточных аудиторий» установлена установка гелионагрева позволяющая моделировать, как стандартную схему, так и схему гелиовоздушного отопления.
6. Все объекты подключены по зависимой схеме с закрытой системой водоснабжения.
7. Все оборудование работает безотказно и исправно.
8. Объекты зависят от параметров внешней сети к которой они подключены.
9. Гидравлическая характеристика внешней сети в эксперименте принята независимой от режимов эксперимента, вследствие того, что тепловая нагрузка города значительно выше.

В данной системе возможно изменение: степени автоматизации, соотношения тепловых нагрузок, схем подключения установок отопления и горячего водоснабжения потребителей тепла (используя демонстрационную зону «Энергосбережения» ЧитГУ).

При проведении эксперимента были решены следующие поставленные задачи:

- определены параметры теплоносителя (давление, температура, расход) на объектах ЧитГУ;
- доказано влияние степени наличия установок гелионагрева на режим всей теплосети.

При проведении эксперимента для получения достоверной информации было отключено ГВС на общежитиях № 1-4. В результате чего стало возможным использовать общежития в качестве автоматизированного абонента без ГВС, т.к. ПНС можно рассматривать как элемент автоматического управления из-за поддержания постоянного перепада давлений на данном участке. Для имитации нагрузки ГВС производился слив нагреваемой воды после подогревателя. Возмущающим фактором в ходе эксперимента был корпус «Э» в котором установлено оборудование позволяющее менять количество потребляемой воды из тепловых сетей. Было рассмотрено два случая:

1. Функционирование системы при наличии в ней корпуса «Э» как объекта со сложной автоматикой.

С помощью частотно-регулируемых циркуляционных насосов системы отопления задавался расход теплоносителя V_1 равным значению, которое соответствует падению напора dH между подающим и обратным трубопроводом 0,5 м. При этом на системе автоматического регулирования были выставлены стандартные настройки:

- температура горячей воды 50 °С;
- наклон графика температуры τ_3 1,2;
- смещение графика температуры τ_3 0.

2. Функционирование системы при наличии в корпусе «Э» дополнительного источника теплоты (системы гелионагрева на «Блоке поточных аудиторий») при снижении расхода на ГВС на 0,07 м³/ч, а расхода теплоты на отопление на 100 Вт. При этом на системе автоматического регулирования были выставлены стандартные настройки.

Анализ результатов расчетов показал, что степень несовпадения результатов расчета по математической модели величин τ_2 и W_1 для всех потребителей с их действительными значениями мала и колеблется в пределах 5 %.

УДК 621.311.182:621.4

Эффективность замены электропривода питательных насосов турбоустановки ПТ-140/165-130/15 газотурбинным двигателем

Н.Н. Галашов, А.С. Апрельков

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

gal@tpu.ru

Проведен анализ использования газотурбинных двигателей для привода питательных насосов турбоустановки ПТ-140/165-130/15. Показано, что замена электропривода питательных насосов ГТД позволяет при работе в номинальном режиме увеличить отпускаемую мощность по электроэнергии на 7,85 МВт и теплоты на 6,82 МВт и получить годовой прирост чистой прибыли больше 65 млн. руб. При этом срок окупаемости инвестиций составляет 1,04 лет, а коэффициент использования тепла топлива ГТД – 67,2 %.

В условиях дефицита инвестиций в энергетику проблема повышения эффективности существующих ТЭС является весьма актуальной. Одним из способов повышения эффективности паротурбинных турбоустановок является замена электропривода механизмов собственных нужд газотурбинным двигателем (ГТД) [1]. Рассмотрим на примере турбоустановки ПТ-140/165-130/15-3, какую прибыль можно получить при замене электропривода питательных насосов газотурбинным двигателем.

Турбоустановка ПТ-140/165-130/15-3 оснащена двумя питательными насосами ПЭ-580-195. В качестве привода питательных насосов служат асинхронные электродвигатели АД-4.

Достоинством асинхронных электродвигателей является надежность и простота в эксплуатации, но они имеют и ряд существенных недостатков:

- 1) низкий коэффициент использования теплоты сжигаемого топлива (КИТ), который при выработке электроэнергии на современных ТЭС составляет 30...40 %;
- 2) затраты мощности на привод питательных насосов составляют до 3,5...4 % от номинальной мощности блока, что приводит к недоотпуску электроэнергии с ТЭС и потере прибыли;
- 3) максимальная единичная мощность электродвигателей не превышает 12 МВт;
- 4) постоянное число оборотов, что не позволяет в переменном режиме работы турбоустановки применять наиболее эффективный способ регулирования производительности насоса изменением числа оборотов.

Для устранения первого недостатка необходимо повысить КПД выработки электроэнергии, но для этого необходимо перейти на новые технологии выработки электроэнергии с более высоким термическим КПД. Для устранения второго и третьего недостатков необходимо отказаться от электропривода и перейти на двигатели, не потребляющие электроэнергии и имеющие более высокую единичную мощность. Это было сделано на энергоблоках со сверхкритическими параметрами пара, где для привода питательных насосов установили паровые турбины. Для устранения четвертого недостатка применяют либо гидромфты, либо регулируемый частотный привод, что приводит к росту стоимости привода примерно вдвое и усложняет эксплуатацию. Использование парового турбопривода сняло третий и четвертый недостатки, но максимальный КИТ турбопривода не превышает 42 %, а также

имеется недоотпуск электроэнергии из-за уменьшения расхода пара через ряд ступеней основной турбины, в результате пропуска части пара через турбопривод.

Перечисленные недостатки электродвигателей и парового турбопривода можно устранить с помощью ГТД.

К достоинствам газотурбинных двигателей относятся: любая единичная мощность; переменная частота вращения ротора; низкие эксплуатационные расходы; надежная работа в резкопеременных режимах; малое время пуска (10...15 мин.); низкая вибрация и эмиссия вредных веществ в атмосферу; не требуют охлаждающей воды.

В качестве недостатков необходимо отметить зависимость КПД от температуры наружного воздуха; возможность работы только на газовом и жидком топливе и высокое давление сжигаемого газа, что требует установки дожимных компрессоров; необходимость использования электроэнергии для запуска.

Температура уходящих из турбины газов составляет 450...550 °С, что позволяет использовать их теплоту в цикле паротурбинных установок и для теплофикации.

Эффективный КПД современных ГТД при мощности больше 1 МВт составляет 30...45 %. При использовании теплоты уходящих газов их КИТ может достигать до 80 %.

Газотурбинное оборудование для привода электрогенераторов производится на ряде отечественных авиационных заводов. Стоимость 1 кВт установленной электрической мощности составляет от 200 до 600 USD [2].

На рисунке показана модернизированная схема турбоустановки ПТ-140/165-130/15-3 с приводом питательных насосов газотурбинным двигателем. Для использования теплоты уходящих газов ГТД на линии сетевой воды параллельно сетевым подогревателям ПСГ-1 и ПСГ-2 установлен газовойдяной теплообменник ГВТО, в котором уходящими газами нагревается сетевая вода. Из ГВТО газы отводятся в дымовую трубу.

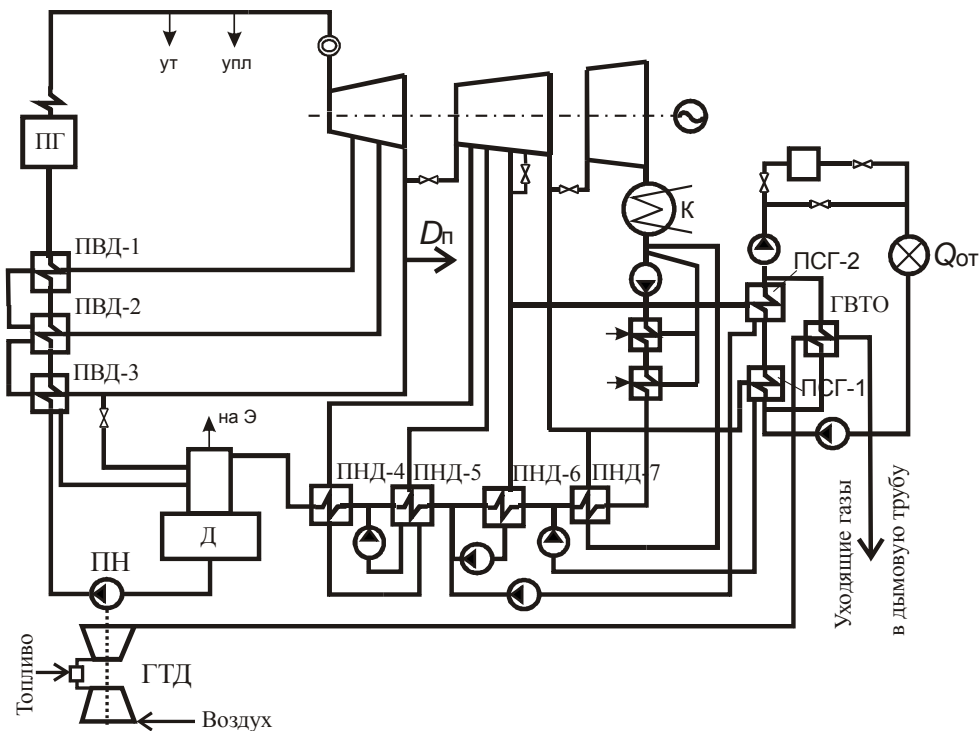


Рис. 1. Модернизированная схема турбоустановки ПТ-140/165-130/15-3

С помощью программы [3] были составлены модели существующей и модернизированной тепловых схем турбоустановки ПТ-140/165-130/15-3и проведены их расчеты.

В результате расчета существующей тепловой схемы турбоустановки ПТ-140/165-130/15-3 при работе в номинальном режиме при расходе пара на турбину $D_0=219$ т/ч и электрической мощности на клеммах генератора $N_3=140$ МВт определены эффективная мощность на валу питательных насосов $N_{ПН}=7,96$ МВт; тепловая мощность парогенератора $Q_{ПГ}=549,6$ МВт, турбоустановки $Q_{ТУ}=538$ МВт; КПД теплового потока $\eta_{ПГ}=0,9884$. КПД парового котла $\eta_{ПГ}$ принят 0,93.

Электрическая мощность для привода питательных насосов $N_{ЭПН}=N_{ПН}/\eta_{ЭД}/\eta_{ТР}$, где $\eta_{ЭД}$ – КПД электродвигателя; $\eta_{ТР}$ – КПД трансформатора собственных нужд, $N_{ЭПН}=7,96/0,95/0,98=8,55$ МВт.

Тепловая мощность ГПД определяется как $Q_{ГПД} = N_{ПН} / \eta_{ГТД}$, где $\eta_{ГТД}$ – эффективный КПД ГТД, $Q_{ГТД} = 7,96 / 0,362 = 21,99$ МВт.

Для работы котлов ТЭС и ГТД в качестве топлива выбран природный газ газопровода Уренгой-Сургут-Челябинск. Газ имеет следующие характеристики [4]: низшая теплота сгорания $Q_{н}^p = 35,8$ МДж/м³; плотность при нормальных условиях (температура 0 °С; давление 101,3 кПа) $\rho_{г} = 0,729$ кг/м³; теоретический объем воздуха, необходимый для полного сгорания топлива, $V_0^H = 9,49$ м³/м³; теоретический объем трехатомных газов $V_{0,RO_2}^H = 1,00$ м³/м³; теоретический объем азота $V_{0,N_2}^H = 7,51$ м³/м³; теоретический объем водяных паров $V_{0,H_2O}^H = 2,14$ м³/м³.

Принимаем, что процесс сжигания топлива в ГТД происходит при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 3$. Теоретический объем дымовых газов, образующихся при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 3$, $V_{г}^H = 29,3$ м³/м³.

Принимаем температуру газов на выходе из ГТД $t_{г} = 500$ °С и температуру уходящих газов на выходе из газоводяного теплообменника подогрева сетевой воды $t_{yx} = 120$ °С, при этом средняя температура газов $t_{г,ср} = 340$ °С. По $t_{г,ср}$ и по теоретическим объемам продуктов сгорания по табл. 2.10 [5] определяем теплоемкость дымовых газов $C_{г} = 1,41$ кДж/(кг·К).

Расход топлива для привода ГТД $B_{ГТД} = Q_{ГТД} / Q_{н}^p = 21,99 / 35,8 = 0,614$ м³/с. (2,2 тыс. м³/ч)

Объемный расход уходящих из ГТД газов $V_{г} = B_{ГТД} V_{г}^H = 0,614 \times 29,3 = 17,9$ м³/с.

Тепловая мощность, используемая для подогрева сетевой воды, $Q_{г} = V_{г} \rho_{г} C_{г} (t_{г} - t_{yx}) / \eta_{п} = 17,9 \times 0,726 \times 1,41 \times (500 - 120) \times 0,98 / 1000 = 6,82$ МВт.

Коэффициент использования тепла топлива КИТ = $(N_{ПН} + Q_{г}) / Q_{ГТД} = (7,96 + 6,82) / 21,99 = 0,672$.

Увеличение отпускаемой электрической мощности энергоблока в схеме с ГПД по сравнению с исходной $\Delta N_{э} = N_{эПН} = 7,96$ МВт.

Для определения приростов прибыли и срока окупаемости инвестиций используем методику [6].

Годовой прирост балансовой прибыли в модернизированной схеме $\Delta \Pi_{б} = (\Delta N_{э}(1 - \rho) \Pi_{э} - \Delta B \Pi_{г} + Q_{г} \Pi_{г}) T_{уст} = (7,85(1 - 0,08)2000 - 2 \times 3000 + 6,82 \times 1500) \times 4500 = 81333$ тыс. руб, где $\rho = 0,08$ – относительные потери в электрических сетях; $\Pi_{э}$ – цена электроэнергии, руб/(МВт·ч); $\Pi_{г}$ – цена топлива, руб/тыс. м³; $T_{уст}$ – число часов использования установленной мощности турбоустановки. Увеличение годовой чистой прибыли в модернизированной схеме $\Delta \Pi_{ч} = \Delta \Pi_{б}(1 - \gamma) = 81333(1 - 0,2) = 65066$ тыс. руб, где $\gamma = 0,2$ – доля налога на прибыль.

Поскольку замену электропривода ПН на ГПД можно произвести в течении полугода эффективность модернизации можно оценить на основе простого срока окупаемости $T_{ок} = K / (\Delta \Pi_{ч} + \Delta U_{ам})$, где K – инвестиции в модернизацию схемы, руб, $K = k_{уд} N_{ПН}$, где $k_{уд}$ – удельные капитальные затраты на установку ГПД и модернизацию тепловой схемы блока, принимаем 300 USD/кВт, что при курсе 30,5 руб/USD составляет 9150 руб/кВт; $\Delta U_{ам}$ – амортизационные отчисления, руб, $\Delta U_{ам} = \alpha_{ам} K$, где $\alpha_{ам}$ – норма амортизации, принимаем 0,07, тогда $T_{ок} = 9150 \cdot 7,96 / (65066 + 0,07 \cdot 9150 \cdot 7,96) = 1,04$ лет.

Выводы

Замена электропривода питательных насосов турбоустановки ПТ-140/165-130/15-3 газотурбинным двигателем позволяет при работе в номинальном режиме увеличить отпускаемую мощность по электроэнергии на 7,85 МВт и теплоты на 6,82 МВт и получить годовой прирост чистой прибыли больше 65 млн. руб. При этом срок окупаемости инвестиций составляет 1,04 лет, а коэффициент использования тепла топлива ГТД – 67,2 %.

Список литературы:

5. Галашов Н.Н. Эффективность применения газовых турбин на ТЭС для привода собственных нужд. // Известия Томского политехнического университета. – 2008. – Т. 312. – № 4. – С. 48–50.
6. Сравнение технологий – газопоршневые, газотурбинные или дизельные установки [Электронный ресурс]. – режим доступа: <http://www.pg-ask.ru/i/equipment/index.htm>.
7. Галашов Н.Н. Объектное моделирование тепловых схем паротурбинных установок. // Электрические станции, 2008, № 12. С. 14–17.
8. Природный газ. Справочник / Под ред. М.М. Пенькова, 2004. 244 с.
9. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / Под общ. ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина. – М.: Энергоатомиздат, 1982. 624 с.
10. РД 153-34.1-09.321-2002. Методика экспресс-оценки экономической эффективности энергосберегающих мероприятий на ТЭС. – М.: СПО ОРГРЭС, 2003. 84 с.

Рецептурное регулирование скорости горения гетерогенных конденсированных систем*Т.И. Горбенко, В.А. Архипов, А.В. Пестерев, Л.А. Савельева**Томский государственный университет, г. Томск, Россия**gorbenkoti@rambler.ru*

Показана возможность регулирования скорости горения конденсированных системы на основе перхлората аммония за счет введения катализаторов горения (диоксида кремния, хлорида олова и сажи), варьирования процентного содержания и дисперсности порошков алюминия.

В зависимости от конкретного назначения двигателей на твердом топливе требуется разработка смесевых твердых топлив (СТТ) с возможностью регулирования скорости горения в широком диапазоне – от медленногорящих до быстрогорящих топлив. Рецептурное регулирование скорости горения СТТ в основном достигается введением в состав катализаторов горения, частичной или полной заменой перхлората аммония другими окислителями, уменьшением размеров частиц окислителя и металлического горючего, повышением коэффициента избытка окислителя, использованием активных и высокоэнергетических окислителей и горючих-связующих.

Известно, что введение металлического горючего (в основном алюминия) приводит к значительному повышению скоростей горения твердых топлив. Термодинамическими расчетами [1–2] было показано, что введение алюминия выше 15–25 масс. % от топливной массы приводит к снижению удельного импульса и повышению содержания конденсированных продуктов сгорания. Предельное эффективное содержания алюминия зависит от типа окислителя и горючего-связующего в составе топлива. В последнее время повысился интерес к использованию ультрадисперсных порошков алюминия (средний размер частиц $\approx 0,1$ мкм) при разработке перспективных высокоэнергетических СТТ. Полная замена промышленных порошков алюминия марок АСД на ультрадисперсные порошки алюминия (УДП А1) позволяет регулировать скорость горения, снижать время задержки воспламенения, повышать полноту сгорания алюминия, снижать потери удельного импульса [1, 3]. Также в указанных работах было показано, что замена АСД на УДП в зависимости от коэффициента избытка окислителя топлива позволяет регулировать показатель степени в законе скорости горения. Однако наряду с такими положительными результатами замена АСД на УДП А1 приводит к усложнению технологического процесса, связанного с необходимостью тщательного перемешивания компонентов топлива для обеспечения однородности смеси, также приводит к изменению реологии топливной массы и повышению ее стоимости в целом. Автором работы [1] было установлено, что полная замена АСД на УДП А1 в составе топлива приводила в отдельных случаях к неустойчивому режиму горения при повышенных давлениях. Это проявлялось в нарушении слоя горения, которое сопровождалось резким увеличением скорости горения (20-30) см/с при $p = (4-6)$ МПа. Неустойчивость горения топлив, содержащих УДП А1, при высоких давлениях отмечена в работе [4] и другими авторами. Проводимые исследования в России и за рубежом показали целесообразным применение в качестве металлического горючего в СТТ смеси порошков алюминия различной дисперсности, что обеспечивает улучшение реологии топливной массы, одновременно сохраняя высокий уровень скорости горения, устойчивость горения при высоких давлениях и снижение содержания твердых веществ в продуктах сгорания. В работе [2] показано, что для обеспечения высокого уровня скорости горения металлизированных составов, содержащих смешанный порошок алюминия марки АСД-6 и УДП А1 марки «Alex», на основе бесхлорного окислителя, энергетической добавки и активного горючего-связующего, оптимальное соотношение АСД-6/«Alex» для состава, содержащего 16 масс. % металлического горючего в составе топлива составляет 40/60, а для состава, содержащего 20 масс. % металлического горючего – 50/50. В связи с этим актуальной задачей является определение оптимального соотношения АСД/УДП А1 в составе смешанного металлического горючего для СТТ на основе разных типов окислителей, горючих-связующих и возможных каталитических добавок. Вариации скоростей горения возможны за счет введения добавок – катализаторов скоростей горения. Традиционно катализаторы горения подбираются из веществ, влияющих на процесс разложения окислителей и реже на распад органического горючего-связующего. В настоящее время основным штатным металлическим горючим высокоэнергетических топлив является алюминий различной дисперсности, поэтому нельзя исключить возможность поиска эффективных добавок среди веществ, влияющих на ход реакций взаимодействия металлического горючего с продуктами распада менее термостойких составляющих топливной композиции.

Цель настоящей работы – определение оптимального содержания металлического горючего, соотношения АСД/«Alex» в смешанном металлическом горючем, подбор эффективных каталитических добавок, влияющих на окисление металлического горючего в составе СТТ на основе перхлората аммония (ПХА) и инертного горючего-связующего.

Известно, что при горении ультрадисперсного порошка алюминия одновременно протекают два процесса – образование оксидов алюминия с выделением тепла и нитрида алюминия с поглощением

тепла. Возможно регулирование образования нитрида алюминия при использовании 2 масс. % хлорида олова (SnCl_2). В [5] показано, что добавка SnCl_2 при полной или частичной замене микродисперсного порошка алюминия на Alex позволяет регулировать скорость горения СТТ, содержащих двойной окислитель, как на инертном, так и активном горючем-связующем в диапазоне глубины регулирования 1,2...1,5.

На процесс горения алюминия значительное влияние оказывает наличие на поверхности металлической частицы оболочки из тугоплавкого оксида алюминия. Разрушение окисной пленки может протекать не только за счет образования карбида алюминия. Между основными и кислотными оксидами (например, диоксид кремния) при температурах намного ниже точки плавления любого из компонентов начинают протекать реакции с образованием жидких эвтектик, что приводит к разрушению окисной пленки при горении металлических частиц, а, следовательно, к полноте сгорания последних. В [6] показана возможность регулирования скорости горения металлизированных топлив на основе нитрата аммония и активного горючего-связующего при использовании диоксида кремния.

В данной работе рассмотрен рецептурный способ регулирования скорости горения топливных систем с коэффициентом избытка окислителя $\alpha=0,9$, содержащих в качестве окислителя перхлорат аммония, алюминий марок АСД-6 и Alex, горючее-связующее СКДМ-80 (бутадиеновый каучук, пластифицированный трансформаторным маслом в соотношении 20/80). В состав смесового твердого топлива дополнительно вводили каталитические добавки хлорида олова (SnCl_2), сажи и диоксида кремния (SiO_2) в количестве 2 масс. % сверх 100 % топливной массы. Экспериментальные исследования проведены при атмосферном давлении на воздухе. Результаты измерений, приведенные в работе, являются среднеарифметическим из 3–5 параллельных определений. Эффективность влияния добавок определяли по формуле $K_{\text{доб.}} = u_{\text{доб.}} / u_{\text{исх}}$, где $u_{\text{доб.}}$ – скорость горения систем с добавкой, $u_{\text{исх}}$ – скорость горения систем без добавки.

Анализ результатов экспериментов показывает, что при прочих равных условиях замена алюминия марки АСД-6 на «Alex» приводит к повышению скорости горения. Эффект увеличивается с ростом содержания металла в топливной массе (табл. 1).

Таблица 1. Скорость горения топливных систем

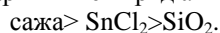
Al, масс. %	Состав Al		Скорость горения, u (мм/с)
	АСД-6	«Alex»	
0	–	–	1,38±0.01
5	5	–	1,48±0.01
	–	5	1,52±0.01
	2,5	2,5	1,49±0.02
10	10	–	1,60±0.01
	–	10	1,90±0.02
	5	5	1,86±0.01
15	15	–	1,90±0.01
	–	15	2,48±0.01
	7,5	7,5	2,45±0.02

Использование смеси порошков алюминия АСД-6/«Alex» в соотношении 1/1 показало, что скорость горения топлив в этом случае практически равна скорости горения систем на исходном «Alex». Полученный результат сохраняется при любом исследованном содержании алюминия в топливной системе.

Влияние добавок представлено в таблице 2. Анализ влияния добавок на скорость горения показывает, что эффективность добавок зависит как от природы последних, так и от дисперсности алюминия в составе топливных систем. Для топлив, содержащих алюминий марки АСД-6, добавки по эффективности располагаются в ряд:



Для систем, содержащих алюминий марки «Alex» ряд активности добавок имеет вид:



Следует отметить, что последняя закономерность справедлива и для смешанного металлического горючего АСД-6/«Alex», в соотношении 1/1:



Полученные экспериментальные результаты указывают на то, что в случае перхлоратных топлив целесообразно использовать топливные системы, содержащие не менее 15 масс. % алюминия. В качестве металлического горючего экономически наиболее выгодно использовать механическую смесь марок алюминия различной дисперсности.

Эффективность действия сажи не зависит от дисперсности порошка алюминия в составе топливной системы. Сажа является классическим катализатором скоростей горения топливных композиций. Разница эффективностей SnCl_2 и SiO_2 во влиянии на скорость горения, вероятно, связана с тем, что SnCl_2 снижает процессы образования нитридов алюминия, что наиболее характерно для ультрадисперсного алюминия марки «Alex» и, практически, не обнаруживается для микродисперсного алюминия марки АСД-6. Добавка SiO_2 способствует разрушению оксидной пленки на частице алюминия, снижая температуру ее плавления на 500°C .

Таблица 2. Влияние добавок на скорость горения СТТ

Добавка	Скорость горения, u (мм/с) / эффективность добавки ($K_{доб.}$)		
	АСД-6	«Alex»	АСД-6/«Alex»
SiO_2	2,19 / 1,59	2,25 / 1,84	1,45 / 1,05
SnCl_2	1,96 / 1,42	2,64 / 1,92	1,9 / 1,37
сажа	3,29 / 2,38	2,99 / 2,16	2,56 / 1,85

Следует отметить, что влияние добавок на скорость горения топлив, содержащих смешанное металлическое горючее, качественно совпадает с их действием на системы, содержащие «Alex», а количественно в 1,2...1,5 раза меньше. Полученная закономерность позволяет предположить, что в смешанном металлическом горючем ведущую роль играет УДП Al. Возможно ослабление количественной характеристики влияния добавок на скорость горения топлив, содержащих смешанное металлическое горючее, связано с распределением, компоновкой микро и ультрадисперсных частиц алюминия в объеме образца. Возможно, в этом случае существенную роль начинают играть теплофизические процессы, протекающие в объеме топлив при его горении. В литературе подобных закономерностей не найдено. Обнаруженный эффект нуждается в дальнейшем теоретическом и экспериментальном изучении.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (проект 10-03-90724 - моб_ст), в рамках реализации Федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 годы при поддержке Государственного контракта П474 от 04.08.2009 г. «Создание и переработка высокоэнергетических наполненных полимерных композиций».

Список литературы:

1. Горбенко Т.И. Закономерности горения высокоэнергетических гетерогенных систем, содержащих ультрадисперсный алюминий, в широком диапазоне давлений. Дис. ... к.ф.-м.наук: – Томск, 2007. – 141 с.
2. Arkhipov V.A., Bepalov I.S., Gorbenko T.I., Savel'eva L.A. Effect of a silicon dioxide and soot on burning of propellants with a bidispersible aluminum powder // High Energy Materials: Demilitarization, Antiterrorism and Civil Application: Abstracts of V International Workshop HEMs-2010 (September 8-10, 2010, Biysk). Biysk: Publ. house AltSTU, 2010.-P. 94-95.
3. Arkhipov V.A., Gorbenko M.V., Gorbenko T.I., Savel'eva L.A. Effect of Ultrafine Aluminum on the Combustion of Composite Solid Propellants at Subatmospheric Pressures / Combustion, explosion, and Shock Waves. – 2009.–Vol. 45. –No 1. –P. 40-47.
4. Simonenko V.N., Zarko V.E. Comparative study of the combustion behavior of composite propellants containing ultra fine aluminum //Energetic Materials: 30th Intern. Annual Conf. of ICT. Karlsruhe, Germany, 1999. P. 21-1–21-14.
5. Заявка на изобретение № 2008150995 от 22.12.2008. Способ регулирования скорости горения смесового твердого топлива. Архипов В.А., Ворожцов А.Б., Горбенко Т.И., Коротких А.Г., Савельева Л.А., Сакович Г.В.
6. Заявка на изобретение № 2009121950 от 08.06.2009. Способ получения металлизированного твердого топлива. Архипов В.А., Беспалов И.С., Ворожцов А.Б., Горбенко Т.И., Савельева Л.А.

Методические основы контроля теплозащиты ограждающих конструкций здания

В.С. Игнатьев, А.П. Шадрин
ИФТПС, г. Новосибирск, Россия

Как показывает практика, при возведении зданий из-за нарушения технологии производства работ, применения некачественных строительных материалов (к примеру –наличие теплопроводных включений в толще основной конструкции) происходит снижение теплозащитных качеств ограждающих конструкций, что приводит увеличению удельного теплового потока через конструкции сверх нормативных значений. Предлагается проведение контроля теплотехнических качеств ограждающих

конструкций с применением инфракрасного пирометра, которая обладает рядом преимуществ перед глобальным тепловизионным обследованием, такими как простота, меньшие трудозатраты и за более короткое время, при одинаковом качестве и точности измерений.

Теплоснабжение на Севере и особенно в климатических условиях РС(Я), является самым энергоемким и самым расточительным сектором экономики Якутии.

В Якутии в 2007 г. производилось 19500 тыс. Гкал тепловой энергии. На производство тепловой энергии затрачивается более 4000 тыс.т.у.т без учета расхода топлива на электроэнергию, идущую на перекачку теплоносителя в системах централизованного теплоснабжения, и работу котельных, что составляет около 48 – 50 % всех первичных энергоресурсов используемых в Республике.

В последние годы в связи с общемировой тенденцией более экономного использования топливно-энергетических ресурсов, что предопределяется истощением запасов ископаемого топлива принимаются меры по энергосбережению на уровне как России, так и по РС(Я). К ним относятся законы об энергосбережении Российской Федерации №261-ФЗ от 11.11.2009г, Постановление Правительства РС(Я) № 89-11 от 06.05.1999г., устанавливающие более жесткие требования к теплозащите зданий и сооружений и нормативные документы как республиканские, так и российские.

Одним из условий выполнения требований этих законов является нормирование тепло и топливопотребления в жилом и общественном секторах жилищно-коммунального хозяйства являющегося основным потребителем топливно-энергетических ресурсов.

Эффективное использование топливно-энергетических ресурсов напрямую зависит от научно обоснованных и практически проверенных нормативных требований по теплозащите зданий. Соответствие теплозащитных качеств ограждающих конструкций нормативным является одним из условий энергосбережения при теплоснабжении.

При строительстве на Севере вопросы тепловой защиты здания приобретает особо важное значение, потому что связано с созданием требуемых условий комфортности для проживания человека. В связи с этим появляется необходимость в создании и модернизации методов и средств измерений для установления фактических значений показателей теплозащиты строящихся и эксплуатируемых зданий. Объективный контроль теплозащитных качеств ограждающих конструкций здания требуется:

-при приемке здания в эксплуатацию, что позволит вовремя установить и устранить недостатки, допущенные при строительстве.

- в период эксплуатации для установления фактического термического сопротивления ограждающих конструкций и принятия решения об его устранении в ходе текущего или капитального ремонта.

Теплозащитные качества здания определяются нормативными значениями отдельных конструкций (термического сопротивления, удельного теплового потока, температуры внутренней поверхности и др.) (СНиП 23-02-2003.Тепловая защита зданий)

Методика определения термического сопротивления конструкции основана на измерении температур на внутренней поверхности ограждающей конструкции помещения (наружной стены, вертикальных стыков(углов) наружных стен, горизонтального стыка(углов) между стеной и полом, в середине пола во всех обследуемых помещениях, в середине потолка последнего этажа, в середине нагревательного прибора), а также надо установить влажность и температуру воздуха в помещении.

Из выше приведенного перечня видно, что в основном требуется измерение температур. Существует два метода измерения температур; контактные и оптические.

Применение контактных методов и средств при контроле температуры увеличивает время обследования зданий, что снижает достоверность полученных данных из-за изменчивости температурно-влажностного режима внутри помещений и температуры наружного воздуха при длительных измерениях.

Эти недостатки нехарактерны при применении оптических методов и средств измерений для обследования качества теплозащиты зданий.

Так при применении тепловизоров и пирометров для измерения температуры обеспечивается измерение температуры с погрешностью не более 0,5 С, а время измерения температуры составляет доли секунды.

В последнее время при сдаче зданий в эксплуатацию после строительства рекомендуется тепловизионное обследование наружных стен. Она более наглядно при показе теплотехнических качеств ограждающих конструкций здания в целом. Но вместе с этим сложность обработки и количественной интерпретации получаемой информации затрудняет его широкое применение.

Более рациональным в этом случае является использование различных средств оптико-электронной техники, к которым относятся инфракрасные пирометры.

Практическое использование тепловизоров требует проведения обследования специалистами прошедшими целевую подготовку как оператор тепловизора и владеющий вопросами теплозащиты зданий, а для проведения обследования теплозащитных качеств ограждающих конструкций

инфракрасными пирометрами достаточно обладать знаниями по вопросам теплозащиты на профессиональном уровне.

При практическом использовании инфракрасных приборов при контроле качества теплозащиты зданий и сооружений встречаются определенные трудности. В связи с этим возникает необходимость разработки методик и рекомендаций по проведению контроля теплотехнических качеств ограждающих конструкций с применением инфракрасного пирометра.

Взаимосвязь теплотехнических величин (температур, теплового потока и термического сопротивления) характеризующих конструкцию при реальных условиях ее эксплуатации можно представить в виде следующих соотношений; [1]

$$Q = \frac{T_{2B} - T_{1B}}{1/a_B} = \frac{T_{1B} - T_{1H}}{R_H} = \frac{T_{1H} - T_{2H}}{1/a_H} = \frac{T_{2B} - T_{2H}}{1/a_B + R_H + 1/a_H} = \frac{T_{2B} - T_{1B}}{1/a_B + R_T} = \frac{T_{1B} - T_{2H}}{R_T + 1/a_H}, \quad (1)$$

где T_1 - температура на поверхности конструкции, в $^{\circ}\text{K}$ или $^{\circ}\text{C}$; T_2 - температура воздуха, прилегающего к обследуемой поверхности, в $^{\circ}\text{K}$ или $^{\circ}\text{C}$; Индекс «в» означает температуру воздуха внутри помещения; Индекс «н» означает температуру наружного воздуха; a_B - коэффициент теплоотдачи у внутренней поверхности ограждающей конструкции, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \text{ } ^{\circ}\text{K})$ или $\text{Вт}/(\text{м}^2 \text{ } ^{\circ}\text{C})$; a_H - коэффициент теплоотдачи у наружной поверхности ограждающей конструкции, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \text{ } ^{\circ}\text{K})$ или $\text{Вт}/(\text{м}^2 \text{ } ^{\circ}\text{C})$; R_T - термическое сопротивление ограждающей конструкции, $\text{м}^2 \text{ } ^{\circ}\text{K}/\text{Вт}$ или $\text{м}^2 \text{ } ^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$

При экспериментальном определении теплотехнических характеристик ограждающих конструкций применяются формулы, получаемые из соотношений (1) и значения температур полученные по ходу обследования. Так из первого и пятого равенств выводится формула для определения фактического термического сопротивления;

$$R_T^{\phi} = \frac{1}{\alpha_B} \cdot \frac{(T_{2B} - T_{1H})}{(T_{2B} - T_{1B}) - 1}, \text{ м}^2 \text{ } ^{\circ}\text{C}/\text{Вт} \quad (2)$$

где, α_B - коэффициент теплоотдачи на внутренней поверхности $\text{Вт}/\text{м}^2 \text{ } ^{\circ}\text{C}$, принимается по табл.4 СНиП 23-02-2003. Тепловая защита зданий [2]; T_{2B} - температура в помещении в $^{\circ}\text{C}$. T_{1H} - температура на наружной поверхности в $^{\circ}\text{C}$. T_{1B} - температура на поверхности внутри здания в $^{\circ}\text{C}$.

Для определения теплового потока через ограждающую конструкцию используют первое или третье соотношения (1);

$$Q = \alpha_B (T_{2B} - T_{1H});$$

$$Q = \alpha_H (T_{1H} + T_{2H})$$

где, α_B - коэффициент теплоотдачи на внутренней поверхности $\text{Вт}/\text{м}^2 \text{ } ^{\circ}\text{C}$, принимается по табл.4 СНиП 23-02-2003. Тепловая защита зданий [2]; α_H - коэффициент теплоотдачи на наружной поверхности $\text{Вт}/\text{м}^2 \text{ } ^{\circ}\text{C}$, принимается по табл.6 СНиП 23-02-2003. Тепловая защита зданий [2]. T_{2B} - температура в помещении в $^{\circ}\text{C}$. T_{1H} - температура на наружной поверхности в $^{\circ}\text{C}$. T_{2H} - температура на внутренней поверхности в $^{\circ}\text{C}$. T_{1B} - температура на поверхности внутри здания в $^{\circ}\text{C}$.

С этой целью проводятся замеры температур воздуха в помещении и на поверхности ограждающих конструкций отдельных квартир.

При проверке теплоизоляционных свойств наружных ограждающих конструкций жилых зданий количество обследуемых квартир принимает в соответствии с табл.1.

Таблица 1. Количество квартир подлежащих обследованию

Общее число квартир в доме	Число квартир подлежащих обследованию	В том числе					
		торцевых			рядовых		
		на первом этаже	на среднем этаже	на последнем этаже	на первом этаже	на среднем этаже	на последнем этаже
до 80	4	1	-	1	1	-	1
81-100	5	1	1	1	1	-	1
101-120	6	1	1	1	1	1	1
121-150	7	1	1	2	1	1	1
151-200	10	2	1	2	2	1	2
201-250	12	2	2	2	2	2	2
251-300	14	2	2	3	2	2	3

Результаты замеров температур при обследовании теплотехнических характеристик ограждающих конструкций здания сводят в таблицу 2.

Таблица 2. Результаты замеров температур в обследуемом здании

№№ кварт.	Температура °С			время измерения, прибор.	Примечание
	Место замера	Обозна- чение	Значение		
1	2	3	4	5	6

Температура наружного воздуха - $t_n = T_{2B}$

По результатам проведенных замеров температурного режима в отапливаемых помещениях здания устанавливаются фактические теплозащитные качества ограждающих конструкций.

По замеренным значениям температур рассчитываем фактическое сопротивление теплопередаче ограждающей конструкции R_T^{ϕ} по формуле (2) и сравниваем с нормативным значением R_T^{np}

Список литературы:

1. Оптические методы контроля зданий и сооружений. Контроль качества теплозащиты.- Л.: Стройиздат, Ленингр.отд-ние, 1989. - 80 с. :ил.
2. СНиП23-02-2003. Тепловая защита зданий.
3. Отчет по обследованию теплового режима 12-ти кв.жилого дома по адресу г.Якутск, ул.Лонгинова, 42/5.

621.1

Влияние ограничительных факторов на мощность существующих систем теплоснабжения

А.Г. Батухтин

Читинский государственный университет, г. Чита, Россия

batuhtina_ir@mail.ru

В статье обозначены проблемы повышения тепловой мощности существующих систем теплоснабжения. При этом установлено, что располагаемая мощность большинства существующих систем теплоснабжения ограничивается пропускной способностью тепловых сетей вызванной рядом факторов. Показана возможность снижения влияния ряда негативных факторов с использованием методов оптимизации.

Рост потребления как электрической, так и тепловой энергии при практически полном отсутствии ввода новых энергетических мощностей ставит вопрос о возможном дефиците тепловой энергии. Строительство новых станций требует больших капитальных вложений, что дает предпосылку к разработке технико-экономически и экологически обоснованных методов повышения тепловой мощности систем теплоснабжения.

Дополнительной проблемой увеличения располагаемой мощности существующих систем централизованного теплоснабжения является состояние их тепловых сетей и их значительная перегруженность по расходу сетевой воды. При этом рост городов значительно увеличивает и количество потребителей теплоты, подсоединенных к местной системе централизованного теплоснабжения. Новые же нагрузки покрываются за счет повышения мощностей источников теплоснабжения, как правило, без учета изменения характеристик тепловых сетей, а также увеличение и так сверхнормативных расходов. Оценка характеристик наиболее напряженных участков тепловых сетей города Читы показал, что увеличение тепловой нагрузки по некоторым из них даже на 0,5% приведет к значительному ухудшению качества теплоснабжения данных районов теплопотребления.

Многие потребители тепловой энергии в системах теплоснабжения России подключены без применения даже гидравлической автоматики. При этом с каждым годом все больше потребителей тепловой энергии (практически все вновь вводимые объекты) подключаются к тепловым сетям по средствам сложных автоматизированных тепловых пунктов. Поскольку на станции осуществляется качественное регулирование (рассчитанное на гидравлическую автоматику) у новых автоматизированных абонентов осуществляется количественное, а у неавтоматизированных регулирование отсутствует, то возникает проблема не оптимальной работы системы транспортировки, распределения и потребления тепловой энергии. Неоптимальность выражается в разбалансировке системы, недоотпуске тепла одним потребителям и перетоп других, а также завышения от нормативных значений температуры обратной сетевой воды. При этом происходит снижение располагаемой мощности системы теплоснабжения [1]. Оценка зависимости режимы теплопотребления системы теплоснабжения города от работы автоматизированных абонентов показала значительное влияние суточной неравномерности потребления таких абонентов на гидравлическую характеристику всей тепловой сети и

особенно конечных абонентов. К примеру суточная неравномерность потребления автоматизированного района потребления «Октябрьский», может менять располагаемый перепад давлений у конечных абонентов района «Сосновый бор» от +30% до -16%. При этом, поскольку гидравлическая характеристика конечных абонентов находится ниже необходимой для применения присоединения с использованием элеваторов, данное снижение приводит к значительному недотопу данных абонентов. Рассмотренный пример характеризует влияние потребителей географически разнесенных на расстояние более 10 км.

Отсутствие, в настоящее время, учета данных влияний приводит к отсутствию качественного теплоснабжения ряда потребителей в одно время и неоправданный перерасход топлива на источнике теплоснабжения в другое. Наиболее простым способом снижения данных негативных факторов является учет суточной неравномерности потребления наиболее крупных автоматизированных потребителей. Для определения экономического эффекта от данного мероприятия было определено оптимальное изменение начального перепада на станции, при увеличении расхода сетевой воды на мкр. «Октябрьский» чтобы конечный перепад на конечных абонентах района «Сосновый бор» остался неизменным относительно расчетного режима и рассмотрено его применение в рамках суточной неравномерности потребления автоматизированных потребителей. Учет неравномерности в течение суток влияния автоматики мкр. «Октябрьский» на режим работы тепловой сети (6 часов вместо 24) позволяет экономить порядка 3,4 млн. руб. за отопительный период.

Другим малозатратным, но технологически более сложным способом повышения тепловой мощности систем теплоснабжения является оптимизация отпуска теплоты потребителям в течение суток на основе математического моделирования с учетом теплоаккумулирующих свойств ограждающих конструкций и тепловых сетей. Кроме того, к мероприятиям направленным на малозатратное увеличение тепловой мощности систем теплоснабжения можно отнести оптимизацию распределения тепловой и электрической нагрузки между турбоагрегатами ТЭЦ, а также его совмещение с оптимизацией отпуска теплоты потребителям. Она имеет возможность комплексного использования информации о реальном состоянии системы от комплекса первичных измерителей и применения расчетных моделей систем централизованного теплоснабжения позволяющих получать достоверные сведения о функционировании потребителей тепловой энергии и участках тепловых сетей. Данные модели должны удовлетворять следующим требованиям:

- с достаточной точностью характеризовать режимы работы системы с учетом реального состояния оборудования;
- учитывать суточную неравномерность потребления нагрузок отопления, горячего водоснабжения и вентиляции;
- учитывать разную степень автоматизации потребителей тепловой энергии.

Использование данных моделей позволит осуществлять центральное качественно-количественное регулирование отпуска теплоты с учетом разной степени автоматизации потребителей. Примером применения таких моделей может служить оптимизация отпуска теплоты от ТЭЦ потребителю с учетом прогноза изменения в течение суток нагрузки ГВС и температуры наружного воздуха [1], отражающий разную инерционность участков тепловых сетей [2].

Список литературы:

1. Батухтин А.Г. Методы повышения эффективности и увеличения располагаемой мощности систем централизованного теплоснабжения. Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2010. №1 С. 189-192.
2. Влияние протяженности тепловых сетей на режимы отпуска теплоты от ТЭЦ с учетом функционирования потребителей// Промышленная энергетика. – 2005. – № 5. – С.39–41.

УДК 621.165

Надстройка блока К-800-23,5

Б.Ф.Калугин, В.И.Егоров

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

matveev@tpu.ru

Показано, что при надстройке блока К-800-23,5 турбиной на суперсверхкритические параметры пара к.п.д. нетто возрастает на 10,3 процента (относительных).

В [1] отмечено, что в Западной Сибири при возрастающей роли в качестве топлива угля оправдывается применение блока К-210-12,75, надстроенного турбиной на суперсверхкритические параметры пара. В настоящей работе произведена оценка эффективности надстройки турбиной на суперсверхкритические параметры пара блока К-800-23,5. В [2] рассматриваются блоки на суперсверхкритические параметры пара при давлении пара перед турбиной 40 МПа при различных

температурах перегрева свежего пара, вплоть до 700°C , причем осуществлялся двукратный промежуточный перегрев до тех же температур. В рассматриваемой настоящей работе надстройке блока К-800-23,5 давление пара перед предвключенной турбиной равно 40 МПа, температура перегрева равна 638°C , давление на выходе из нее 24 МПа с учетом того, что пар перед главной турбиной должен иметь параметры близкие к параметрам серийной турбины К-800-23,5: давление 23,5 МПа, температура 540°C . Пар из предвключенной турбины направляется непосредственно в главную К-800-23,5, т.е. дополнительный перегрев пара перед главной турбиной отсутствует, его невозможно осуществить. Последнее является отличием от надстройки турбины К-210-12,75, применение которой рассматривалось в [1]. Промперегрев у турбоустановки К-800-23,5 остается без изменения. Переход к суперсверхкритическим пара изменяет структуру блока. Заменяется котел, устанавливается котел на суперсверхкритические параметры пара, причем в нем осуществляется промперегрев турбины К-800-23,5. Применяется двухподъемная схема включения питательных турбонасосов: первый турбонасос повышает давление питательной воды до 11 МПа, второй питательный насос, включенный после регенеративных подогревателей высокого давления (ПВД), поднимает давление питательной воды до 48 МПа. В тепловую схему турбоустановки К-800-23,5 добавлен дополнительный ПВД, обеспечивающий более высокую температуру питательной воды перед котлом, что также способствует повышению к.п.д. настроенного блока. Грющей средой дополнительного ПВД служит пар из дополнительно устроенного отбора из поворотной камеры цилиндра высокого давления (ЦВД) главной турбины К-800-23,5. Принципиальная тепловая схема надстроенного блока представлена на рис. 1.

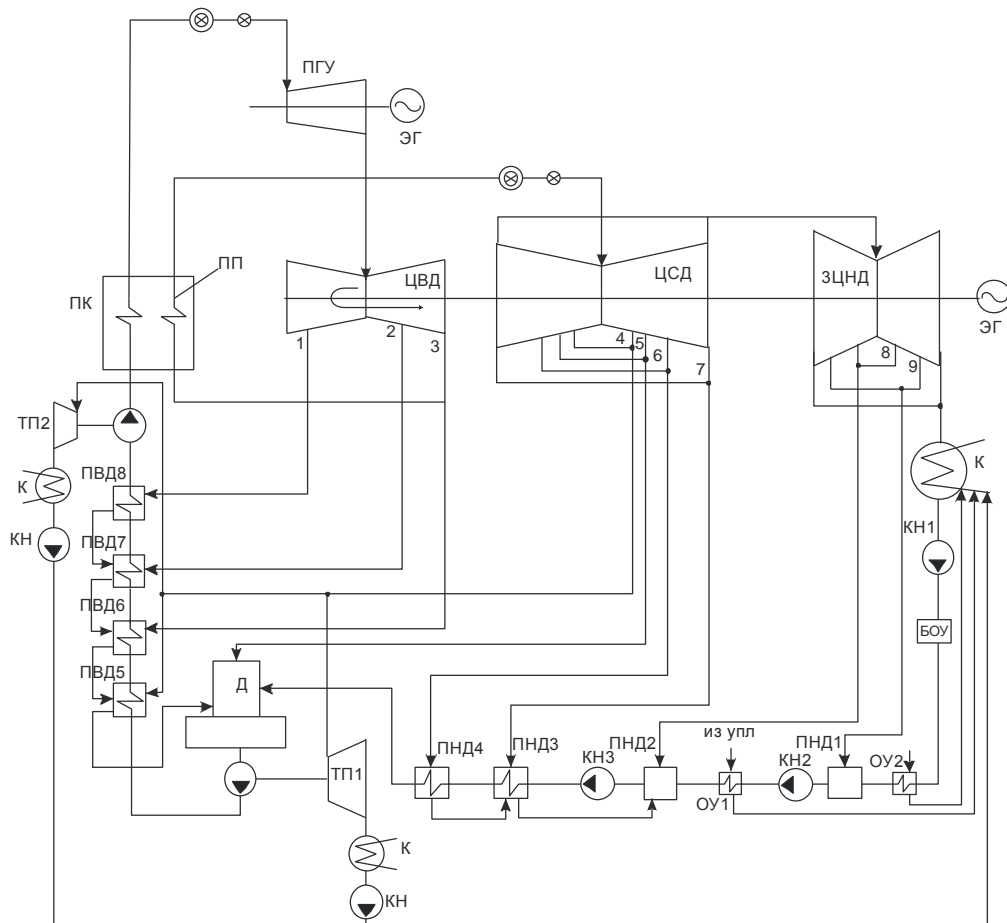


Рис.1 Принципиальная тепловая схема надстроенного блока

Обозначения на ней: ПК – паровой котел на суперсверхкритические параметры пара; ПГУ – предвключенная паровая турбина на суперсверхкритические параметры пара; ЦВД, ЦСД, ЦНД – цилиндры, соответственно, высокого, среднего, низкого давления серийной турбины К-800-23,5; К – конденсаторы; КН – конденсатные насосы, причем цифры 1, 2, 3 – ступени подъема; ПНД – регенеративные подогреватели, нумерация по ходу потока основного конденсата; ПВД – регенеративные подогреватели высокого давления, нумерация по ходу потока питательной воды, при этом восьмой ПВД – дополнительный, греющий пар на который подается из поворотной камеры ЦВД; ТП – питательные турбонасосы, соответственно, первого и второго подъемов; Д – деаэратор питательной воды; ЭГ –

электрические генераторы; ПП – промежуточный пароперегреватель турбоустановки К-800-23,5; БОУ – блочная химочистительная установка; ОУ – охладители уплотнений; отборы пара из цилиндров пронумерованы по ходу пара в турбоустановке К-800-23,5, причем первый отбор – это дополнительный отбор из ЦВД. В рассмотренном варианте расход пара на выходе ПТУ равен расходу пара на турбину К-800-23,5. Мощность главной турбины К-800-23,5 уменьшилась до 781,57 МВт из-за устройства дополнительного отбора из ЦВД. Суммарная мощность двух турбин составляет 885, 57 МВт. Прирост к.п.д. составляет 10,3 процента (относительных). Оценочные технико-экономические расчеты дают срок окупаемости 4,7 года. Резерв в повышении экономичности заключается в установке турбинных экономайзеров, для этого требуется варианты проработки котла на суперсверхкритические параметры пара. Проведенные расчеты показывают целесообразность применения надстройки

Список литературы:

1. Иванов Н.С., Калугин Б. Ф., Матвеев А.С. Возможность применения блоков на суперсверхкритич параметры пара в условиях Западной Сибири. Материалы десятой Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: экология, надежность, безопасность» - Томск: Изд-во ТПУ. - 2004. -529с. С. 209 – 212.
2. Машкаров А.В., Алексеев Д.В., Полежаев А.В., Полежаев Д.В. Анализ параметров и тепловых схем энергоблоков на давление 40 МПа.// Теплоэнергетика. – 2005. -№ 10. – С. 24 -27.

621.1

Способ применения тепловых насосов

А.В. Калугин

Читинский государственный университет, г. Чита, Россия

kaluginLex@mail.ru

В статье представлены методы совершенствования режимов работы, системы распределения и потребления тепловой энергии на основе оптимизационных моделей. Дается оценка экономического эффекта применения технологии тепловых насосов для повышения эффективности методов оптимизации отпуска теплоты.

В условиях реструктуризации и перехода к рыночным механизмам в энергетике России приоритетными в развитии энергетической науки становятся направления связанные со снижением себестоимости отпускаемой тепловой и электрической энергии. Особенно актуально встает вопрос о повышении конкурентоспособности существующих ТЭЦ. При этом сложная экономическая ситуация и отсутствие свободных финансовых ресурсов у генерирующих компаний вызывает необходимость изыскивать малозатратные методы энергосбережения. Основное преимущество ТЭЦ перед конденсационными станциями заключается в экономически более выгодной выработке электроэнергии на тепловом потреблении. Одним из возможных действий по энергосбережению на ТЭЦ и как следствие повышения их конкурентоспособности являются мероприятия по оптимизации отпуска теплоты от ТЭЦ потребителю, которые могут быть отнесены к самым малозатратным энергосберегающим технологиям. Наметившийся в последнее время рост потребления как электрической, так и тепловой энергии при практически полном отсутствии ввода новых энергетических мощностей ставит вопрос о возможном дефиците тепловой энергии. Строительство новых станций требует больших капитальных вложений, оптимизация же отпуска тепловой энергии от ТЭЦ позволит высвободить существующие мощности для присоединения новых потребителей.

Большинство городов и поселков РФ отапливаются от местных котельных или ТЭЦ, работающих по графикам центрального качественного регулирования отпуска теплоты, рассчитанным по методикам 50-х годов прошлого века. При этом рост городов значительно увеличивает и количество потребителей теплоты, подсоединенных к местной системе централизованного теплоснабжения. Новые же нагрузки покрываются за счет повышения мощностей источников теплоснабжения, как правило без учета изменения характеристик тепловых сетей. Все это приводит к неоптимальному использованию топливных ресурсов и повышению стоимости энергии.

Существует необходимость разработки механизма, который бы позволил производить расчет оптимального суточного графика отпуска теплоты от источника теплоснабжения при условии обеспечения всех потребителей необходимым количеством теплоты на отопление и горячее водоснабжение в сутках. При этом существующие тепловые сети реальных систем отличаются разной протяженностью отдельных участков и как следствие разной тепловой инерционностью. Это существенно ограничивает применение оптимального суточного графика отпуска теплоты и определяет проблему низкой эффективности современных систем централизованного теплоснабжения вследствие невозможности корректировки температуры теплоносителя по лучам тепловых сетей. Оптимизация отпуска теплоты от источника теплоснабжения с учетом функционирования тепловых сетей и потребителей тепловой энергии относится к разряду беззатратных методов повышения

конкурентоспособности предприятий энергетики и поэтому может считаться одним из приоритетных направлений энергосбережения при работе теплоэнергетического оборудования. Данный способ снижения себестоимости производства тепловой энергии представляет собой задачу определения такого графика отпускаемой теплоты, чтобы все потребители были обеспечены необходимым количеством теплоты на отопление и горячее водоснабжение, и при этом сам график отпуска теплоты был наиболее экономически выгоден предприятию энергетики.

С целью нормализации температуры обратной сетевой воды предлагается осуществлять суточное регулирование тепловой нагрузки на ТЭЦ, учитывающее резкое и продолжительное снижение ее в ночное время (в основном из-за уменьшения нагрузки ГВС), а также изменение температуры наружного воздуха в течение суток, которое для многих континентальных районов Сибири достигает 20 °С.

Поскольку потребители тепловой энергии реальных ТЭЦ расположены на разном расстоянии от источника теплоснабжения, то при оптимизации отпуска теплоты необходимо разделять потребителей по географическому признаку. В районах теплоснабжения необходимо вычленив потребителей, принадлежащих к группам административных и жилых. Кроме того, необходимо разделить потребителей по способу присоединения установок горячего водоснабжения. Для оптимизации отпуска теплоты в режиме реального времени предлагается разделить сутки на ряд промежутков. В каждом из временных промежутков находятся усредненные параметры, характеризующие теплоснабжение: нагрузки ГВС для каждого из типов потребителей, а также температура наружного воздуха.

Первым этапом оптимизации является нахождение необходимой для покрытия нагрузки отопления и ГВС температуры прямой сетевой воды на каждом из видов потребителей. Потребители делятся по принадлежности к району теплоснабжения, по принадлежности к группам административных и жилых объектов, а также по способу присоединения установок ГВС. При расчете отдельных видов потребителей необходимо учитывать: нагрузку отопления и ГВС соответствующие рассматриваемому временному промежутку, а также вид присоединения установки ГВС. Расчет необходимых температур сетевой воды для всех видов потребителей ведется в каждый временной диапазон, на которые предварительно делятся рассматриваемые сутки. Нагрузка ГВС для каждого вида потребителя находится с учетом снижения ее, по суточным графикам, исходя из принадлежности к группам административных или жилых зданий, а также для каждого рассматриваемого временного промежутка.

Во втором этапе оптимизации находятся температуры прямой сетевой воды на ТЭЦ в предшествующий временной промежуток необходимые для того, чтобы в рассматриваемый временной промежуток температура сетевой воды на каждом из рассматриваемых потребителей была равна расчетной. Температуру прямой сетевой воды на ТЭЦ находится с учетом аккумулирующих свойств тепловых сетей, а также транспортного запаздывания.

Диапазон температур прямой сетевой воды на ТЭЦ в котором находится оптимальная, на конкретном временном промежутке, ограничивается: разной протяженностью отдельных участков тепловых сетей; участки тепловых сетей имеют разные характеристики тепловой изоляции, скорость изменения температуры прямой сетевой воды на ТЭЦ не должна превышать 30 °С/ч; районы теплоснабжения обладают разными потребителями тепловой энергии и как следствие требуют разного изменения температур прямой сетевой воды в течение суток. Снять эти ограничения позволит изменение температуры теплоносителя по лучам тепловых сетей. Данное изменение температуры согласно оптимизированным графикам центрального регулирования (в зависимости от оптимального суточного графика и потребностей конкретных потребителей) для каждого направления тепловых сетей позволит уменьшить перерасходы тепловой энергии, а также снизить температуру обратной сетевой воды и как следствие увеличить выработку на тепловом потреблении на ТЭЦ. Решением этой задачи может служить применение установок по перераспределению потоков теплоты по разноинерционным ветвям теплосетей в зависимости от оптимального суточного графика и потребностей конкретных потребителей. Перераспределение потоков теплоты предполагается осуществлять с применением технологии тепловых насосов.

УДК 533.9 (075.8)

Расчёт плазменного реактора для утилизации нефтяных отходов

А.Г. Каренгин, А.А. Каренгин, А.Д. Побережников

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

karengin@tpu.ru

Данная работа посвящена расчету и оптимизации режимов работы реактора плазменного генератора, предназначенного для превращения в тепловую энергию горючих промышленных отходов в виде диспергированных горючих композиций оптимального состава. Для расчётов реактора использовался программный комплекс ANSYS

FLUENT 6.3, имеющий обширную базу данных по газообразным, жидким и твердым топливным материалам и позволяющий рассчитывать многофазные ламинарные и турбулентные течения, процессы теплопередачи и химические реакции.

Ежегодно только в России в процессе добычи и переработки нефти образуются миллионы тонн нефтяных отходов (шламов), содержащих нефтепродукты (асфальтены, смолы, масла и др.), механические примеси (ил, песок) и воду, которые представляют серьезную угрозу для окружающей среды, а традиционно применяемые технологии для утилизации таких отходов (в основном, термические) требуют специального оборудования, химических реагентов и связаны с получением вредных и токсичных веществ [1,2].

В то же время эти отходы имеют значительную теплотворную способность (30...32 МДж/кг) и могут служить топливом для получения дешевой тепловой и даже электрической энергии [3-5].

На первом этапе исследований проведён расчет показателей горения горючих композиций на основе нефтяных шламов для широкого диапазона концентраций нефтепродуктов, механических примесей и воды. На рисунке 1 показана зависимость адиабатической температуры горения $t_{ад}$ от состава горючих композиций, позволяющая определять оптимальные составы с $t_{ад} \geq 1200$ °С, обеспечивающие экологически безопасное их сжигание.

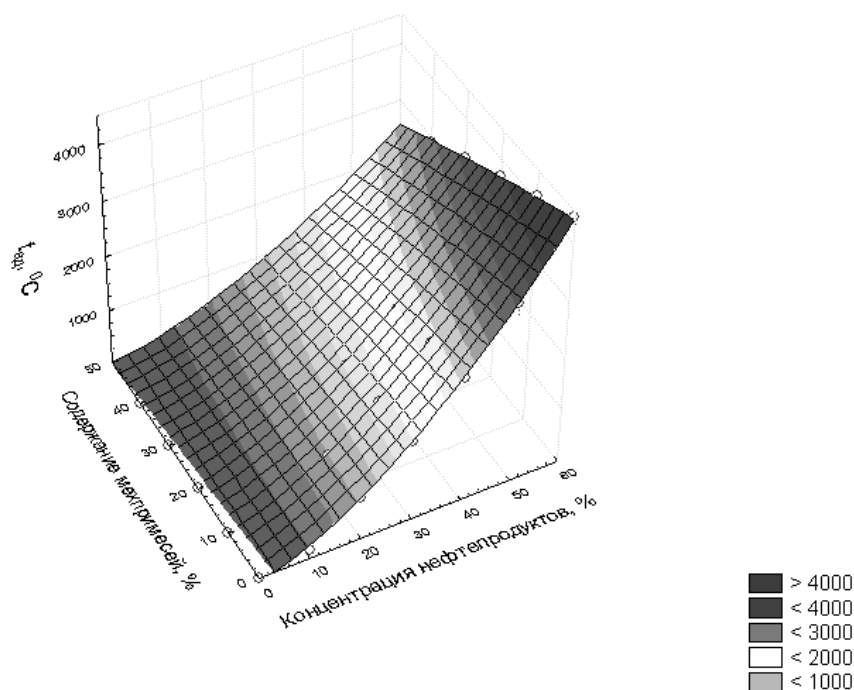


Рис.1. Влияние содержания нефтепродуктов и механических примесей на адиабатическую температуру горения горючих композиций

Так, оптимальная горючая композиция с исходным 10% содержанием механических примесей должна содержать не менее 40% нефтепродуктов, остальное – вода.

На рисунке 2 представлена схема реактора плазменного генератора тепла.

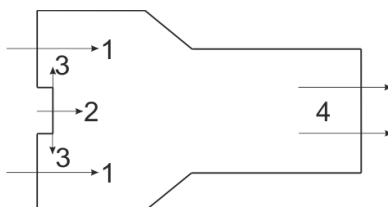


Рис.2. Схема реактора плазменного генератора тепла: 1 – воздушный поток; 2 – воздушная плазменная струя; 3 – диспергатор горючих композиций; 4 – отходящие газы

Подача воздушного потока 1 в реактор осуществляется с различной скоростью $V_{вп}$ через импеллер с переменным углом закрутки φ . Воздушная плазменная струя 2 с различной температурой $T_{пс}$ и скоростью $V_{пс}$ вводится по оси реактора. Диспергатор 3 преобразует горючие композиции в

диспергированные горючие композиции (ДГК) с различными размерами $D_{\text{ДГК}}$, скоростью $V_{\text{ДГК}}$ и температурой $T_{\text{ДГК}}$ капель. Образующиеся продукты горения диспергированных горючих композиций в виде отходящих газов 4 выводятся из реактора.

При расчёте реактора использовался программный комплекс ANSYS FLUENT 6.3, имеющий базу данных по газообразным, жидким и твердым топливным материалам и позволяющий рассчитывать многофазные ламинарные и турбулентные течения, процессы теплопередачи и химические реакции.

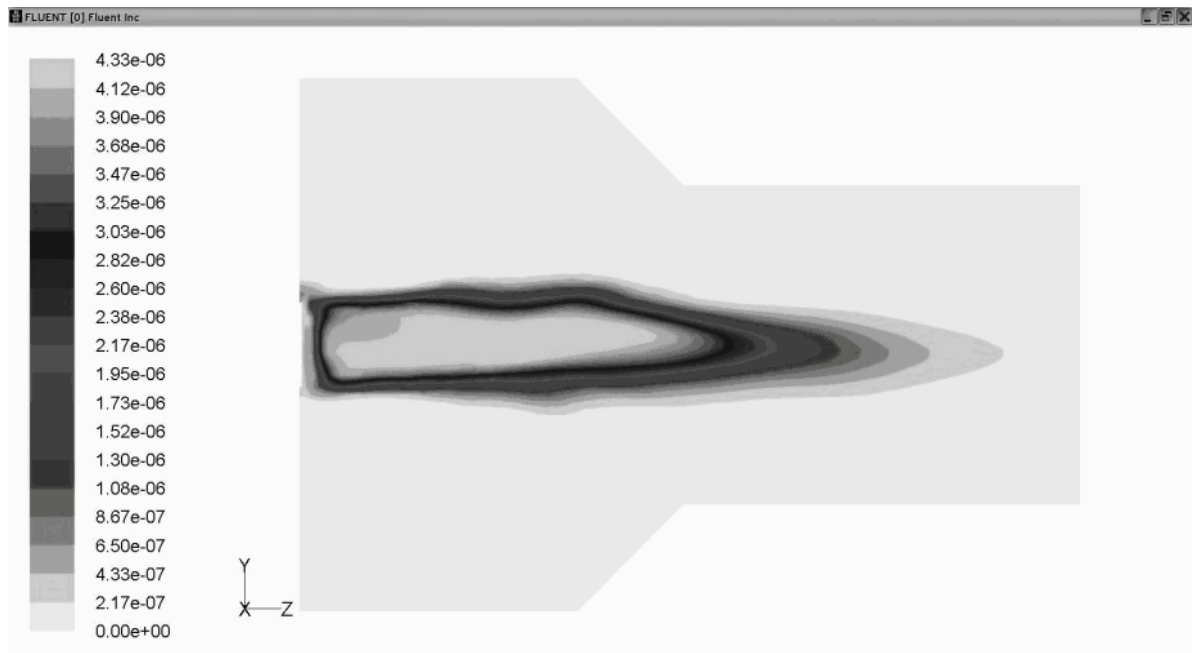
Для построения геометрии и расчетной сетки модели реактора использовалась программа Gambit 2.4. Для расчёта реактора выбрана модель горения без предварительного смешения (non-premixed combustion model). Движение капель диспергированных горючих композиций в реакторе рассчитывалось с помощью модели дискретных фаз (discrete phase model). Обмен импульсом, теплотой, и массой между газом и каплями включался в расчет, чередуясь с расчётом траекторий капель и уравнений непрерывной газовой фазы.

Начальные условия ввода диспергированных горючих композиций в реактор задавались поверхностью диспергатора 3 с равномерно распределенным на нём конечным количеством точечных источников. Исходные параметры для расчета реактора представлены в таблице 1.

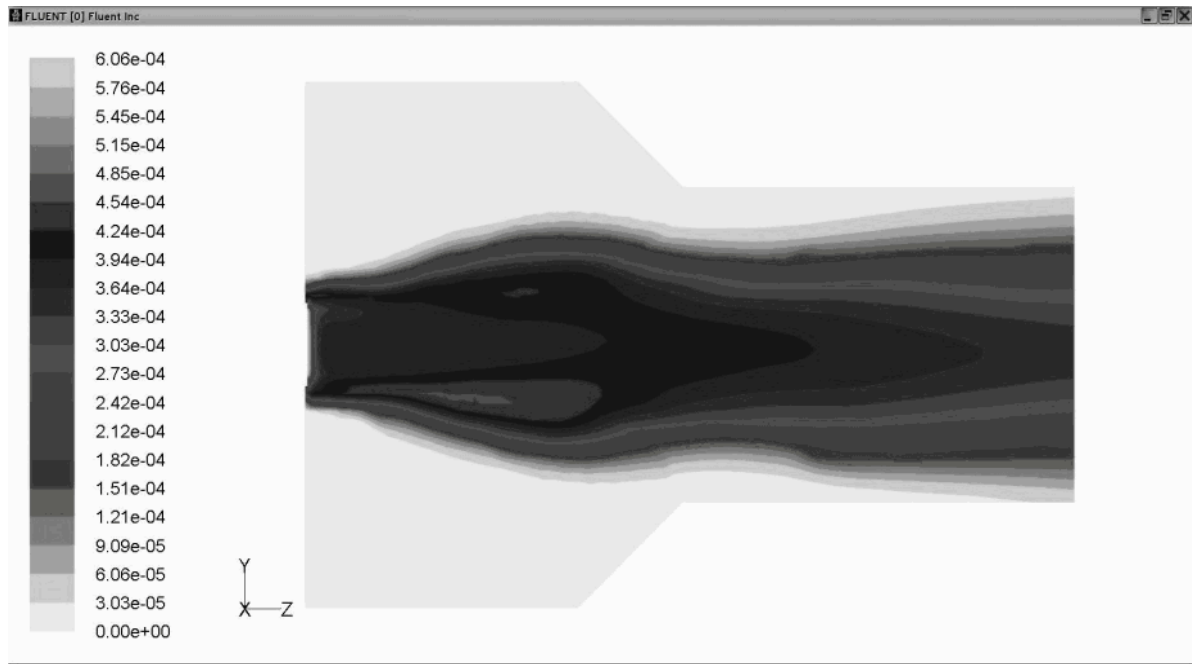
Таблица 1. Исходные параметры для расчета реактора

Параметр	Диапазон значений	Шаг дискретизации
Скорость воздушного потока на входе в реактор, $V_{\text{ВП}}$	30...100 м/с	10 м/с
Угол закрутки воздушного потока на входе в реактор, φ	30...60°	15°
Скорость воздушной плазменной струи на входе в реактор, $V_{\text{ПС}}$	5...20 м/с	5 м/с
Температура воздушной плазменной струи на входе в реактор, $T_{\text{ПС}}$	2000...4000 К	500 К
Размер капель ДГК на входе в реактор, $D_{\text{ДГК}}$	10 ⁻⁶ ...10 ⁻⁵ м	2·10 ⁻⁶ м
Скорость капель ДГК на входе в реактор, $V_{\text{ДГК}}$	1...10 м/с	1 м/с
Температура капель ДГК на входе в реактор, $T_{\text{ДГК}}$	300...600 К	100 К
Расход ДГК на входе в реактор, $W_{\text{ДГК}}$	500...1500 л/ч	500 л/ч

На рисунке 3 представлено характерное распределение в продольном сечении реактора молярной концентрации CO (а) и CO₂ (б) при плазменном сжигании нефтяных отходов в виде диспергированных горючих композиций оптимального состава.



а)



б)

Рис.3. Содержание CO и CO₂ в продуктах горения диспергированных горючих композиций оптимального состава

Анализ полученных результатов показывает, что во всём диапазоне изменения исходных параметров для расчёта реактора (таблица 1) при плазменном сжигании нефтяных отходов в виде диспергированных горючих композиций оптимального состава образование CO происходит только в ограниченной области на входе в реактор при взаимодействии воздушной плазменной струи и капель диспергированных горючих композиций, а затем CO полностью переходит в CO₂. Это подтверждает экологически безопасную переработку нефтяных отходов в виде диспергированных горючих композиций оптимального состава.

На рисунке 4 представлено характерное распределение температуры в продольном сечении реактора при плазменном сжигании нефтяных отходов в виде диспергированных горючих композиций оптимального состава.

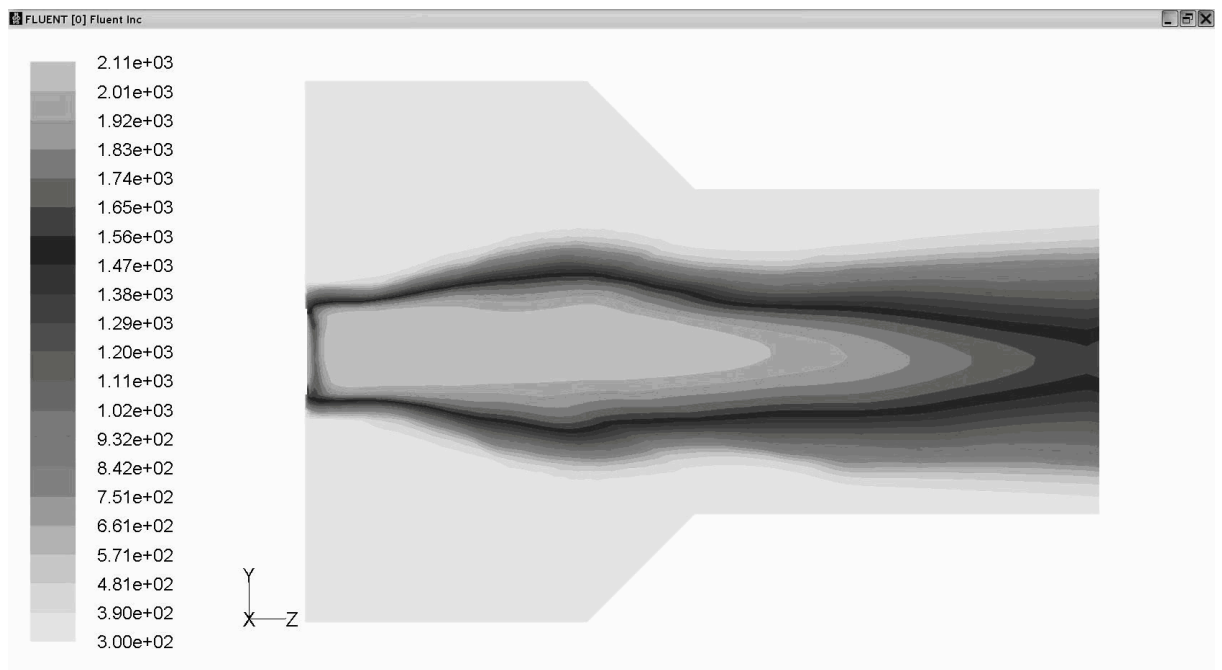


Рис.4. Распределение температур в продольном сечении реактора в при сжигании ДГК оптимального состава

Анализ полученных результатов показывает, что во всём диапазоне изменения исходных параметров для расчёта реактора (таблица 1) плазменное сжигание нефтяных отходов в виде диспергированных горючих композиций оптимального состава позволяет получать тепловые потоки с рабочей температурой не менее 1200 °С, при этом с каждой тонны отходов может быть получено не менее 2,0 МВт·ч (1,7 Гкал) тепловой энергии.

По результатам проведенных расчетов и анализа полученных результатов определены и могут быть рекомендованы для практической реализации следующие оптимальные режимы работы реактора плазменного генератора тепла, обеспечивающие экологически безопасное сжигание нефтяных отходов в виде горючих композиций оптимального состава: $V_{вп} = 80$ м/с; $\varphi = 30^\circ$; $T_{пс} = 3000$ К; $V_{пс} = 20$ м/с; $T_{дгк} = 600$ К; $V_{дгк} = 3$ м/с; $W_{дгк} = 1000$ л/ч.

Список литературы:

1. Экология нефтегазового комплекса/ т.1 под редакцией А.И. Владимирова М: Нефть и газ, 2003г.
2. Бернадинер М.Н., Шурыгин А.П. Огневая переработка и обезвреживание промышленных отходов. М.: Химия, 1990.
3. Каренгин А.Г, Шабалин А.М. Патент РФ на изобретение №2218378. Способ утилизации нефтяных шламов и плазмокаталитический реактор для его осуществления. Заявлено 09.12.2002; Опубл. 10.12.2003, Бюл. № 34. – 14 с.
4. Каренгин А.Г, Ляхова В.А., Шабалин А.М. Установка плазмокаталитической утилизации нефтяных шламов // Журн. Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. №4, 2007, С. 10-12.
5. Анисимова С. Проблема сгорит в плазменном факеле // Журн. Недр и ТЭК Сибири. №3 (40), 2009, С. 20-21.

УДК 536.22:697.932.3

Сравнение двумерной и одномерной моделей теплообмена в оросительных камерах кондиционеров воздуха

Е.М. Хромова, А.В. Тумаилова, Т.Н. Кузьменко

*Томский государственный архитектурно-строительный университет, г. Томск, Россия
helenka24@rambler.ru*

Проведен анализ правомерности использования одномерной физико-математической модели теплообмена в оросительных камерах различного назначения.

Форсуночные оросительные камеры широко используются в различных технических устройствах для тепловлажной обработки газов: осушка – увлажнение, подогрев – охлаждение (кондиционеры воздуха, установки искусственного климата, градирни, насадочные, тарельчатые колонны, распылительные сушилки); инерционно-конденсационная очистка газов (мокрые пылеуловители), а также в ряде других специальных случаях.

В [1] представлена физико-математическая модель теплообмена парогазового потока с каплями жидкости в оросительных камерах различного назначения, в том числе кондиционеров воздуха (КВ). Уравнения модели представлены в лагранжевой системе координат. В модели учтено влияние повышенной концентрации паров жидкости на теплообменные процессы с помощью стефановской поправки. Параметры состояния парогазового потока увязаны уравнениями сохранения по теплу и массе с фазовыми переходами испарения – конденсации на поверхностях капель. Учтена переменность массы капель в их уравнениях движения. Такая постановка неудобна для анализа горизонтальных камер, когда значительная часть капель под действием силы тяжести может выпадать из потока в поддон, не доходя до выхода из камеры. В этой связи в [2] рассмотрена двумерная постановка этой задачи в континуальном представлении компонентов системы парогазовая смесь – капли, при котором «размазанная» плотность капель (массовая концентрация орошающей жидкости) будет меняться по всему пространству в зависимости от динамики их движения и выпадения под действием силы тяжести.

Результаты расчетов при высоких влагосодержаниях для прямого тока показывают, что параметры воздуха и капель воды сильно зависят от коэффициента орошения и значительно изменяются вдоль камеры, причем температура воздуха меняется немонотонно. Последнее объясняется различным вкладом конвективной и конденсационной (или испарительной) составляющих теплоты в общий теплообмен капель с воздухом на длине камеры, что на основе упрощенных моделей описать не представляется возможным. Расчеты для противотока показали, что определенные условия (начальные размер и скорость капель, длина камеры, скорость воздуха на входе в камеру, начальные температуры капель и воздуха) могут приводить к полному торможению капель вдоль оси еще до их выхода из камеры. Эти условия могут быть установлены только на основе такой общей модели, какая предложена в [2].

На рис. 1 и 2 представлены результаты расчетов по моделям [1] и [2] параметров капель и парогазовой смеси на выходе из горизонтальной камеры при прямомтоке: длина камеры $l=1$ м; начальная температура капель $\Theta_{к0}=293$ К; начальная температура парогазовой смеси $T_0=333$ К; начальный размер капель $\delta_{к0}=500$ мкм; коэффициент орошения $q=10^{-3}$ м³/м²; начальная скорость парогазовой смеси $U_0=3$ м/с [а) – скорость капель, б) – размер капель, в) – влагосодержание, г) – температура парогазового потока, д) – «размазанная» плотность жидкой фазы, е) – температура капель, ж) – отношение массы жидкости на входе камеры и на ее выходе, рассчитанные по одномерной (1) и по двумерной (2) моделям]. Расчеты проводились при различных начальных скоростях капель $V_{к0}$ и влагосодержаниях парогазовой смеси d_0 . На рис. 1а) и 2а) V_x – скорость капель на выходе из оросительной камеры.

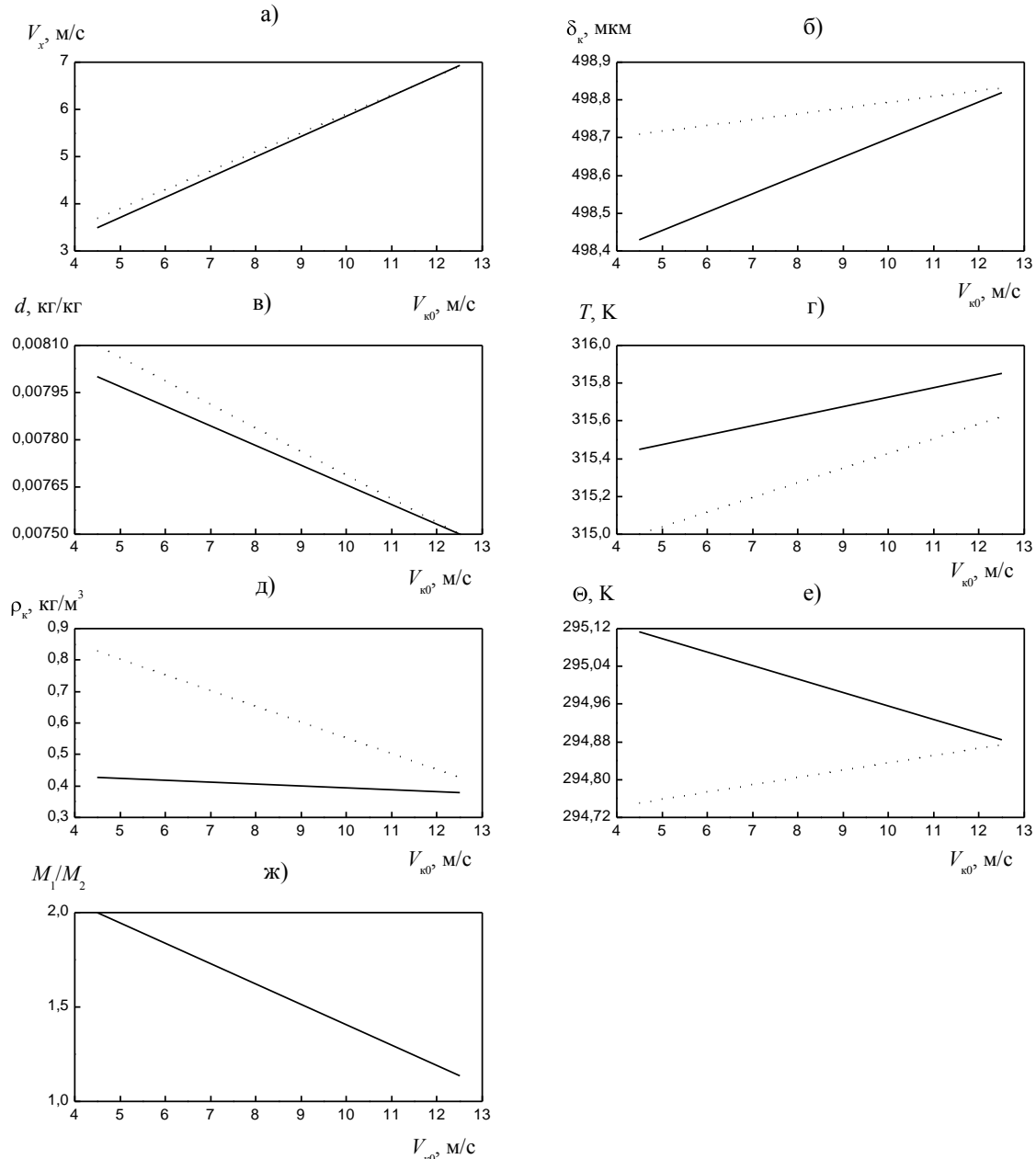


Рис. 1. Сравнение параметров теплообмена на выходе из оросительной камеры: $d_0=0,001$ кг/кг сух. возд. (— - расчет по двумерной модели, - - - - - расчет по одномерной модели)

Как следует из рисунков, как при малых, так и при высоких влагосодержаниях, термодинамические параметры на выходе из камеры, рассчитанные по одномерной модели практически не отличаются от рассчитанных по двумерной модели даже при существенном выпадении капель в поддон за счет силы тяжести (см. рис. 2ж)). Это объясняется тем, что основной процесс теплообмена реализуется на начальной длине камеры. Так что в большинстве случаев правомерно использование для расчетов термодинамических параметров одномерной модели.

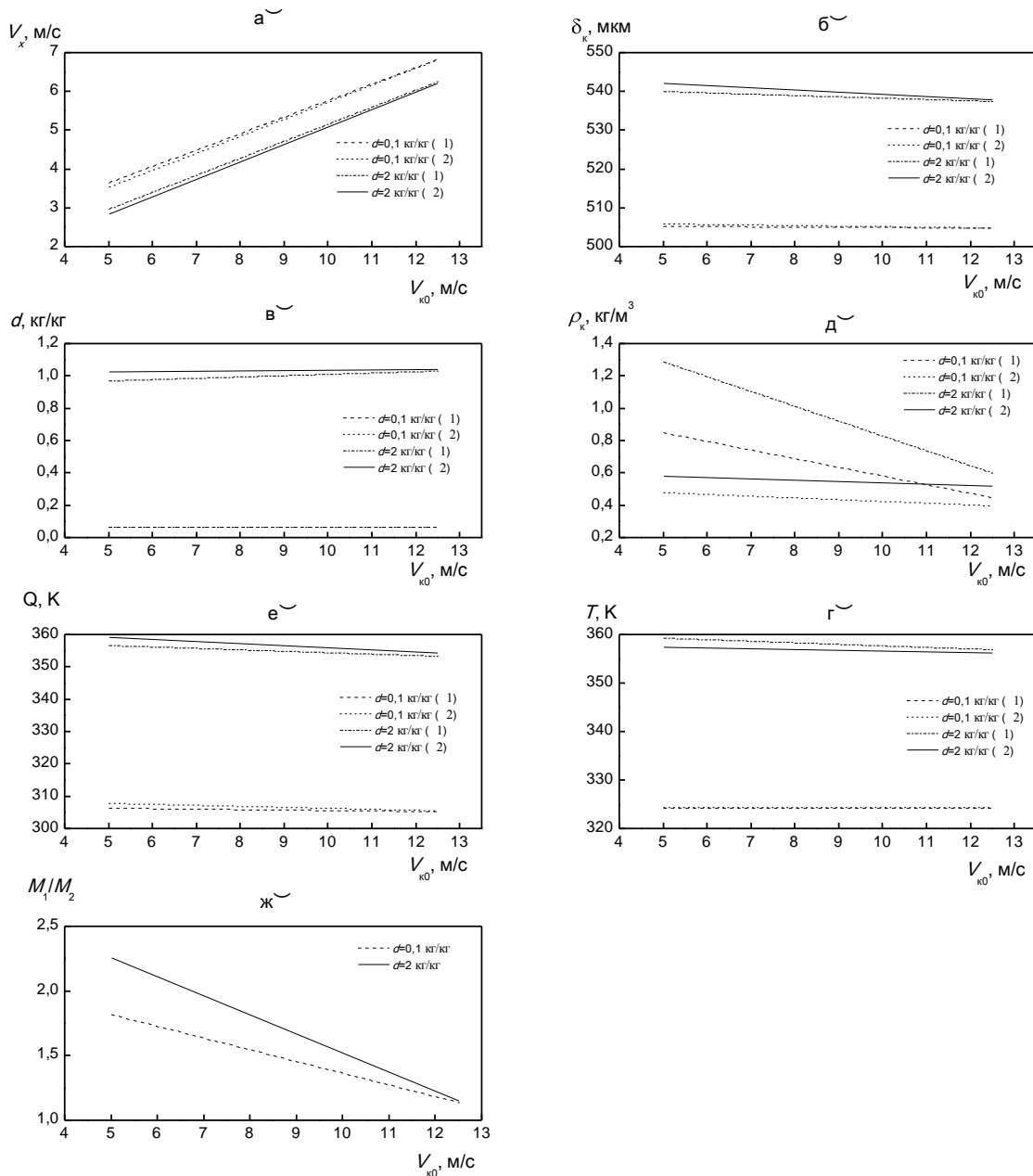


Рис. 2. Сравнение параметров теплообмена на выходе из оросительной камеры при различных начальных влажностях

Проведенный анализ свидетельствует о том, что предложенные модели могут быть эффективно использованы при инженерных расчетах для оптимизации входных режимных ($\Theta_{к0}$, T_0 , $\delta_{к0}$, q , U_0 , d_0 , $V_{к0}$) и конструктивных параметров оросительных камер различного назначения (в частности, их длины и высоты).

Список литературы:

1. Шиляев М.И., Хромова Е.М. Моделирование процесса теплообмена в оросительных камерах // ТОХТ. – 2008. – Т. 42. – № 3. – С. 419-428.
2. Шиляев М.И., Хромова Е.М., Тумашова А.В. Физико-математическая модель процесса теплообмена в форсуночных оросительных камерах при высоких влажностях // Изв. вузов. Строительство. – 2008. – №6. – С. 75-81.

Применение высокоэффективной технологии замещения традиционных углеводородных топлив горючим газом из дешёвых местных углей для энергообеспечения зерносушильных установок**И.О. Михалев, С.Г. Степанов, С.Р. Исламов**

ООО «Энерготехнологические системы», г. Красноярск, Россия

Igor.O.Mikhaliyov@gmail.com

В работе предложен качественно новый подход к энергообеспечению зерносушильных установок с заменой дизельного топлива дешёвыми местными углями, позволяющий значительно повысить эффективность работы предприятий по переработке зерна. В основу подхода заложена инновационная технология газификации угля «ТЕРМОКОКС-СГ». С целью получения исходных данных для разработки документации типовой газогенераторной установки по данной технологии выполнено экспериментальное исследование процесса слоевой газификации угля марки БЗ разреза «Большесырский» (Красноярский край). Работа выполнена при поддержке КГАУ «Красноярский краевой фонд поддержки науки и научно-технической деятельности».

К числу важнейших характеристик зерна как товара относится способность его к длительному хранению, определяемая, прежде всего, влажностью зерна, снижение которой до безопасных пределов обеспечивается сушкой. Послеуборочная обработка – ключевое звено в производстве зерна. От него зависит, насколько окупаются затраты на все предыдущие стадии.

Из-за сложных погодных условий России в сушке нуждается ~80% от сбора зерна. При среднем валовом сборе зерна в РФ в последние годы на уровне 82–100 млн. тонн в год (в Красноярском крае в 2009 году – 2,4 млн. тонн в год, в СФО – 18,3 млн. т в год) на сушку потребляется ~ 1 млн. тонн жидкого топлива. Стоимость энергоресурсов в последние годы растет более быстрыми темпами, чем стоимость зерна. Средняя стоимость реализации зерновых культур с 2000 по 2007 г. у производителей возросла на 55–60%, а средняя стоимость основных видов топлива – 150–300%. По экспертным оценкам, из общего количества энергоресурсов, затраченных на производство зерна, прямые затраты на сушку достигают 30%, а доля энергозатрат в себестоимости сушки зерна составляет 75–80%.

Удельный расход дизтоплива на сушку зерна на наиболее распространенных типовых зерносушильных установках СОБ-50, ДСП-50 и др. ~ 1,25 кг на один тонно-процент (приведенный расход тепла – 1280 ккал/кг испаренной влаги, КПД сушки – 47%). В период уборочных работ необходимо обеспечить сушку зерна в среднем от приблизительно 24% до 14%. Таким образом, удельный расход дизтоплива на 1 т зерна составляет примерно 10 кг, или 150 руб./т при цене дизтоплива около 15 тыс. руб./т (с доставкой и скидкой 10% на ГСМ для сельхозпроизводителей).

Традиционный метод экономии тепловой энергии за счет повышения КПД сушки с существующего уровня 45–50% до теоретически возможного 65–70% экономически неэффективен. Экономия топлива достигается за счет усложнения конструкции сушилки, что приводит к увеличению капитальных затрат и в итоге не дает снижения стоимости сушки.

Снижение издержек на сушку может быть достигнуто только при переводе зерносушильных установок на использование радикально более дешевых топлив.

Наиболее перспективным дешёвым видом топлива в условиях Красноярского края являются бурые угли Канско-Ачинского бассейна (КАБ), стоимость которых составляет в среднем 300–600 руб./т. Легко убедиться, что стоимость тонны условного топлива (т.у.т.) в виде дизтоплива превосходит стоимость т.у.т. в виде бурого угля КАБ с учётом доставки на большинство сельхозпредприятий Красноярского края более чем в 10 раз.

Возможны два варианта применения угля для сушки зерна. Первый из них – это прямое сжигание угля с использованием дымовых газов для нагрева теплоносителя (воздуха), используемого для сушки зерна. Второй вариант – это газификация угля с использованием получаемого горючего (генераторного) газа для нагрева теплоносителя либо в качестве компонента теплоносителя при разбавлении продуктов сгорания газа воздухом для получения необходимой температуры сушильного агента. Процесс газификации угля – это высокотемпературное (900–1100°C) превращение органической массы угля в газообразные вещества (СО, Н₂, СН₄, СО₂, Н₂О, N₂) при взаимодействии с кислородом воздуха при недостатке окислителя.

В варианте с прямым сжиганием угля зерносушильная установка оснащается угольным предтопком с теплообменником для нагрева теплоносителя. При этом появляется ряд проблем. Во-первых, угольный предтопок должен располагаться в непосредственной близости от зерносушильной установки (не далее 10–20 м) – в пределах эффективной транспортировки большого объема теплоносителя в сушилку. Это не всегда возможно из-за стесненной территории предприятия. Во-вторых, угольный предтопок обладает низкой маневренностью. Для вывода его из холодного состояния в рабочий режим требуется несколько часов, а нахождение в «горячем резерве» ведет к перерасходу угля. В-третьих, этот вариант достаточно затратен. Так, для зерносушильной установки производительностью 50 т/ч по зерну требуется предтопок тепловой мощностью 3,8 Гкал/ч. Удельные капитальные затраты на его сооружение

с использованием типового топочного устройства, отвечающего требованиям Ростехнадзора, составляют 3–4 млн. руб./Гкал. Таким образом, инвестиции в перевод сушилки с дизтоплива на прямое сжигание угля составят ~13 млн. руб., а срок окупаемости данного варианта – не менее 5,5 сезонов.

В варианте с газификацией угля зерносушилка комплектуется газогенераторной установкой, которая может быть размещена в пределах эффективной транспортировки горючего газа к сушилке – до 200–300 м. Газификатор угля обладает высокой маневренностью: из холодного состояния в рабочий режим он выводится за 30 минут и может до трёх суток находиться в «горячем резерве» без подачи дутья, то есть, не потребляя уголь. Удельные капитальные затраты на установку тепловой мощностью 3,8 Гкал/ч составят ~7 млн. руб., то есть газогенераторная установка более чем вдвое дешевле угольного предтопка аналогичной тепловой мощности, а срок ее окупаемости при аналогичных условиях составит 2 сезона.

Таким образом, оснащение зерносушилок газогенераторными установками с целью замещения дизтоплива горючим газом из угля является единственным приемлемым способом повышения энергоэффективности сушики зерна и снижения затрат на производство зерновой продукции.

В настоящей работе было выполнено экспериментальное исследование процесса газификации угля марки БЗ разреза «Большесырский» (Балахтинское месторождение КАБ, Красноярский край) по инновационной технологии «ТЕРМОКОКС-СГ» с целью определения исходных данных для разработки технологической и конструкторской документации типовой газогенераторной установки. Работа выполнена при финансовой поддержке КГАУ «Красноярский краевой фонд поддержки науки и научно-технической деятельности».

В основу технологии «ТЕРМОКОКС-СГ» положен процесс газификации угля на воздушном дутье в режиме «обратной тепловой волны», защищенный российскими и зарубежными патентами [1–4]. Суть эффекта «обратной тепловой волны» состоит в том, что в слое угля при определенных режимах подачи дутья фронт горения может смещаться против потока газифицирующего агента (дутья), но и против потока [5]. В традиционных газификаторах, а равно и в слоевых топках, фронт горения смещается в одном направлении с потоком газифицирующего агента. Зона пиролиза в этом случае расположена за зоной горения, поэтому продукты термического разложения загрязняют газ. Сажа, смолистые вещества, канцерогены, фенолы и другие токсичные вещества, поступающие в атмосферу, – это продукты термического разложения органической массы угля. Когда же фронт горения смещается навстречу дутью, зона пиролиза находится перед зоной горения, и продукты пиролиза разлагаются в высокотемпературной зоне термодинамических превращений. Вследствие этого процесс «ТЕРМОКОКС-СГ» отличается высокой экологической безопасностью по сравнению с другими процессами термической переработки угля.

Экспериментальный слоевой газификатор представляет собой вертикальный реактор шахтного типа периодического действия диаметром 300 мм со стационарным слоем дробленого угля, в котором зажигание слоя осуществляется сверху, подача воздуха – снизу. При определенных условиях, спустя некоторое время после зажигания, в верхней части слоя формируется тепловая волна, которая затем перемещается навстречу дутью с примерно постоянной скоростью. Для измерения температуры слоя угля внутри засыпки равномерно с шагом 180 см стационарно размещены 7 защищённых ХА термопар с диаметром термомочувствительного элемента 5,3 мм. Непрерывный анализ продуктового газа выполнялся с помощью газоанализатора «ГАММА-100». Варьируемым параметром при проведении экспериментов являлся расход дутьевого воздуха, фракционный состав угля – класс 5–25 мм – сохранялся постоянным. Целью серии экспериментов являлось достижение максимума выхода горючего газа с наибольшей калорийностью. В результате обработки данных серии экспериментов по газификации угля в плотном слое был найден оптимальный режим работы газификатора при производстве горючего газа из представленного угля, определены соответствующие технологические параметры, материальный и тепловой балансы процесса, характеристики полученных продуктов.

Свойства коксозольного остатка, полученного при работе газификатора в режиме, оптимизированном для производства горючего газа из угля, и соответствующие показатели процесса газификации приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 1. Технический и элементный анализ исходного угля

W_i^r	A^d	V^{daf}	C^{daf}	O^{daf}	H^{daf}	N^{daf}	S_i^d	Q_i^r
%								ккал/кг
20,1	4,2	45,2	75,3	18,66	5,0	0,87	0,17	5117

Таблица 2. Технический и элементный анализ коксозольного остатка

W_i^r	A^d	V^{daf}	C^{daf}	O^{daf}	H^{daf}	N^{daf}	S_i^d	Q_i^r
%								ккал/кг
0,6	38,8	7,6	93,2	4,95	н/об	0,77	1,1	4536

Таблица 3. Основные технологические показатели процесса газификации

Параметр	Значение
Температура в зоне окисления летучих, °С	980
Выход коксозольного остатка, % от массы угля	12,0
Удельный выход влажного газа на тонну угля, $\text{нм}^3/\text{т}$	3398
Состав газа, об. %	
CO	16,0
H ₂	14,8
CO ₂	8,5
CH ₄	0,5
N ₂	55,1
H ₂ O	5,1
Удельная теплота сгорания газа без осушения, ккал/ нм^3	905
Температура газа на выходе из газификатора, °С	600
Расход воздуха на сжигание 1 нм^3 влажного газа, нм^3 (коэф. изб. возд. $\alpha=1$)	0,940

В результате исследования установлено, что газ из большесырского угля, имеющий калорийность $905 \text{ ккал}/\text{м}^3$ (сухой газ – $954 \text{ ккал}/\text{м}^3$) и адиабатическую температуру горения 1465°C , может быть успешно использован в качестве топлива в сушильных процессах (зерно, стройматериалы и т.п.), а также при обжиге кирпича, извести. Полученные результаты составляют основу для разработки технологической и конструкторской документации установки для газификации угля разреза «Большесырский». На основе результатов исследования ведётся работа по созданию первого образца инновационной газогенераторной установки в п. Балахта Красноярского края по заказу ООО «Сибуголь» (г. Красноярск).

Список литературы:

1. Пат. 2287011 РФ. МПК С10J 3/68 Способ слоевой газификации угля / С.Р. Исламов, С.Г. Степанов, А.Б. Морозов (РФ). – № 2005124137/04; Заявл. 29.07.2005; Оpubл. 10.11.2006, Бюл. 31.
2. Пат. 2299901 РФ. МПК С10В 47/04, С10В 53/08, С10J 3/20 Устройство для переработки твердого топлива / С.Р. Исламов, С.Г. Степанов, А.Б. Морозов (РФ). – № 2005123736/15; Заявл. 27.07.2005; Оpubл. 27.05.2007, Бюл. 15.
3. Евразийский патент 007798. МПК С10В 49/10 Способ слоевой газификации угля / С.Р. Исламов, С.Г. Степанов, А.Б. Морозов (РФ). – № 200801920; Заявл. 25.10.2005; Оpubл. 27.02.2007, Бюл. ЕАПО 1.
4. Евразийский патент 008111 МПК С10В 47/04, С10В 53/08, С10J 3/20 Устройство для переработки твердого топлива / С.Р. Исламов, С.Г. Степанов, А.Б. Морозов (РФ). – № 200501921; Заявл. 25.10.2005; Оpubл. 27.04.2007, Бюл. ЕАПО 2.
5. Исламов С.Р. Энерготехнологическая переработка угля. – Красноярск: Поликор, 2010. – 224 с.

Применение имитационного моделирования для исследования влияния экономических мероприятий на технико-экономические показатели системы теплоснабжения

*С.Д. Паксюткина, В.Г. Ротарь**

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

**ООО «ИнУК», г. Томск, Россия*

svetlana.paksjutkina@gmail.com

Выявлены основные проблемы в сфере теплоснабжения. Для решения поставленных задач выбран принципиально новый метод математического моделирования - имитационное моделирование. Исследованы главные возможности, преимущества, перспективы и информационные инструменты применения имитационного моделирования. В рамках прохождения производственной экономической практики создана учебная модель, позволяющая исследовать влияние экономических мероприятий на технико-экономические показатели системы теплоснабжения.

Сегодня теплоснабжение в России обладает высокой социально-экономической значимостью. По объему оказываемых потребителям услуг отрасль теплоснабжения является самой крупной в коммунальном комплексе. К сожалению, на протяжении нескольких десятков лет самый энергорасточительный сектор экономики страны находится в критическом состоянии. Например, перед коммунальным комплексом Томской области всё ещё остаются актуальными следующие задачи [1]:

- установить во всех котельных ВПУ (водоподготовительного оборудование) с целью предотвращения образования накипи, пережогов труб котлов и повышении эффективности работы оборудования;

- заменить котлы кустарного производства на заводские с коэффициентом полезного действия при сжигании угля на уровне 80-85%, нефти не менее 90% и природного газа 90-92%;

- реконструировать тепловые сети с целью снижения потерь тепла (40-60%);

- перейти от централизованного теплоснабжения к автономным источникам теплоснабжения.

Все вышеперечисленные задачи и множество других вопросов нуждаются в выборе правильного пути решения. Единственный выход – экспериментирование. Однако проводить натурные эксперименты в реальном мире – дорого, а порой даже невозможно. Какой оптимальный метод решения выбрать, обходя стороной прямые ресурсные затраты, технические и технологические эксперименты на реальном объекте? В данной ситуации актуальным становятся эксперименты на математической модели, а именно *имитационное моделирование*.

Имитационное моделирование – это разработка компьютерных моделей и постановка экспериментов на них. Данная область основана на трех концепциях, разработанных во второй половине прошлого века: системная динамика, дискретно-событийное (процессное) моделирование и агентное моделирование. Математически, системная динамика оперирует в основном с непрерывными во времени процессами, тогда как процессное и агентное моделирование – в основном с дискретными [2]. Не раскрывая более детально содержательный смысл этих подходов, заметим только то, что для исследования влияния экономических мероприятий на технико-экономические показатели работы системы теплоснабжения данный инструмент оказался вполне работоспособным и продуктивным в рамках решения задач программы производственной экономической практики студентов кафедры высшей математики и математической физики ФТИ Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Для изучения экономических и производственных аспектов функционирования системы теплоснабжения города в рамках выполнения программы производственной экономической практики была создана учебная имитационная модель. В модели используется системно-динамический подход моделирования. Модельное время равняется одному году. Раскроем принятую структуру учебной модели, выбранную для исследования. Пусть имеется три объекта теплоснабжения: источник теплоснабжения (котел), тепловые сети (прямой и обратный трубопровод), потребитель (3-х этажный жилой дом). Пользуясь рекомендациями [3], для отопления жилых зданий, систему теплоснабжения принимаем водяную. Согласно [4] прокладка тепловых сетей в жилых районах предусматривается подземная – канальная. Во-первых, проанализировав слабые стороны систем теплоснабжения, были определены три типовых технико-экономических мероприятия, позволяющие повысить эффективность работы котельной:

- замена котлов кустарного производства на заводские с коэффициентом полезного действия при сжигании угля на уровне КПД=85%, нефти не менее 90% и природного газа 90 -92%;

- реконструкция тепловых сетей с целью снижения потерь тепла;

- переход работы котельных с мазута на природный газ, уголь или дрова [5].

Во-вторых, в качестве основных технико-экономических показателей работы котельной, которые непосредственно будут включены в имитационную модель, приняли: расчётную нагрузку на отопление жилых и общественных зданий, суммарную круглогодичную нагрузку системы централизованного теплоснабжения, годовой расход теплоты на отопление для жилых и общественных зданий, температуру воды в подающей линии тепловой сети, температуру воды на выходе из отопительной системы, средние за год значения часовых тепловых потерь для подземной бесканальной прокладки, термическое сопротивление грунта и изоляционной конструкции трубопровода, расход топлива и электроэнергии. [6, 7, 8] Надо заметить, что принятые в математической модели расчетные формулы для показателей носят исключительно рекомендательный альтернативный характер и могут быть уточнены и модифицированы в зависимости от цели исследования и специфических особенностей постановки задачи исследования.

Как известно, при выборе инструментального программного средства для моделирования учитывается ряд его потребительских свойств, которые в интегрированной форме можно интерпретировать как соотношение цены и качества. С позиций «качества» одним из самых успешных и сегодня единственным доступным инструментом, поддерживающим все значимые концепции моделирования, является пакет прикладных программ (ППП) AnyLogic. Пакет AnyLogic создан российской компанией - разработчиком (ООО «Экс ДжейТекнолоджис») как инструмент имитационного моделирования и получил большую популярность на рынке программных средств [2] в виду своих развитых функциональных возможностей. В настоящей работе программная реализация модели теплоснабжения осуществлялась на демо-версии ППП AnyLogic и применялась пока только в учебных целях. Безусловными достоинствами пакета является развитый пользовательский интерфейс, наличие

ряда сервисных возможностей по визуализации процесса работы системы во времени, схематичного задания её структуры и выдачи результатов моделирования в графическом виде.

Методика применения ППП AnyLogic для исследования влияния экономических мероприятий на технико-экономические показатели функционирования системы теплоснабжения достаточно формализована и предполагает выполнение заданной последовательности действий, непосредственно связанных с моделированием технологических процессов генерации, транспортировки (передачи), распределения и потребления тепла, а также анимацией системы теплоснабжения в моделируемом сценарном плане альтернативных мероприятий по повышению её эффективности. После завершения «сборки» имитационной модели можно переходить к запуску имитационной модели, просмотру расчетных величин, изменению тех или иных параметров и проведению экспериментов на ней. В качестве примера на рис. 1 представлен вариант рабочей панели исследователя для анимационной модели «Двухтрубная система теплоснабжения».

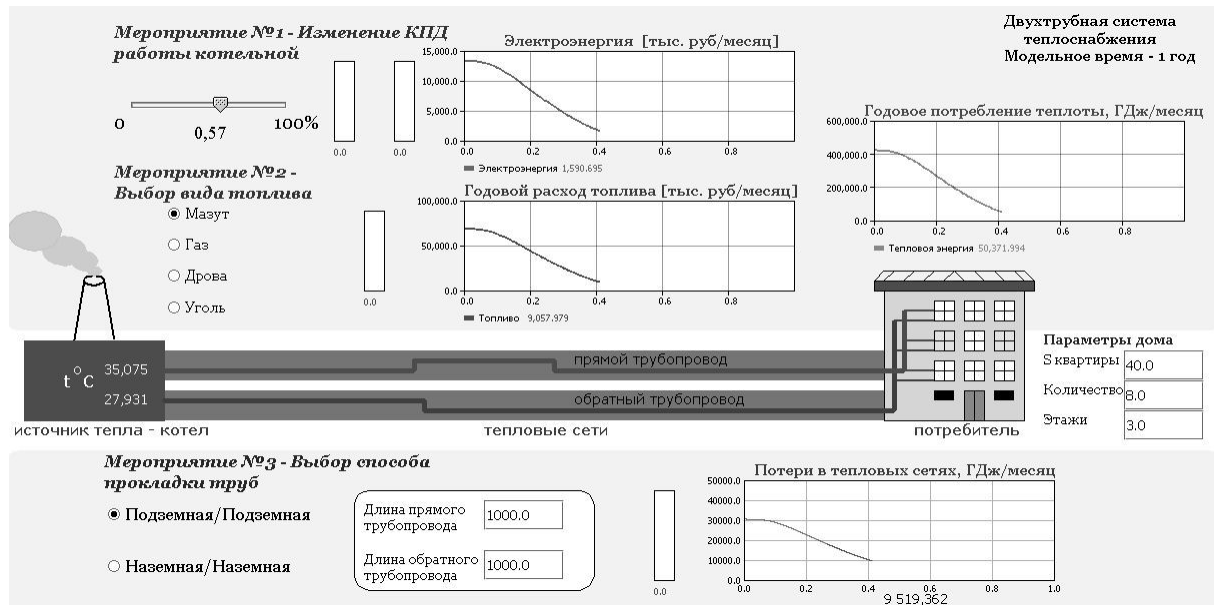


Рис. 1. Анимация модели «Двухтрубная система теплоснабжения»

Проведенные эксперименты подтвердили со всей очевидностью, что имитационное моделирование дает ряд преимуществ по сравнению с выполнением натуральных экспериментов над реальной системой, таких как: незначительные капиталовложения в разработку модели, возможность моделировать на различных интервалах времени, проведение неограниченного количества экспериментов, незначительные погрешности и ошибки, визуализации процесса, воспроизведение работы реальных объектов [9]. Проанализировав результаты имитационного моделирования системы теплоснабжения на демонстрационном примере с помощью ППП AnyLogic, авторы убедились в том, что инструментальные средства пакета достаточно гибки и работоспособны, а используемая модель позволяет принять адекватное решение по обоснованию целесообразности реализации того или иного мероприятия в плане улучшения технико-экономических показателей работы моделируемой системы. При этом пакет позволяет наращивать интеллектуальную составляющую каждого элемента моделируемой системы по мере продвижения исследователя в изучении предметной области и накопления знаний об объекте моделирования. Таким образом, имитационное моделирование позволяет создать на персональном компьютере пользователя библиотеку математических моделей возможных типовых процессов функционирования систем теплоснабжения с достаточной адекватностью, а также способствовать рациональному накоплению и использованию профессиональных баз знаний пользователя и имеющихся у него вычислительных ресурсов.

В заключение хочется отметить, что результаты выполненных исследований представляют несомненный интерес как для учебного процесса, так и для практики. В дальнейшем планируется приобретение пакета прикладных программ и использование его в учебном процессе и производственной деятельности института управленческого консультирования и аудита.

Список литературы:

1. Лукьянец А.А., Чернов А.Г., Шумский А.А., и др. Основы экономики и управления в коммунальном комплексе. Новосибирск: изд-во ИЭОПП СО РАН, 2008. 448 с.

2. Карпов Ю.Г. Имитационное моделирование систем. Введение в моделирование с AnyLogic 5. СПб.: БХВ-Петербург, 2005. 400 с.
3. СНиП 2.04.07. – 86*. Тепловые сети /Минстрой России. М.: ГП ЦПП, 1994. – 48 с.
4. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. М.: Издательство МЭИ, 1999. – 472 с.
5. Красильников Л.Г., Лукьянец А.А., Нечай М.Г., Федецкий И.И. Тарифное регулирование локальных рынков теплоснабжения Томской области на основе функционально-стоимостного и технологического анализа. Томск, 2004, - 360 с.
6. Методические указания по составлению энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю «тепловые потери» (РД 153-34.0-20.523-98).
7. СНиП 2.04.18 – 88*. Тепловая изоляция оборудования трубопроводов/ Госстрой СССР.- М., ЦИТП Госстрой СССР, 2000. 28 с.
8. Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях РД 34.09.255-9, срок действия установлен с 01.01.98 г.
9. XJ Technologies. Имитационное моделирование для науки и бизнеса. Применение имитационного моделирования [Электронный ресурс]. – режим доступа: http://www.xjteck.ru/consulting/what_is_simulation/ – 2010.

Повышение эффективности атомных электрических станций

И.Н. Памшева, А.С.Матвеев

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

irina89@mail2000.ru

Показано направление повышения эффективности атомных электрических станций. Сформулированы основные задачи для повышения надежности и экономичности энергоблоков атомных станций.

В настоящее время атомная энергетика является важной составляющей топливно-энергетических балансов многих стран. По состоянию на конец 2008 г. в 32 странах мира действовало 439 энергоблоков на АЭС. В России сейчас эксплуатируется 31 энергоблок на 10 атомных электростанциях общей установленной мощностью 23,2 ГВт(э), а доля АЭС в производстве электрической энергии составляет более 16 %. В соответствии с утвержденной 22 февраля 2008 г. Правительством Российской Федерации Генеральной схемой развития атомной энергетике в России до 2020 г. намечается ввести 26 новых современных энергоблоков единичной мощностью не менее 1000 МВт(э) каждый.[1]

Турбинное оборудование является одной из важнейших составляющих в обеспечении безопасности, надежности и экономичности энергоблоков АЭС. В первый период развития атомной энергетике России, когда закладывалась конструктивная основа отечественных АЭС, в подходе к турбинному оборудованию доминировала тенденция снижения капитальных затрат путем применения для машинных залов АЭС типовых решений, принятых в тепловой энергетике, зачастую не учитывающих работу турбинного оборудования на низкопотенциальном влажном паре и особенности водно-химического режима II контура АЭС.

Вместе с тем, несмотря на несовершенство технических решений, принятых на этапах проектирования и изготовления, можно использовать имеющиеся резервы для повышения надежности и экономичности энергоблоков при модернизации АЭС. Эти задачи решаются по следующим основным направлениям [2]:

1. Тихоходные турбоустановки К-1000-60/1500 на АЭС с ВВЭР-1000. Модернизация проточной части этих установок заключается в замене лопаток двух ступеней ЦНД на лопатки с цельнофрезерованным бандажом. Возможность повышения КПД проточной части при приемлемых затратах отсутствует.

2. Быстроходные турбоустановки К-500-65/3000 на АЭС с РБМК-1000. Имеется значительный конструктивный резерв по приросту их мощности, и в настоящее время в соответствии со специальной программой ведется планомерная замена лопаточного аппарата четвертой и пятой ступеней ЦНД. Применение лопатки последней ступени длиной 1030 мм вместо проектной 852 мм дает прирост мощности 16 МВт на турбину, или 32 МВт на энергоблок. В 2012 г. планируется завершить программу модернизации всех турбин К-500-65/3000, что даст суммарный прирост мощности более 350 МВт.

3. Конденсационная установка. По условиям работы на низкопотенциальном паре на единицу мощности турбоустановки АЭС требуется почти в 2 раза больше пара, чем на энергоблоках СКД ТЭС, что приводит к более развитой поверхности конденсаторов и повышению их влияния на экономичность турбоустановки. При пуске первых энергоблоков АЭС с РБМК с турбинами К-500-65/3000 и АЭС с ВВЭР-1000 с турбинами К-1000-60/1500 недооценивалось влияние систем шарикоочистки (СШО) на экономичность и надежность турбоустановок. При эксплуатации без СШО экономичность энергоблоков

АЭС снизилась из-за загрязнения трубок и ухудшения вакуума, кроме того, возникла проблема с обеспечением норм водно-химического режима.

4. Система сепарации и перегрева пара. Еще одним направлением повышения надежности и экономичности турбинного оборудования АЭС является модернизация систем сепарации и перегрева пара. Особенность влажно-паровых турбин АЭС — наличие 12... 1-5 % влаги на выходе из цилиндра высокого давления, для турбины К-1000-60/1500 это приблизительно 650 т на 5500 т/ч отработавшего в ЦНД пара. Для сохранения надежности и экономичности проточной части турбоустановок вода удаляется в сепарационных устройствах, а пар перегревается в паро-паровых пароперегревателях. На этапе разработки первых энергоблоков АЭС большой мощности проектировщики были ограничены в применении никельсодержащих сталей. По этой причине сепарационные блоки и другие внутрикорпусные устройства сепараторов пароперегревателей (СПП) были изготовлены из углеродистой стали, что привело к эрозионно-коррозионному износу жалюзийных сепараторов, непроектному проносу влаги, значительному снижению экономичности и надежности СПП. Возникла необходимость в глубокой модернизации СПП с заменой пароперегревательных модулей и сепарационных устройств.

5. Использование установок для дополнительного резервирования собственных нужд АЭС. Дополнительное резервирование собственных нужд АЭС с реакторами ВВЭР-1000 второго и третьего поколения путем размещения на станции постоянно действующих генерирующих источников электроэнергии целесообразно и экономически эффективно. Наиболее эффективным вариантом дополнительного резервирования собственных нужд АЭС является размещение на станции постоянно действующих газотурбинных установок с использованием их для покрытия пиковых нагрузок энергосистемы.

На Рис.1 представлено повышение мощности благодаря внедрению СШО, модернизации СПП и проточной части турбин.

По следующим задачам можно сделать следующий вывод:

1. Реализация рассмотренных направлений модернизации турбинного оборудования российских АЭС даст суммарный прирост электрической мощности до 532 МВт (рис. 1.)

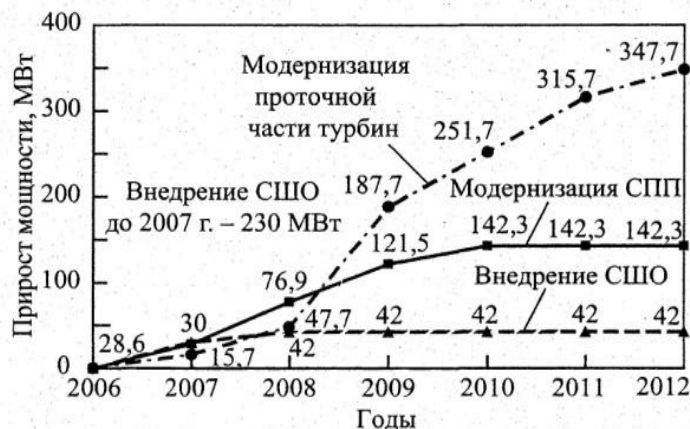


Рис. 1. «Повышение мощности благодаря модернизации»

Энергоблоки атомных электростанций с ВВЭР спроектированы с большим запасом по основным критическим параметрам, безопасности и надежности эксплуатации. Основные пути увеличения мощности АЭС в США следующие:

1. Повышение точности измерения параметров (можно получить до 2% мощности) которое достигается внедрением усовершенствованных методов расчета и использованием современных и точных приборов измерения расходов питательной воды и пара.

2. Расширение пределов повышения мощности при соблюдении проектных пределов безопасной эксплуатации (обычно позволяет увеличить ее на 2-7%), при этом не предусматривается больших объемов работ по модификации АЭС.

3. Повышение мощности на 7-20% требует значительной модификации основного ядерного оборудования: турбин высокого давления, насосов и электродвигателей на линии конденсатно-питательного тракта, главных электрогенераторов.

На многих АЭС, построенных по советским проектам в Восточной Европе [3], проводится либо уже завершен комплекс работ по обоснованию возможности повышения мощности:

1. На АЭС «Ловииза» тепловая мощность энергоблоков увеличена до уровня 109,1% номинальной.

2. На АЭС «Пакш» в 2003 г. выполнено обоснование безопасной эксплуатации энергоблоков на уровне мощности 108%.

3. На АЭС «Богунница» и «Дукованы» завершаются работы по обоснованию безопасной эксплуатации энергоблоков на уровне мощности 107% и 105%.

У нас в России на Балаковской АЭС мощность увеличена до 104%.

В настоящее время особое место занимает на «Ленинградском Металлическом заводе» (ЛМЗ) программа для создания турбин и турбоустановок в целом для АЭС новых типоразмеров турбоустановок с быстроходными турбинами типа К-1200-6,8/50 и К-800-130/3000 и разрабатываемая впервые в практике ЛМЗ турбоустановка с тихоходной турбиной К-1200-6,8/25. В процессе усовершенствования референтных блоков ЛМЗ создал несколько модификаций турбины мощностью 1000 МВт для АЭС. Различия между этими модификациями представлены в таблице 2. В турбине К-1200-6,8/50 применены технические решения, повышающие экономичность, надежность и ремонтпригодность паровых турбин К-1200-6,8/50, отработанные в проектах турбин мощностью 1000 МВт.

1. Решения, повышающие экономичность турбины:

- применение усиленной рабочей лопатки последней ступени ЦНД длиной 1200 мм на повышенный расход пара. В настоящее время это максимальные по длине лопатки, используемые в мире для быстроходных турбин, изготавливаемые серийно из титанового сплава;

- применение направляющих лопаток с тангенциальным навалом;

- применение бандажей рабочих лопаток ЦВД с наклонной внутренней поверхностью, стабилизирующей поток пленочной влаги и ее последующее удаление с отбираемым паром рабочих лопаток.

Решения, повышающие надежность турбины:

- использование цельнокованых роторов ВД и НД с полумуфтами

- реализация, помимо промежуточных сепарации и перегрева пара, ряда пассивных и активных мероприятий для защиты деталей турбины против эрозии:

- цилиндр высокого давления турбины, обоймы и диафрагмы выполнены из нержавеющей стали, что позволило полностью решить проблему щелевой эрозии, требующей значительных затрат для ремонтных работ во время эксплуатации;

Таблица 2. «Основные технические характеристики ПТУ»

Наименование параметра	К-1000-60/3000 АЭС Тяньвань	К-1200-6,8/50 АЭС-2006
Тепловая мощность реактора/ЯППУ, МВт	3000/3000	3200/3212
Параметры свежего пара:		
- давление, кг/см ²	60	69,34
- температура, °С	274,3	283,8
- влажность, %	0,5	0,5
Термодинамический цикл	С+ПП	С+ПП1+ПП2
Конструктивная схема	2ЦНД+ЦВД+2ЦНД	
Давление в конденсаторе, кг/см ²	0,0473	0,053-0,049

- в последней ступени ЦНД предусмотрены повышенный адиабатический теплоперепад, повышенные осевые зазоры и внутриканальное удаление влаги (активные мероприятия); одновременно предусмотрены упрочнение входных и выходных кромок, бандажей титановых рабочих лопаток методом ионной инплантации с осаждением нитрида титана (пассивная защита).

- применение в системе смазки и регулирования огнестойкой жидкости ОМТИ, снижающее пожароопасность;

2. Решения, повышающие ремонтпригодность турбины:

- предусмотрена возможность снятия концевых уплотнений ЦНД без разборки цилиндров;

- предусмотрена возможность подбалансировки роторов без вскрытия цилиндров;

- выполнение подвода пара в ЦВД и ЦНД в нижнюю половину корпуса;

3. Решения по применяемому термодинамическому циклу и тепловой схеме турбоустановки, обеспечивающие высокую экономичность и конкурентоспособность турбоустановки, включают:

- применение конденсатора, секционированного по давлению;

- применение развитой системы регенерации (7 ступеней);

- применение смешивающего ПНД-2 (не имеет аналогов), позволяющий снизить недогрев основного конденсата;

- применение закачки конденсата греющего пара СПП в тракт питательной воды с применением насоса КГТН с гидроприводом (не имеет аналогов).

Вывод: Были рассмотрены различные пути совершенствования атомных станций. Все реализуемые на АЭС мероприятия приводят к двойному эффекту - повышение надежности и ресурса модернизируемого оборудования сопровождается ростом экономичности энергоблоков АЭС. Необходимо реализовывать инновационное и инвестиционное развитие атомной энергетики.

Список литературы:

1. Асмолов В.Г. «Выбор приоритетов и оптимальной стратегии развития атомной энергетики России» // Теплоэнергетика.-2009 –Т. 312. -№5 –С.2-6.
2. Давиденко И.Н., Соломеев В.А. «Модернизация турбинного оборудования АЭС» // Теплоэнергетика.-2009 –Т. 312. -№5 –С.45-47.
3. Игнатов В.И., Шутиков А.В.. «Повышение номинальной мощности энергоблоков российских АЭС с ВВЭР-1000» // Теплоэнергетика.-2009 –Т. 356. -№11 –С.63-66.

УДК 621.

Установка по обеззараживанию в схеме открытого водоразбора

В.В. Петин

Читинский государственный университет, г. Чита, Россия

vvpetin82@mail.ru

Описана схема включения установки по обеззараживанию в систему горячего водоснабжения с открытым водоразбором с использованием цеолита. Сделаны выводы по работе данной установки.

Возникновение инфекционных заболеваний напрямую зависит от санитарных мероприятий по очистке систем горячего водоснабжения, систем питьевого водоснабжения. Значительное количество потребителей горячего водоснабжения получают ее из открытых систем, а ряд потребителей вообще из батарей отопления, поскольку проекты источников теплоснабжения не предусматривали нагрузку ГВС. В соответствии с СанПиН 2.1.4.2496-09 для систем централизованного теплоснабжения с открытым водоразбором качество воды должно соответствовать качеству питьевой воды. Для этого необходима разработка современных способов очистки и обеззараживания воды в системах централизованного теплоснабжения [1].

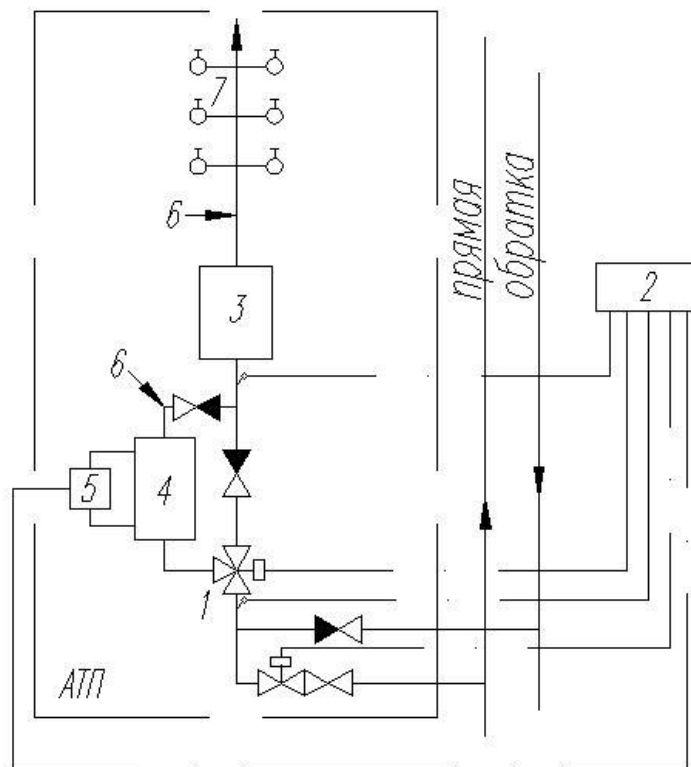


Рис. 1. Схема по обеззараживанию и очистке сетевой воды:

1 – регулирующий клапан с электроприводом; 2 – блок управления системой; 3 – бак-аккумулятор; 4 – разрядная камера; 5 – источник питания разрядной камерой; 6 – место установки фильтра; 7 – потребители горячей воды

В течение многих лет в России и за рубежом проводятся работы по обеззараживанию жидкостей, которые основаны на применении высоковольтных разрядов в жидкости. К таким способам очистки стоит отнести диафрагменный разряд (ДЭР), в канале которого происходят различные процессы, такие как, кавитация, образование перекиси водорода, диффузии ионов металла с поверхности электродов. А при совмещении ДЭР с применением цеолитсодержащих пород Забайкальских месторождений (имеющих огромные запасы >1600 млн. тонн и низкую стоимость < 8 руб. за кг.) повышается суммарное воздействие всего этого, что благоприятно влияет на очистку воды от патогенных микроорганизмов и при этом обработанная вода является раствором для обеззараживания.

Ряд экспериментов, проделанных в этом направлении говорит о том, что обработанная вода добавленная в нужном соотношении в зараженную может полностью обеззаразить весь поток.

Разработка малозатратной установки обеззараживания воды в открытых системах горячего водоснабжения у потребителей с использованием диафрагменного электрического разряда и применением цеолитсодержащих пород позволило бы убрать недостаток открытых систем.

Данная установка прошла лабораторные испытания и состоит в следующем: сетевая вода поступает к абонентским тепловым пунктам (АТП). Согласно СНиП [2], температура для централизованных систем горячего водоснабжения, присоединенных к открытым системам теплоснабжения должна составлять 60-75 °С. Поэтому сетевая вода в АТП проходит регулировку в регулирующем клапане 1 до необходимой температуры и далее идет двумя потоками. Первый поток большая часть направляется в бак-аккумулятор 3, второй поток идет в разрядную камеру 4 для обеззараживания и после нее поступает в фильтр 6 с цеолитсодержащими породами. В зависимости от условий работы и химического состава исходной воды фильтр может устанавливаться либо до бака, либо после. В опытах использовался природный цеолит Шивиртуйского месторождения фракция 1 – 3 мм, влажность до 16 %. После фильтра обеззараженный раствор направляется в бак-аккумулятор, где происходит последующая обработка всего потока воды для нужд ГВС. Из бака вода поступает к потребителям 7. Управлением системы регулирования занимается блок 2. Для контроля температуры воды установлено два датчика: перед регулирующим клапаном 1 и перед баком-аккумулятором 3.

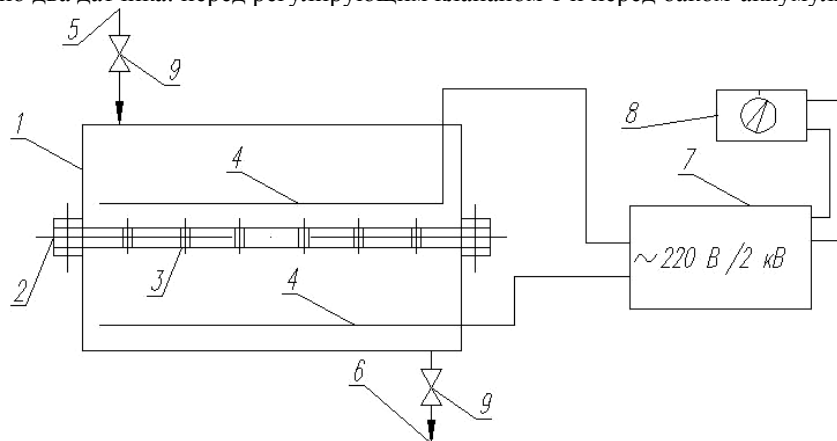


Рис. 2. Разрядная камера

1 – корпус разрядной камеры; 2 – диэлектрическая диафрагма; 3 – отверстия; 4 – медные электроды; 5 – входной патрубок; 6 – выходной патрубок; 7 – повышающий трансформатор; 8 – регулятор; 9 – регулировочные вентили.

Разрядная камера 1 представляет собой сосуд, разделенный по середине диафрагмой 2 с отверстиями 3 в ней. В каждой части сосуда находится по медному электроду 4. Вода для обработки 5 поступает в верхнюю область сосуда и через отверстия в диафрагме перетекает в нижнюю, где через патрубок 6 удаляется. В отверстиях диафрагмы между электродами создается ДЭР. Питание электродов происходит от сети переменного тока 220 В, 50 Гц с повышающим трансформатором 7 до напряжения 2 кВ и регулятором 8. На входе и выходе разрядной камеры установлено по вентилю 9 для регулировки расхода жидкости.

Степень обеззараживания воды определялась по пробам, отобраным после фильтра по обычным бактериологическим анализам, выполненными в лабораторном центре ФГУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Забайкальском крае».

Неоднократные исследования, выполненные на данной установке, позволили установить: зависимость бактерицидной активности от температуры воды. Данные эксперименты проводились при различном соотношении расходов между баком-аккумулятором и разрядной камерой. А также при различных режимных факторах. Анализ полученных данных свидетельствует о том, что с увеличением

температуры исходной воды обеззараживающая способность ионов меди и перекиси водорода увеличивается.

Очистка и обеззараживание вод горячего водоснабжения имеет свои особенности:

- резко выраженная часовая неравномерность поступающих вод;
- отсутствие потребления в ночные часы;
- температура воды горячего водоснабжения (60-75°C) близка к оптимальной для обеззараживания и как следствие повышается эффективность процессов;
- необходимость размещения установки обеззараживания и очистки в отапливаемых зданиях.

В настоящее время продолжают работы по изучению и исследованию влияния других факторов на обеззараживание сетевой воды для систем с открытым водоразбором.

Список литературы:

1. Батухтин А.Г., Петин В.В., Суворов И.Ф. Обеззараживание воды в системах централизованного теплоснабжения. Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2010. №1 С. 209-212.
2. Строительные нормы и правила. СНиП 2.04.01-85. Внутренний трубопровод и канализация зданий. М.: Госстрой России. 1998. 60с.

УДК 621.643.001:536.2

Анализ тепловых режимов теплопроводов с использование конвективно-кондуктивной модели теплопереноса

В.Ю. Половников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

polov@tpu.ru

Проведен численный анализ тепловых режимов теплопроводов на базе решения сопряженных задач теплопереноса в системе «подземный каналный однотрубный каналный теплопровод – окружающая среда». Показано, что учет конвективного движения воздуха в полости канала позволяет проводить детальный анализ тепловых режимов систем транспортировки тепла.

Введение.

В настоящее время проектирование и расчет тепловой защиты систем транспортировки тепла основаны на применении общих балансовых соотношений [1], не учитывающих многие особенности взаимодействия теплопроводов с окружающей средой и реальные механизмы теплообмена протекающие в рассматриваемых системах. Основная используемая на практике методика расчета тепловой изоляции трубопроводов тепловых сетей [1] не учитывает разнородность процессов теплообмена, наличие фазовых переходов, изменение условий эксплуатации и условий взаимодействия теплопроводов с окружающей средой.

Постановка задачи.

Рассматривается широко распространенная в РФ конфигурация теплотрубопровода подземной прокладки [1] – непроходной железобетонный канал и трубопровод, изолированный минеральной ватой и защитным покровным слоем (рис.).

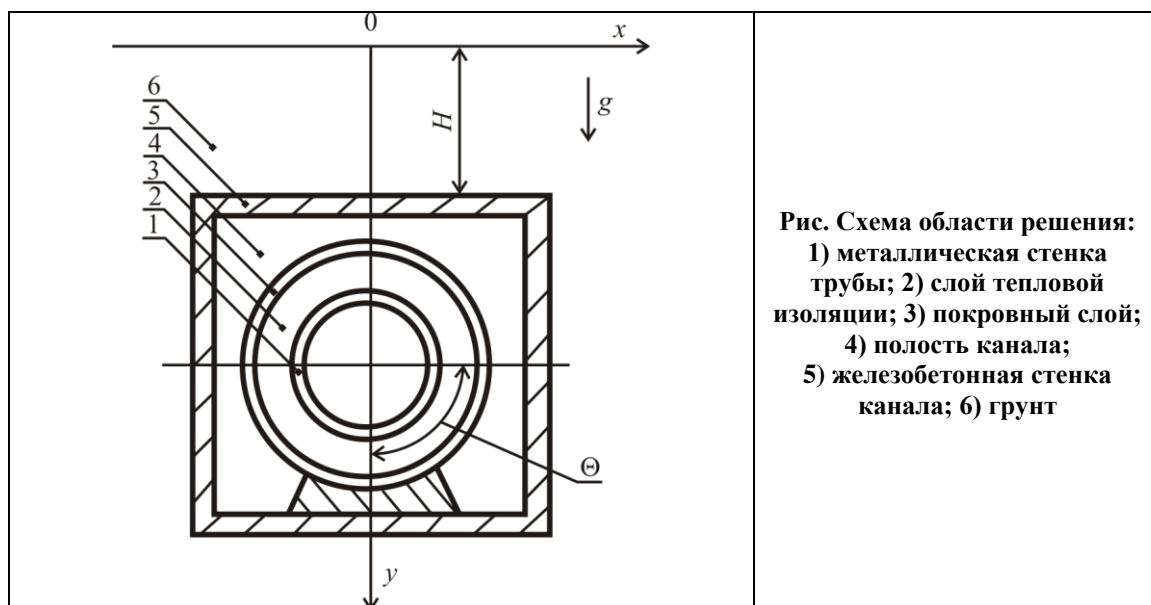


Рис. Схема области решения:
1) металлическая стенка трубы; 2) слой тепловой изоляции; 3) покровный слой; 4) полость канала; 5) железобетонная стенка канала; 6) грунт

Для рассматриваемой области (рис.) решается двумерная сопряженная стационарная задача конвективно-кондуктивного теплопереноса в системе «слой тепловой изоляции – покровный слой – полость канала – стенка канала теплопровода – грунт – окружающая среда».

В настоящее время при постановке таких задач [1, 2] из рассмотрения исключается теплоперенос в полости канала, а коэффициенты теплоотдачи к поверхностям в канальном пространстве определяются по рекомендациям [1] или с использованием многочисленных критериальных уравнений [3]. Но такое приближение не всегда является адекватным, потому что каждому из многочисленных возможных вариантов условий теплопереноса в полости канала теплопровода соответствует свое уравнение для определения коэффициента теплоотдачи. По этим причинам целесообразным является переход при анализе тепловых режимов систем транспортировки тепла к сопряженным постановкам задач [3].

Математическая модель.

В предлагаемой постановке процесс переноса тепла в рассматриваемой области решения (рис.) будет описываться следующей системой уравнений:

$$c\rho\left(w_x\frac{\partial T_4}{\partial x}+w_y\frac{\partial T_4}{\partial y}\right)=\lambda\left(\frac{\partial^2 T_4}{\partial x^2}+\frac{\partial^2 T_4}{\partial y^2}\right), \quad (1)$$

$$w_x\frac{\partial w_x}{\partial x}+w_y\frac{\partial w_x}{\partial y}=-\frac{1}{\rho}\frac{\partial p}{\partial x}+\nu\left(\frac{\partial^2 w_x}{\partial x^2}+\frac{\partial^2 w_x}{\partial y^2}\right), \quad (2)$$

$$w_x\frac{\partial w_y}{\partial x}+w_y\frac{\partial w_y}{\partial y}=-\frac{1}{\rho}\frac{\partial p}{\partial y}+\nu\left(\frac{\partial^2 w_y}{\partial x^2}+\frac{\partial^2 w_y}{\partial y^2}\right)+g\beta(T_4-T_7), \quad (3)$$

$$\frac{\partial w_x}{\partial x}+\frac{\partial w_y}{\partial y}=0, \quad (4)$$

$$\frac{\partial^2 T_i}{\partial x^2}+\frac{1}{x}\frac{\partial T_i}{\partial x}+\frac{1}{x^2}\frac{\partial^2 T_i}{\partial \Theta^2}=0, \quad i=2, 3, \quad (5)$$

$$\frac{\partial^2 T_i}{\partial x^2}+\frac{\partial^2 T_i}{\partial y^2}=0, \quad i=5, 6. \quad (6)$$

$$T_2 = \text{const}. \quad (7)$$

$$-\lambda_6\frac{\partial T_6}{\partial y}=\alpha(T_6-T_7). \quad (8)$$

$$\lambda_i\frac{\partial T_i}{\partial x}=\lambda_j\frac{\partial T_j}{\partial x}, \quad T_i=T_j, \quad i, j=2, 3, \dots, 6, i \neq j, \quad (9)$$

$$\lambda_i\frac{\partial T_i}{\partial y}=\lambda_j\frac{\partial T_j}{\partial y}, \quad T_i=T_j, \quad i, j=2, 3, \dots, 6, i \neq j. \quad (10)$$

$$\frac{\partial T_i}{\partial \Theta}=0, \quad i=2, 3. \quad (11)$$

$$\frac{\partial T_6}{\partial x}=0, \quad x \rightarrow \pm\infty, \quad \frac{\partial T_6}{\partial y}=0, \quad y \rightarrow -\infty. \quad (12)$$

$$w_x = w_y = 0. \quad (13)$$

Обозначения: T – температура, К; x, y, Θ – координаты; λ – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К); c – теплоемкость, Дж/(кг·К); ρ – плотность, кг/м³; p – давление, Па; w_x, w_y – составляющие скорости в проекции на оси координат, м/с; ν – кинематическая вязкость, м²/с; g – ускорение силы тяжести, м/с²; β – коэффициент температурного расширения, К⁻¹; α – коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·К); 1–6 – номера областей (рис.); 7 – окружающая среда.

Метод решения и исходные данные.

Рассматриваемая задача (1)–(13) решена методом конечных элементов с использованием аппроксимации Галеркина. Исследования проводились на неравномерной конечно-элементной сетке, имеющей 30056 узлов и состоящей из 7880 элементов.

Исследования проводились для трубопровода с диаметром условного прохода 600 мм, изолированного минеральной ватой (толщина 70 мм) [1]. Покровный слой – песчанно-цементная штукатурка по каркасу из металлической сетки толщиной 20 мм [1]. Рассматривался типичный для

тепловых сетей РФ сборный одноячейковый железобетонный канал марки КЛс210-120 с толщиной стенок 135 мм. Полость канала занимал воздух с относительной влажностью $\varphi=50\dots 100\%$. Расстояние от поверхности грунта до верхней части канала составляло $H=1$ м (рис.). Температура внутренней поверхности слоя тепловой изоляции равнялась $T_2=363,15$ К и соответствовала среднегодовой температуре теплоносителя в подающих трубопроводах водяных тепловых сетей при их работе по одному из основных температурных графиков – 150/70 °С. Температура окружающей среды принималась равной средней температуре воздуха за отопительный период – $T_7=263,05$ К (г. Хабаровск), 264,35 К (г. Томск) 269,95 К (г. Москва). Коэффициент теплоотдачи от грунта к окружающей среде во всех вариантах численного анализа принимался равным $\alpha=15$ Вт/(м²·К).

Результаты численного моделирования.

Основные результаты численного моделирования приведены в таблице. Обоснованность и достоверность результатов исследований следует из проведенных проверок используемых методов на сходимость и устойчивость решений на множестве сеток, выполнения условий баланса энергии на границах области расчета, а также подтверждается сравнением полученных результатов с известными данными других авторов [2]. Относительная погрешность расчетов δ (табл.) во всех вариантах численного анализа не превышала 0,5 %, что можно считать приемлемым при проведении исследований тепловых режимов систем транспортировки тепла.

Таблица. Результаты численного исследования тепловых потерь теплопровода

$T_7, \text{ К}$	$\varphi, \%$	$q_L, \text{ Вт/м}$	$\delta, \%$	$q_L^{\text{сп}}, \text{ Вт/м}$
263,05	50	131,68	0,4	127,55
	75	132,21	0,4	
	100	132,43	0,3	
264,35	50	129,92	0,5	125,90
	75	130,52	0,5	
	100	130,71	0,3	
269,95	50	122,45	0,4	118,76
	75	123,07	0,3	
	100	123,25	0,2	

Следует подчеркнуть, что результаты численного решения сформулированной выше задачи показали целесообразность перехода к сопряженным [3] постановкам при анализе тепловых режимов теплопроводов. Результаты численных экспериментов, приведенные в табл., позволяют сделать вывод об ожидаемом снижении тепловых потерь q_L теплопровода при соответствующем росте температуры окружающей среды T_7 . Возрастание относительной влажности воздуха в канале φ также приводит к соответствующему незначительному росту тепловых потерь, вследствие увеличения эффективных теплофизических характеристик влажного воздуха.

Так же были выполнены расчеты тепловых потерь $q_L^{\text{сп}}$ с использованием действующих правил по проектированию тепловой защиты трубопроводов тепловых сетей [1] для конфигурации теплопровода соответствующей рассматриваемой системе (рис.).

Сопоставление результатов численного анализа тепловых потерь q_L с результатами расчетов $q_L^{\text{сп}}$, произведенных по нормативной методике [1], свидетельствует о том, что расхождение в результатах (табл.) составляет величину до 4 % в зависимости от характеристик рассматриваемой системы, что в целом подтверждает адекватность предлагаемой в данной работе математической модели.

Заключение.

Проведен анализ тепловых режимов теплопровода в зависимости от температуры окружающей среды.

Установлены значения основных характеристик рассматриваемой системы, показаны адекватность и возможность применения предложенной модели при анализе тепловых режимов систем транспортировки тепла.

Работа выполнена в рамках ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 гг. (ГК № П1445 от 03.09.09) и при частичной поддержке РФФИ (грант № 08-08-00143-а).

Список литературы:

1. СП 41-103-2000. Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов. – М.: Госстрой России, 2001. – 42 с.
2. Иванов В.В., Василенко В.В., Черныш С.В. К оценке тепловых потерь подземных теплотрасс // Известия вузов. Строительство. – 2000. – № 1. – С. 66–69.
3. Лыков А.В. Тепломассообмен: Справочник. – М.: Энергия, 1978. – 479 с.

Проблемы повышения надёжности работы турбоустановок**В.В. Литвак, Л.В. Савостьянова***Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**savost@tpu.ru*

Рассмотрены различные подходы к продлению ресурса оборудования разных энергоустановок как к этапу технического перевооружения энергетики.

По результатам многолетнего комплексного исследования закономерностей деградации структуры и свойств применяемых материалов, анализа данных об износе и повреждаемости элементов оборудования при наработках до 300 тыс.ч и более, причинах их аварийных разрушений прогнозируется, что индивидуальный ресурс энергоустановок составит в среднем не менее 1,35-1,5 паркового ресурса. Это консервативная оценка. Вероятнее всего срок надежной эксплуатации большей части оборудования превысит эти значения. Но для макрооценок планируемых на перспективу затрат для отрасли такая оценка представляется правильной.

Следует иметь в виду, что в пределах индивидуального ресурса затраты на продление срока эксплуатации оборудования увеличиваются сравнительно мало. Потребуется некоторые затраты на диагностику оборудования, отработавшего парковый ресурс, и замену некоторых элементов, не обеспечивающих в достаточной степени требования эксплуатационной надежности. Экономические отделы Электростанций прогнозируют, что эти затраты не превысят 10-20% стоимости нового оборудования. За пределами индивидуального ресурса затраты, связанные с поддержанием работоспособности тепломеханического оборудования, будут возрастать ускоренными темпами. Сначала будут увеличиваться затраты, связанные с контролем металла, а затем – и с ремонтом или заменой изношенных деталей.

Применением специальных ремонтно-восстановительных или технологических операций можно увеличить физические возможности металла ответственных узлов. Достаточно хорошо исследованы и уже широко внедряются в энергетике такие мероприятия, как восстановительная термическая обработка деталей, работающих в условиях ползучести, периодическое снятие поврежденного поверхностного слоя металла в зонах концентрации напряжений, ремонт изношенных деталей с применением сварочных технологий, защитных покрытий. С помощью этих операций можно относительно недорого продлить до широкомасштабного перевооружения электростанции срок службы отдельных быстро изнашиваемых деталей.

Если не рассматривать другие аспекты, то продление срока эксплуатации энергоустановки в целом может осуществляться до бесконечности. Замена изношенных деталей новыми также может служить мероприятием по продлению ресурса оборудования.

Однако этот путь имеет существенные недостатки. Такой способ реновации фактически закладывает отставание в развитии отрасли: оборудование морально устаревает, увеличиваются расходы на его обслуживание и ремонты, не используются представляемые применением новых технологий и оборудования возможности снижения затрат на топливо и сокращения обслуживающего и ремонтного персонала. Чем позднее начнется техническое перевооружение отрасли, тем дороже оно обойдется. Понимая все это, следует разумно увязывать продление ресурса оборудования с техническим перевооружением ТЭС.

Целесообразен дифференцированный подход к продлению ресурса оборудования разных энергоустановок как к этапу технического перевооружения энергетики.

Предлагается рассматривать три группы оборудования:

Группа А (энергоблоки мощностью 500, 800 и 1200 МВт).

В значительной степени возможность увеличения паркового ресурса по сравнению с проектным более чем в 2 раза для энергоблоков мощностью 300 МВт и менее была связана с директивным снижением в начале 70-х годов расчетной температуры свежего пара и пара горячего промперегрева с 565 до 545 °С. Энергоблоки мощностью 500-1200 МВт изначально проектировались на ресурс 100 тыс.ч при температуре пара 545 °С. При проектировании использовались уточненные методы расчета на прочность и новые знания о поведении сталей в процессе их длительной эксплуатации. Из-за отсутствия запасов парковый ресурс для этих энергоблоков оказался близким к проектному. Несмотря на более молодой возраст, из-за повышенных напряжений оборудование блоков 500, 800 и 1200 МВт изнашивается быстрее, чем энергоустановок группы В.

Группа В (энергоустановки мощностью до 300 МВт включительно, эксплуатирующиеся при параметрах пара 13-24 МПа, 540-560 °С).

Опыт продления ресурса ответственных элементов энергоустановок этой группы позволяет прогнозировать срок их надежной эксплуатации без существенного увеличения затрат на диагностику и

замену изношенных узлов в среднем примерно до 300 тыс.ч. После этого следует ожидать потерю работоспособности и необходимость замены дорогостоящих узлов и деталей.

Группа С (энергоустановки, эксплуатирующиеся при параметрах пара 9 МПа и ниже и 510 °С и ниже).

Энергоустановки этой группы, особенно на ГРЭС, морально устарели уже давно. Внедрение на них специальных технических решений, направленных на продление ресурса, нецелесообразно. Их следует выводить из эксплуатации при наработках более 400 тыс.ч. До истечения этого срока значительных затрат на поддержание их работоспособности не потребуется.

При острой необходимости в тепловой нагрузке можно рассматривать преобразование ТЭЦ, на которых установлено это оборудование, в котельные, чтобы потребность в электроэнергии покрывали более экономичные энергоустановки.

В зависимости от местных потребностей или условий возможны, конечно, варианты сооружения на площадках этих ТЭС ПГУ, в которых в принципе может использоваться часть имеющегося оборудования.

При выводе из эксплуатации данного оборудования потребуется его замещение современным на той же площадке или строительство новой электростанции.

Учитывая возрастающие темпы потребления электрической и тепловой энергии, кроме технического перевооружения и замещения установленной мощности, потребуется ее расширение и строительство новых ТЭС.

Во всех случаях выбор пути технического перевооружения электростанций должен опираться на результаты обследования ее состояния, технико-экономическое обоснование, учитывающее социальные и природоохранные аспекты. Обследование должно распространяться не только на теплосиловое оборудование, но также и на здания, строительные конструкции, вспомогательное оборудование, электрическую часть, КИП, автоматику и др.

Технико-экономическое обоснование перевооружения должно ориентироваться на минимум затрат за новый срок службы. Обязательно рассматривать в нем конкурентоспособность на рынке электроэнергии и тепла и использование новейших технологий.

Подготовку к техническому перевооружению электростанций следует начинать заблаговременно. Расширенное обследование и техническое диагностирование теплосилового оборудования ТЭС, как правило, приурочивается к выработке паркового ресурса турбины. К этому времени уместно подготовить технические решения по перевооружению энергопредприятия. По результатам обследования, определившись с окончательным вариантом перевооружения и сроками его возможной реализации, можно будет разрабатывать мероприятия по обеспечению надежной эксплуатации оборудования до достижения этих сроков. В большинстве случаев весь комплекс подготовительных работ можно будет провести в течение времени выработки индивидуального ресурса оборудования.

Можно было бы рассматривать как способ увеличения ресурса оборудования снижение параметров пара. Но снижение параметров пара на время выработки индивидуального ресурса как стратегическое решение считаем неверным. Оно нанесет экономический ущерб всему народному хозяйству страны. Будут снижены КПД и мощность энергоустановок. Скорее всего, эти убытки будут внесены в тариф. Срок исчерпания индивидуального ресурса отодвинется на несколько лет, что будет способствовать дальнейшей деградации энергомашиностроительных заводов и расслаблению энергетиков. К исчерпанию нового срока ситуация радикальным образом не изменится и полученный выигрыш во времени не будет должным образом использован. Снижение параметров пара может быть применено как крайняя мера в каком-то конкретном случае, когда для обеспечения надежной эксплуатации оборудования потребуется замена изношенных деталей, а их приобретение задерживается, или срок восстановительного ремонта энергоустановки по каким-то соображениям надо сместить.

В действующий СТОИР (система технического обслуживания и ремонта) был установлен единый критерий вывода энергоблоков в плановый ремонт, определяемый структурой ремонтного цикла. В соответствии с этим критерием периодичность капитальных и средних ремонтов регламентирована и исчисляется в календарных годах. Что позволило осуществлять долгосрочное планирование ремонтов, выработки электроэнергии, а также прогнозировать материальные, финансовые и трудовые затраты. На основании жесткой структуры ремонтных циклов осуществлялось и ежегодное планирование капитальных, средних и текущих ремонтов энергооборудования с четким контролем исполнения ввода и вывода оборудования в ремонты.

Таким образом, созданная более 20 лет назад система планово-предупредительного ремонта энергооборудования была сформирована для условий жесткого централизованного планирования и управления, а ее выбор был обусловлен необходимостью обеспечения надежной эксплуатации оборудования в условиях минимального резерва энерго мощностей, определяемого отставанием развития электроэнергетики от потребностей народного хозяйства.

Начиная с 1992 г. в России происходил спад промышленного производства, который объективно обусловил снижение энергопотребления и соответствующий рост резервов генерирующих мощностей. Это проявлялось, прежде всего, в сокращении ежегодной наработки оборудования и увеличение его простоя в резерве.

Использование в этих условиях СТОИР с регламентированным по календарной продолжительности ремонтным циклом ограничило эффективность эксплуатации оборудования, что привело к увеличению ремонтной составляющей в себестоимости электрической энергии.

Поэтому действующая СТОИР стала неадекватной новым условиям функционирования энергетической отрасли и эксплуатации энергооборудования и вошла в противоречие с экономическими интересами производственно-хозяйственной деятельности электростанций и энергообъединений.

Радикальным способом разрешения указанных выше противоречий должно стать внедрение в практику работы электростанций новой СТОИР, в основу которой положен ремонтный цикл, определяемый назначенным межремонтным ресурсом энергоблока.

Назначенный межремонтный ресурс энергоблока в соответствии с ГОСТ 27.002-89 представляет суммарную наработку энергоблока между капитальными ремонтами, при достижении которой энергоблок должен быть выведен в капитальный ремонт.

Принципиальное отличие такого ремонтного цикла заключается в том, что критерием необходимости проведения капитального ремонта является исчерпанный межремонтный ресурс, а не регламентированная календарная продолжительность эксплуатации. В новых условиях календарная продолжительность ремонтного цикла является величиной переменной и зависит от наработки энергоблока.

За величину назначенного межремонтного ресурса принимается значение наработки между капитальными ремонтами, достигнутое в реальных условиях эксплуатации энергоблоков в 80-х годах. Правильность такого выбора подтверждаются статистическими данными о максимальной наработке энергоблоков в этот период и о достаточно высоком уровне надежности и эффективности эксплуатации.

Проведение научно-исследовательской работы в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009 – 2013 годы.

Список литературы:

1. Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы. / Ковалев Г. Ф., Сеннова Е. В., Чельцов М. Б. и др. / Под ред. Воропая Н.И. – Новосибирск, Наука, СП РАН, 1999. -434 с.
2. Розанов М. Н. Надежность электроэнергетических систем, 2 из-е - М.: Энергоатомиздат. 1984. -200с.
3. Надежность систем энергетики. Терминология. Выпуск 95. –М.: Наука, 1980. -43 с.
4. ГОСТ 15467-79 Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения.
5. ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения.
6. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во 2007. – 251 с.
7. РД 34.20.601-96 Методические указания по совершенствованию системы технического обслуживания и ремонта энергоблоков и энергоустановок на основе ремонтного цикла с назначенным межремонтным ресурсом. Минтопэнерго РФ. - М: 1996.- 10 с.
8. РД 10-577-03 Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций.
9. СО 34.04.181 – 2003 Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей. – М: 2004. 446 с.
10. Беляев С.А., Литвак В. В., Солод С. С. Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС: Учебное пособие - Томск: изд-во НТЛ, 2008.- 194с

УДК 621.396.218:004.94

Разработка программы визуального моделирования тепловых схем паротурбинных установок

Д.К. Смирнов, Н.Н. Галаилов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

gal@tpu.ru

Показана возможность разработки программы визуального моделирования тепловых схем ПТУ на основе объектного подхода. Установлено, что с помощью обратной польской нотации математическая модель системы может быть собрана и рассчитана на основе математических моделей отдельных элементов и связей тепловой схемы. Схему ПТУ, ее элементы и их систему уравнений в любой момент можно изменять и корректировать.

Паротурбинные установки представляют сложные технические системы, состоящие из сотен элементов оборудования, трубопроводов и валопроводов, поэтому их оптимальное проектирование –

сложный и трудоемкий процесс, который невозможно выполнить без применения компьютера и специальных методов математического моделирования.

Актуальность этой проблемы выражена в большом количестве публикаций по вопросам моделирования ПТУ, главной из которых, несомненно, является монография [1], где отражены все основные вопросы моделирования ПТУ. Существенный вклад в теорию моделирования и расчета тепловых схем на ЭВМ внесли также работы [2–4]. Необходимо отметить, что все эти работы были выполнены без применения объектного подхода (ОП), который позволяет значительно усовершенствовать и упростить процессы моделирования.

Объектный подход предоставляет следующие важные преимущества: возможность сборки системы из готовых повторно используемых компонент; возможность накапливать теоретические и опытные знания в виде библиотек классов на основе механизма наследования; простоту внесения изменений в проекты за счет использования свойств наследования и полиморфизма.

Основные идеи ОП [5] - это возможность декомпозиции системы на множество отдельных классов, каждый из которых может быть размножен на любое количество экземпляров (*объектов*), имеющих свои особенности. Объекты, соединенные связями описывают структуру системы.

Класс характеризует абстрактные свойства и методы, а *объект*, являясь экземпляром класса, имеет конкретные значения свойств (параметры) и методы их обработки (процедуры и функции).

Тепловая схема паротурбинной установки ТЭС и АЭС может быть смоделирована на основе двух базовых классов – элемента и связи. Элементы – это оборудование, коллекторы и арматура. Связи – это трубопроводы, соединяющие оборудование, и валопроводы, передающие мощность между цилиндрами турбины и от турбины к генератору, а также от электро- или турбопривода к насосам или другим механизмам собственных нужд электростанции.

Математическая модель паротурбинной установки характеризуется системой балансовых уравнений [1], характеризующих процессы в элементах и связях установки.

В существующих программах моделирования тепловых схем энергоустановок жестко определяется набор оборудования, на основе которого будет моделироваться схема, и для каждого вида оборудования составляется своя система уравнений, которую можно изменить только в результате изменения кода основной программы.

В данной работе предлагается элементы и связи и их систему уравнений создавать непосредственно в процессе разработки модели тепловой схемы без изменения кода программы моделирования. Для этого в классах элементов и связей в качестве одного из атрибутов введено текстовое поле, в которое в процессе работы программы разработчик модели может записывать необходимые для данного объекта схемы системы уравнений в виде текстовой информации. Эта текстовая информация с помощью встроенного в программу транслятора на основе обратной польской нотации [6] преобразуется в исполняемый код, что позволяет в любой момент работы программы моделирования изменять систему уравнений расчета любых элементов и связей.

Для объединения элементов и связей в единую схему в их классы введены поля, содержащие указатели на объекты, связанные с данным объектом.

Для взаимодействия с объектами в процессе проектирования или расчета схемы в поля классов введены методы взаимодействия, которые по однократному или двукратному щелчку кнопок мыши позволяют выполнять необходимые действия.

Программа моделирования тепловых схем паротурбинных установок написана на объектно-ориентированном языке программирования Delphi и состоит из ряда форм, предназначенных для выполнения определенных задач.

Главная форма программы содержит следующие области: рабочая область – на ней из элементов и связей проектируется тепловая схема; главное меню – позволяет выполнять различные операции с документами, настраивать внешний вид программы и т.д.; панели инструментов – содержат набор кнопок, дублирующих некоторые команды главного меню; палитра связей – позволяет выбрать и нарисовать паропровод, водопровод или механическую связь; палитра элементов – отображает графические изображения элементов, из которых можно собирать схему; инспектор объектов – отображает свойства выбранного объекта и позволяет их изменять; строка состояния – в ней отображаются сведения о выделенной команде или выполняемой операции.

Для разработки новой схемы щелкаем левой кнопкой мыши на кнопке панели инструментов «Создать», при этом открывается окно с выбором формата листа от А0 до А5 – выбираем необходимый, после чего в рабочей области появляется изображение листа с сеткой. Если границы листа больше границ рабочей области, то появляются полосы скроллинга. Из палитры элементов выбираем необходимое оборудование и размещаем в рабочей области. Между оборудованием проводим необходимые связи. Для этого подводим курсор к элементу, из которого выходит связь, на границе элемента курсор приобретает форму креста, нажимаем левую кнопку мыши и проводим линию связи к элементу, в который она входит, на этом элементе щелкаем левой кнопкой мыши. При этом в полях

элементов и связи устанавливаются указатели на связываемые объекты. Двойным щелчком на линии связи можно установить точки излома и, перемещая их, установить необходимую конфигурацию линии связи.

При однократном щелчке левой кнопкой мыши на элементе или связи открывается инспектор объекта, в котором можно изменять параметры элемента или связи. При однократном щелчке правой кнопкой мыши на элементе или связи появляется всплывающее меню, с помощью которого можно открыть текстовый графический редактор для ввода или корректировки системы уравнений математической модели.

Разработанную схему можно в разделе меню «Файл» «Сохранить в базу», задав имя, сохранить в базу данных. Из базы данных в разделе меню «Файл» «Открыть из базы» схема может быть считана в программу для расчета или корректировки.

На рис.1 показан процесс создания или корректировки элемента схемы.

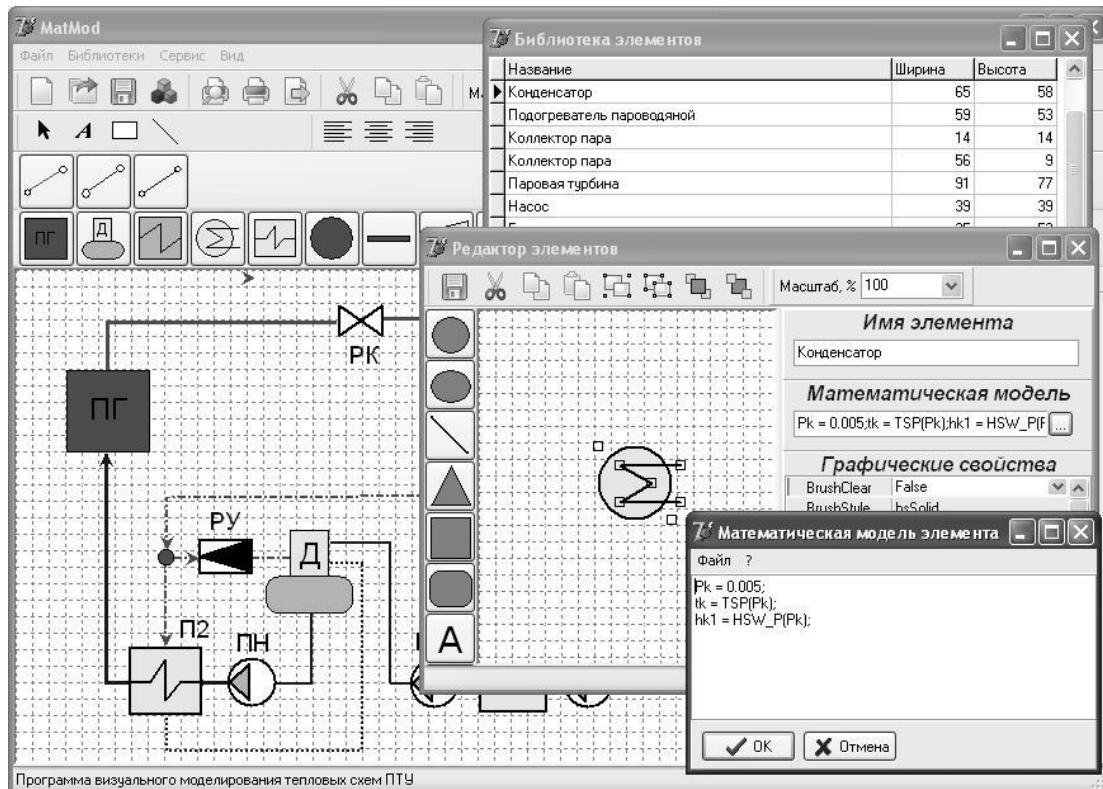


Рис. 1. Формы разработки элемента

На главной форме входим в меню «Библиотеки» и щелкаем левой кнопкой мыши на строке «Элементы», открывается форма с базой данных «Библиотека элементов», где в строках указаны имена существующих элементов. Щелчком правой кнопкой мыши на форме базы открывается меню с разделами «Добавить», «Редактировать», «Удалить», «Очистить» с помощью которых можно добавить в базу новый элемент, изменить или удалить существующий или удалить из базы все элементы. Для создания нового элемента щелкаем левой кнопкой мыши на разделе «Добавить», открывается форма «Редактор элементов», в которой с помощью примитивов можно создать графическое изображение элемента; ввести его имя; в инспекторе свойств установить графические свойства для каждого примитива; щелчком левой кнопкой мыши на кнопке с тремя точками открыть форму с редактором для ввода системы уравнений математической модели элемента. После сохранения и закрытия формы «Редактор элементов» имя элемента появится в строке базы «Библиотека элементов», после выхода из базы в палитре элементов главной формы появится кнопка с изображением элемента.

Подобным образом в разделе меню «Библиотеки» по строке «Связи» в базе данных создаются или корректируются связи.

Расчет схемы производится по меню «Сервис» строка «Модель системы». При этом открывается форма «Математическая модель системы» (рис.2) в которой отображается система уравнений схемы, собранная из математических моделей всех элементов и связей. Наличие ошибок в системе уравнений можно определить щелчком левой кнопки мыши по кнопке «Т» на форме. При отсутствии ошибок щелчком левой кнопки мыши по кнопке с галочкой производится расчет системы уравнений.

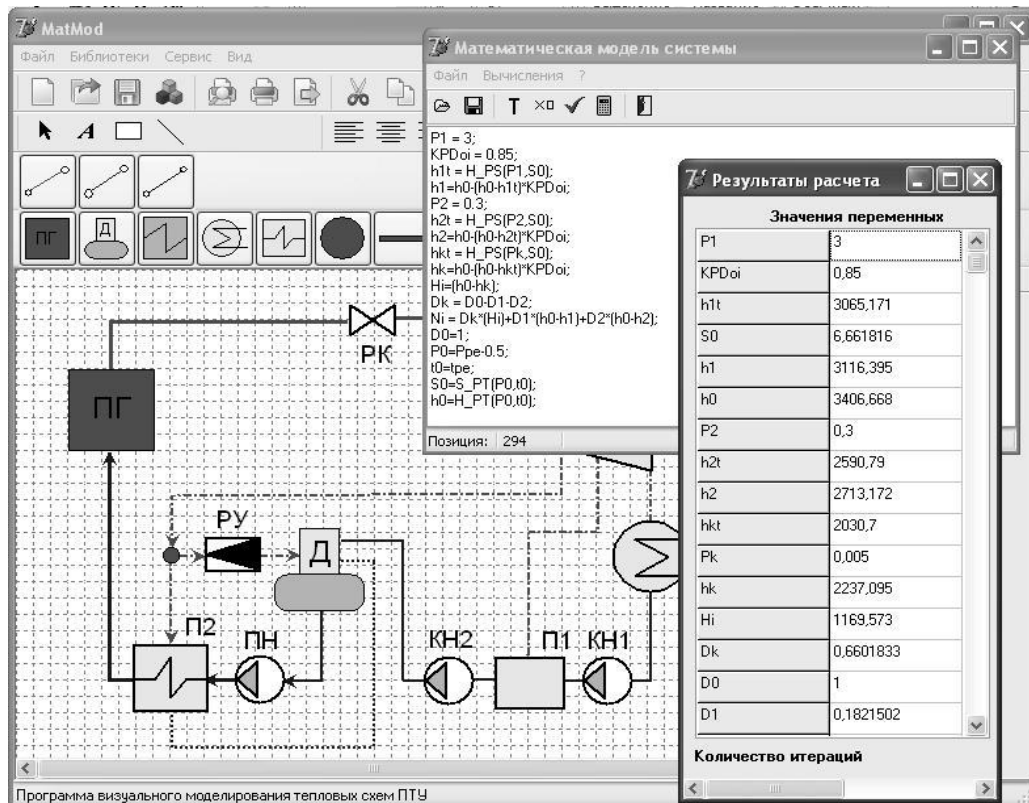


Рис. 2. Формы математической модели и результатов расчета схемы

Расчет системы уравнений производится итерационным путем с помощью модифицированного метода Ньютона. На каждой итерации определяются невязки значений параметра на данной и предыдущей итерации, если для всех параметров невязки становятся меньше заданной величины, то расчет заканчивается. Результаты расчета всех параметров модели выводятся на форму результатов в виде таблицы (рис.2).

Список литературы:

1. Попырин Л.С. Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок. – М.: Энергия, 1978. – 416 с.
2. Зорин В.М., Бисярин А.Н. Универсальная математическая модель для расчета тепловых схем АЭС и АТЭС. // Труды Московского энергетического института. – 1980. – Вып. 474, – С. 148–161.
3. Вульман Ф.А., Корягин А.В., Кривошей М.З. Математическое моделирование тепловых схем паротурбинных установок на ЭВМ. – М.: Машиностроение, 1985. – 112 с.
4. Боровков В.М., Казаров С.А., Кутахов А.Г., Романов С.Н. Автоматизированное проектирование тепловых схем и расчет переменных режимов ПТУ ТЭС и АЭС // Теплоэнергетика. – 1993. – №3. – С. 5–9.
5. Гради Буч. Объектный анализ и программирование с примерами приложений на C++. Второе издание. Перевод с английского под редакцией И. Романовского и Ф. Андреева. – М.: «Издательство Бинум», СПб: «Невский диалект», 1998. – 560 с.
6. <http://base.vingrad.ru/view/3030-Obpatnaya-polskaya-notatsiya>.

Комплексный подход к проблеме идентификации локальных аномалий в корпусе вращающейся печи

М.С. Суханов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

sukhanov@mail.tomsknet.ru

Введение

Процесс производства цемента на вращающейся печи является весьма энергоемким и сложным технологическим процессом. Его ресурсосберегающие и экологические показатели, а также безопасность сильно зависят от оптимальности температурных режимов во всех зонах печи. При ведении процессов

при повышенной температуре помимо прямого увеличения энергопотребления печи ухудшается качество конечного продукта и возможно возникновение аварийных ситуаций, неблагоприятно влияющих на окружающую среду, – а при пониженной температуре происходит резкое ухудшение качества цемента, что, в конечном итоге, тоже является пустым растранижением энергетических и сырьевых ресурсов. Кроме поддержания оптимальных температурных режимов печи необходимо контролировать возникновение и развитие локальных аномалий в её корпусе. Эти аномалии (выбоины во внутренней футеровке, выпадение кирпичей, прожигание корпуса, образование настывлей внутри печи и др.) также могут влиять на энергопотребление и безопасность печи. Для поддержания оптимальных тепловых режимов печи и идентификации локальных аномалий её корпуса применяют тепловой неразрушающий контроль с использованием инфракрасных термографических систем (пирометров, линейных сканеров, тепловизоров и цифровые методы обработки полученных сигналов.

Методы обработки термографической информации.

Для обработки информации, полученной с использованием инфракрасных термографических систем применяют методы:

- идентификации аномалий по амплитуде температуры внешней поверхности [1];
- определения границ аномалий по максимуму градиента температуры внешней поверхности [2];
- определения внутренней границы корпуса печи с помощью решения одномерной обратной статической задачи теплопроводности [3], либо с помощью решения обратной динамической задачи [3].

Каждый из перечисленных методов обладает как достоинствами, так и недостатками. Так, идентификация аномалий по величине температуры внешней поверхности позволяет обнаружить опасные дефекты при стационарном протекании тепловых процессов печи. Для примера рассмотрим термограммы наружной поверхности цементной печи № 6 Искитимского цементного завода, полученные в течение суток 30 октября 2008 г. (рис.1).

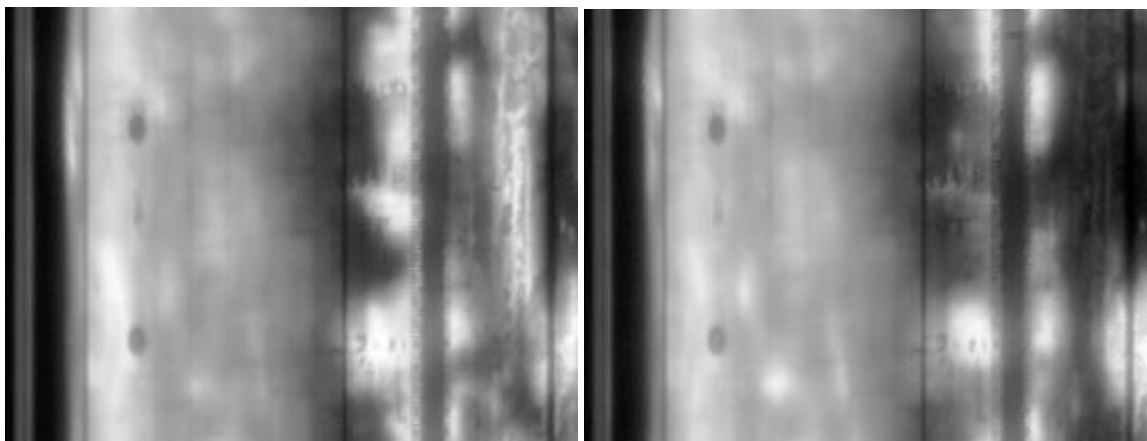


Рис. 1. Термограммы наружной поверхности печи в течение периода наблюдения (промежуток времени между термограммами 24 часа)

Распределение температур показано в палитре «Grey», широко применяемой в термографических исследованиях. Белому цвету палитры соответствует в данном случае 340 °С, а черному 100 °С. Простым визуальным обзором этих картинок трудно определить, где идет развитие аномалии. Яркие пятна на распределениях указывают на максимально нагретые области, температура в которых близка к предельно допустимой. Вместе с тем, расположение пятен в течение суток изменилось несущественно, что указывает на то, что развития опасных аномалий вроде бы не происходит (хотя это может и не так).

Для точного определения границ дефектов используют метод градиента сигнала [2]. При этом, распределение градиента на поверхности печи отчетливо показывает границы опасных зон (видны светлые кольца). Вместе с тем, нет информации о развитии ситуации во времени, которая важна для обнаружения образующихся дефектов.

Анализ изменений температуры во времени после скола внутренней обмазки с помощью имитационной модели тепловых процессов цементной печи [3] показывает, что увеличение температуры внешней поверхности в зоне скола через три часа после его возникновения составляет всего 30° при начальной температуре 290 °С. При этом говорить уверенно об аномалии пока рано. Скол глубиной 20 см уверенно идентифицируется только через 10 часов. Кроме того, необходимо еще и решить задачу о локализации этого скола, что требует просмотреть динамику изменения температуры во всех точках термограммы.

Решение обратных статической и динамической задач теплопроводности [3] позволяет оперативно (3–5 ч) определять начало развития дефекта внутренней поверхности, но требует применения сложной математической модели тепловых процессов печи.

Таким образом, идентификация образующихся локальных аномалий корпуса вращающейся печи представляет пока не до конца решенную проблему. В этой связи можно вспомнить о давно и хорошо известном методе преобразования Фурье [4]. Возможности метода преобразования Фурье исследовались на имитационной модели тепловых процессов цементной печи [3] (рис.2), а также на вышеупомянутых экспериментальных данных (рис.3).

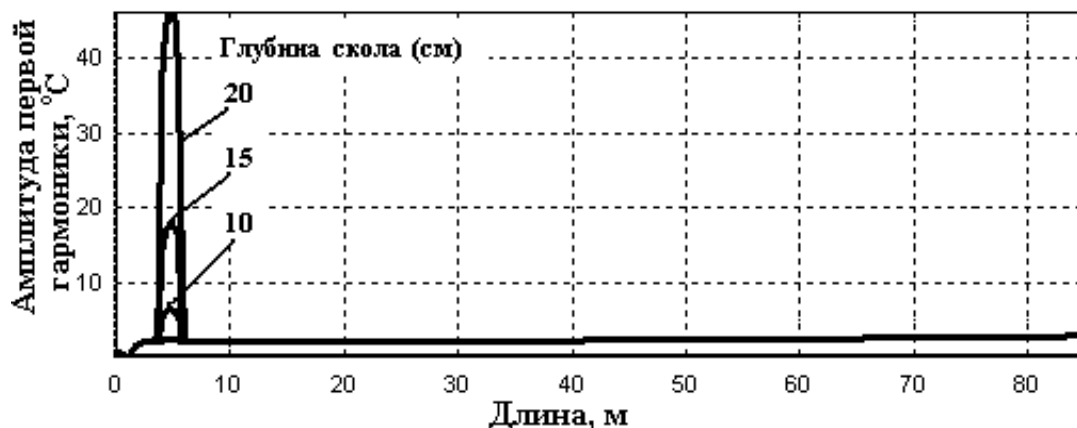


Рис. 2. Распределения амплитуды первой гармоники преобразования Фурье вдоль корпуса печи через полтора часа после скола обмазки

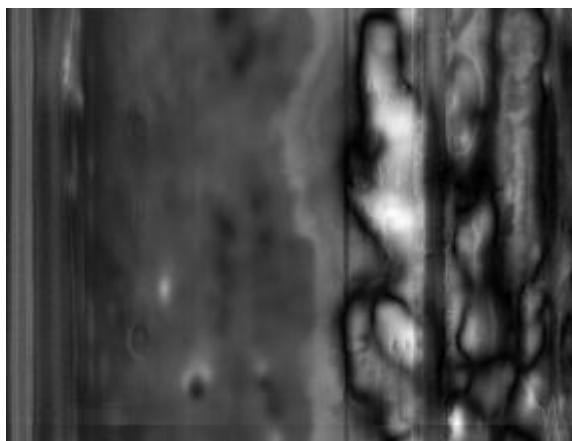


Рис. 3. Распределение первой гармоники преобразования Фурье в конце суток наблюдения (длительность временного окна – 12 ч)

На рис. 3 отчетливо видны три ярких пятна, которые указывают на расположение предполагаемых аномалий. Детальный анализ в точке предполагаемой аномалии показывает уменьшение температуры на 100° в течение 16-ти часов.

Таким образом, применение метода преобразования Фурье в данном случае позволило гораздо оперативнее по сравнению с другими, упомянутыми во введении методами, обнаружить опасные аномалии корпуса печи.

Комплексный подход к идентификации дефектов внутренней поверхности.

Несмотря на то, что каждый из рассмотренных методов имеет свои достоинства и недостатки, все они, вместе взятые, обладают необходимой полнотой для обнаружения аномалий внутренней поверхности печи, как стационарных, так и динамически развивающихся. На наш взгляд, последовательность действий при обнаружении дефектов должна быть следующей:

1. С помощью метода идентификации аномалий по амплитуде температурного отклика определить стационарные энергонапряженные зоны.
2. С помощью метода идентификации аномалий по градиенту температурного отклика определить их поперечные размеры.
3. С помощью метода обратной статической задачи теплопроводности определить глубину дефектных зон, уточняя ее с помощью информации о поперечных размерах.

4. С помощью метода преобразования Фурье определить наиболее опасные с точки зрения динамического развития зоны.

5. Определить внутренний радиус печи в данных зонах с помощью решения одномерной обратной динамической задачи теплопроводности.

6. Проверить изменение температуры внешней поверхности печи в точках, выявленных с помощью метода преобразования Фурье.

Выводы.

Метода анализа термографической информации в полной мере удовлетворяющего потребности операторов и технологов вращающихся печей пока не найдено.

Предложенное комплексное применение четырех вышерассмотренных методов обладает необходимой полнотой для обнаружения всех аномалий внутренней поверхности печи, как стационарных, так и динамически развивающихся.

Следует больше внимания уделить применению метода преобразования Фурье для обнаружения аномалий в корпусе печи, что позволяет более оперативно по сравнению с другими методами идентифицировать опасные изменения внутренней поверхности печи (сколы обмазки, выпадение кирпичей футеровки).

Список литературы:

1. Торгунаков В.Г., Суханов М.С., Яманаев М.С., Чигарев С.Т. Идентификация дефектов внутренней поверхности цементной печи // Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Т. 305. – № 5. – С. 179–184.
2. Вавилов В.П., Ширяев В.В. Способ определения поперечных размеров внутренних дефектов при тепловом методе контроля. // Дефектоскопия. – 1979. – № 11. – С. 101–103.
3. Torgunakov V.G., Sukhanov M.S., Vavilov V.P. Identifying hidden defects in thermal insulation of revolving kilns by IR thermography. Proc. SPIE “Thermosense-XXIX”, vol. 6541, april 2007, Orlando, Florida USA. pp.131-143.
4. Лайонс. Цифровая обработка сигналов. – М.: Бином, 2007. –652 с.

УДК 621.311

Улучшение точности аппроксимаций энергетических характеристик оборудования уточнением границ характерных зон

А.В. Власов, А.В. Кузьмин

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

kuzminav@tpu.ru

Показаны особенности определения двухфакторных аппроксимаций нормативных характеристик энергетического оборудования, необходимых для организации автоматизированных расчетов, по различным методикам. В качестве примеров рассмотрены одноименные характеристики конденсаторов тепловой и атомной станций, заметно отличающихся производительностью. Приводится алгоритм получения аппроксимаций повышенной точности.

Сравнение двух различных методик получения из массива экспериментальных данных аппроксимационных уравнений, необходимых для автоматизированного расчета энергетических характеристик оборудования, и повышения их точности было проведено в работе [1].

В работе [2] в качестве исходной информации служили графики натурных испытаний (атрибут ручного счета), необходимые для составления отчета электростанции о тепловой экономичности оборудования [3]. Для получения уравнений из графиков набирался массив экспериментальных данных, из которого с помощью регрессионного анализа определялась двухфакторная зависимость в виде

$$Y = b_0 + b_1 X_1 + b_2 X_2 + b_3 X_1^2 + b_4 X_2^2 + b_5 X_1 X_2, \quad (1)$$

где b_n – постоянные коэффициенты; X_1, X_2 – независимые переменные.

Точность аппроксимации, полученной по всему выбранному массиву данных, не всегда удовлетворяла нужным требованиям и могла быть даже ниже «ручного» счета – визуального определения из экспериментальных графиков. Утверждалось, что простое позонное разбиение массива данных позволяет повысить точность позонных аппроксимаций. Этот тезис был подвергнут сомнению [1] на примере анализа графической зависимости давления пара в конденсаторе p_k кПа/см² от расхода пара в конденсатор D_k м³/ч и температуры охлаждающей воды на входе в конденсатор $t_{ов}$ °С для расхода охлаждающей воды $G_{ов}=12000$ м³/ч. Графическая зависимость была получена в результате натурных испытаний конденсатора КГ2-620-Ш турбоустановки Т-118/125-130-8 Томской ГРЭС-2. Оценка относительной погрешности аппроксимаций вида (1) в выделенных подобластях показала, что произвольно принятое разбиение массива исходных данных не дает ощутимого эффекта в повышении точности аппроксимаций, а пограничные на стыках зон уравнения стыкуются плохо.

Иной подход, предложенный авторами, заключался в использовании часто используемых на практике полиномов 2-го порядка в виде

$$p_k D_k, t_{\text{ов}} = A_i t_{\text{ов}} + B1_i t_{\text{ов}} \cdot D_k + B2_i t_{\text{ов}} \cdot D_k^2, \quad (2)$$

где i – номер зоны. Выбор степени полиномиальной аппроксимации для переменных коэффициентов A , $B1$, $B2$ в общем случае определяется по значениям скорректированных коэффициентов детерминации (рис.1). Значения коэффициентов в выбранных полиномах 2-й степени определялись по методу наименьших квадратов.

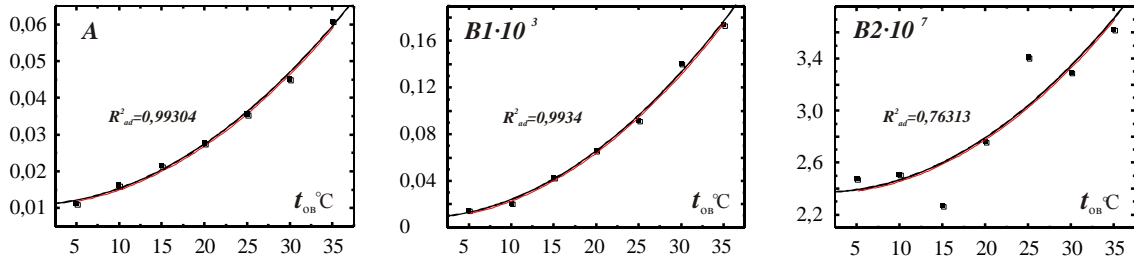


Рис.1. Зависимость коэффициентов A , $B1, B2$ от температуры охлаждающей воды по данным натуральных испытаний конденсатора КГ2-620-III турбины Т-118/125-130-8 Томской ГРЭС-2

Видно, что если скорректированные коэффициенты детерминации для законов изменения A и $B1$ имеют высокие значения $R_{\text{ад}}^2 = 0,99304$ и $R_{\text{ад}}^2 = 0,9934$, соответственно, то для коэффициента $B2$ эта характеристика заметно меньшая и равна $R_{\text{ад}}^2 = 0,76313$. Характер разброса данных по $B2$, представленный на рис.1, и объясняет причину погрешностей при любом двухзонном разбиении и использовании уравнений 2-го порядка. На графике $B2$ от $t_{\text{ов}}^{\circ}\text{C}$ четко выделяются зоны: 5...15 $^{\circ}\text{C}$, 15...25 $^{\circ}\text{C}$ и 25...35 $^{\circ}\text{C}$, в пределах которых получены аппроксимации повышенной точности. Таким образом выглядит алгоритм перевода графиков экспериментальных данных в аналитические зависимости, позволяющие осуществить автоматизированный расчет.

В последнее время наладочные организации для атомных станций представляющей эксплуатирующей организации экспериментальные данные по нормативным характеристикам оборудования не только в виде графиков, но также и в виде простых аналитических зависимостей от одной переменной. В принципе этого достаточно, чтобы организовать проведение машинного расчета.

Однако получение двухфакторной зависимости требуемой точности представляет несомненный интерес и прежде всего из-за другой конструкции и гораздо большей поверхности и производительности. Покажем алгоритм её получения на примере определения зависимости абсолютного давления в конденсаторе от расхода отработавшего пара и температуры охлаждающей воды. За основу примем готовые аппроксимации характеристик конденсатора К-33160 турбины К-1000-60/1500 ПОАТ ХТЗ, используемого на Балаковской АЭС для расхода охлаждающей воды $G_{\text{ов}}=169800 \text{ м}^3/\text{ч}$:

$$p_k D_k, 33^{\circ}\text{C} = (5,239 + 9,39 \cdot 10^{-4} \cdot D_k + 1,376 \cdot 10^{-7} \cdot D_k^2) \cdot 10^{-2};$$

$$p_k D_k, 30^{\circ}\text{C} = (4,529 + 7,241 \cdot 10^{-4} \cdot D_k + 1,362 \cdot 10^{-7} \cdot D_k^2) \cdot 10^{-2};$$

$$p_k D_k, 25^{\circ}\text{C} = (3,537 + 4,568 \cdot 10^{-4} \cdot D_k + 1,332 \cdot 10^{-7} \cdot D_k^2) \cdot 10^{-2};$$

$$p_k D_k, 20^{\circ}\text{C} = (2,607 + 3,598 \cdot 10^{-4} \cdot D_k + 1,116 \cdot 10^{-7} \cdot D_k^2) \cdot 10^{-2};$$

$$p_k D_k, 15^{\circ}\text{C} = (2,067 + 1,92 \cdot 10^{-4} \cdot D_k + 1,071 \cdot 10^{-7} \cdot D_k^2) \cdot 10^{-2};$$

$$p_k D_k, 10^{\circ}\text{C} = (1,582 + 1,027 \cdot 10^{-4} \cdot D_k + 1,004 \cdot 10^{-7} \cdot D_k^2) \cdot 10^{-2};$$

$$p_k D_k, 5^{\circ}\text{C} = (1,318 - 3,571 \cdot 10^{-5} \cdot D_k + 1,116 \cdot 10^{-7} \cdot D_k^2) \cdot 10^{-2};$$

$$p_k D_k, 3^{\circ}\text{C} = (1,231 - 3,661 \cdot 10^{-5} \cdot D_k + 1,049 \cdot 10^{-7} \cdot D_k^2) \cdot 10^{-2}.$$

Построим графики зависимостей коэффициентов A , $B1$, $B2$ от $t_{\text{ов}}^{\circ}\text{C}$ и сделаем оценку скорректированных коэффициентов детерминации (рис.2).

График зависимости $B2$ от $t_{\text{ов}}^{\circ}\text{C}$ на рис.2 указывает на невозможность описания данных одной зависимостью в виде полинома 2-й степени. На графике четко выделяются зоны, в пределах которых может быть достигнута приемлемая точность. Ниже приведем результирующие аппроксимации для каждой из зон и дадим оценку их погрешности относительно исходных полиномов.

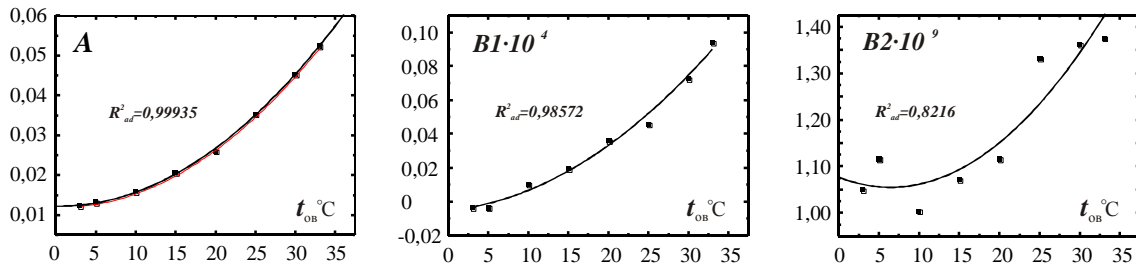


Рис.2. Зависимость коэффициентов $A, B1, B2$ от температуры охлаждающей воды по данным натуральных испытаний конденсатора К-33160 турбины К-1000-60/1500 Балаковской АЭС

В первой зоне $t_{об}=3...10$ °С имеем следующие коэффициенты аппроксимации (2):

$$A_1 = 0,01117 + 3,394 \cdot 10^{-4} \cdot t_{об} + 1,257 \cdot 10^{-5} \cdot t_{об}^2;$$

$$B1_1 = (2,039 - 3,067 \cdot t_{об} + 0,389 \cdot t_{об}^2) \cdot 10^{-7};$$

$$B2_1 = (8,287 + 0,9738 \cdot t_{об} - 0,07986 \cdot t_{об}^2) \cdot 10^{-10}.$$

Относительная погрешность аппроксимации (2) составила $\delta < 0,062\%$.

Для второй зоны $t_{об}=10...20$ °С:

$$A_2 = (77,7 + 6,95 \cdot t_{об} + 0,11 \cdot t_{об}^2) \cdot 10^{-4};$$

$$B1_2 = (15,96 - 2,139 \cdot t_{об} + 0,157 \cdot t_{об}^2) \cdot 10^{-7}$$

$$B2_2 = (8,04 + 0,244 \cdot t_{об} - 0,0044 \cdot t_{об}^2) \cdot 10^{-10}.$$

Показывает совпадение до 5 знака после запятой.

Для третьей зоны $t_{об}=20...33$ °С:

$$A_3 = (20 + 7,145 \cdot t_{об} + 0,2449 \cdot t_{об}^2) \cdot 10^{-4};$$

$$B1_3 = (14,51 - 1,15 \cdot t_{об} + 0,03 \cdot t_{об}^2) \cdot 10^{-6};$$

$$B2_3 = (-9,0957 + 1,5168 \cdot t_{об} - 0,025076 \cdot t_{об}^2) \cdot 10^{-10}.$$

Относительная погрешность аппроксимации – $\delta < 0,33\%$.

Результаты работы по определению двухфакторных аппроксимаций нормативных характеристик энергетического оборудования, необходимых для организации автоматизированных расчетов, позволяют отметить следующее:

- экспериментальные зависимости давления пара в конденсаторе от расхода пара в конденсатор и температуры охлаждающей воды для заданного расхода охлаждающей воды для конденсаторов разной конструкции и производительности имеют выраженный трехзонный характер;
- предложенный алгоритм перевода экспериментальных данных в аналитические зависимости позволяет заметно повысить точность аппроксимаций за счет уточнения границ характерных зон.

Список литературы:

1. Власов А.В., Кузьмин А.В. Процедура улучшения точности аппроксимаций энергетических характеристик оборудования по массиву исходных данных // Современная техника и технологии: Труды XVI междунар. научно-практ. конференции. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – Т.3. – С. 168-169.
2. Галашов Н.Н. Аппроксимация энергетических характеристик оборудования ТЭС по массиву экспериментальных данных со сложной границей разделения // Известия Томского политехнического университета – Т.314. – №4. – С.31-33.
3. РД 34.08.552-95. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования. – М.: Служба передового опыта ОРГРЭС, 1995. – 124 с.

Электропривод конвейерных установок горнорудной промышленности

Т.С. Камалов, О.З. Тоиров

*Институт Энергетики и автоматизации Академии наук Республики Узбекистан, г. Ташкент
tkamalov@yandex.ru; olimjon.t@mail.ru*

Нами рассматривается электропривод конвейеров с частотным управлением, как наиболее перспективный и эффективный, позволяющий комплексно управлять электроприводом конвейера в статических и динамических режимах, удовлетворяющей современным требованиям работы конвейеров.

Проблема повышения экономической эффективности конвейерных установок при их эксплуатации в горно-рудной промышленности является актуальной.

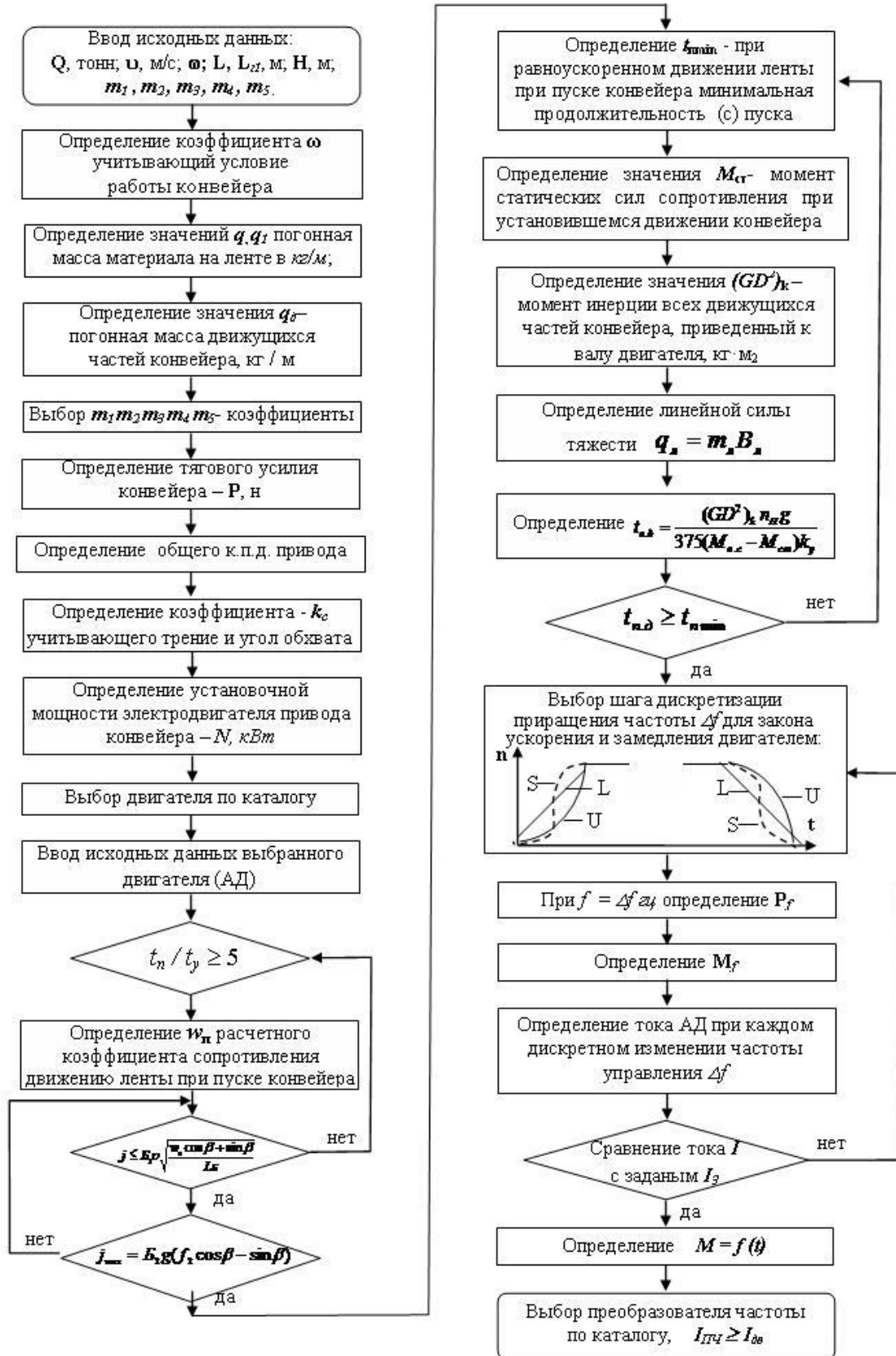


Рис. 1. Алгоритм выбора электропривода конвейерных установок и преобразователя частоты с выбором его закона управления (ускорения)

В настоящее время коэффициент использования конвейерных установок на горных предприятиях составляет в среднем 50-70% по производительности и 60-70% по времени. Такое неэффективное использование конвейерных установок связано и с тем, что поступающие от горных машин грузопотоки обладают значительной неравномерностью по амплитуде и наличием большого числа интервалов отсутствия груза.

Один из путей решения этой проблемы состоит в согласовании режимов работы ленточного конвейера с параметрами поступающего на него грузопотока.

Исходя из статических и динамических режимов работы электроприводов конвейеров, наиболее полно отвечающий требованиям эффективной работы конвейерных установок, отвечает система регулируемого электропривода на базе преобразователей частоты.

Нами рассмотрены требования к электроприводу конвейеров, по условиям эксплуатации, а также ставятся определенные требования при выборе алгоритма управления такие как: обеспечение плавного пуска с ограничением кратковременных ускорений; необходимость создания пускового момента, в несколько раз превышающего номинальный; обеспечение времени пуска и торможения с ограничением динамических натяжений ленты и отсутствием пробуксовки ленты.

Исходя из поставленных требований на рис. 1 приведен алгоритм выбора электропривода конвейерных установок и преобразователя частоты с выбором его закона управления (ускорения).

Нестационарные процессы движения и испарения капель раствора ядерного топлива в атмосфере, образующихся в результате аварии

А.Е. Долотов, Г.В. Кузнецов

Томский политехнический университет. Томск, Россия

dol67@mail.ru

Выполнено численное моделирование процесса переноса капель раствора ядерного топлива в приземных слоях атмосферы. Определены траектории капель, зависимости диаметров капель от времени, объемов жидкой фазы, попавшей на поверхность Земли от расстояния, поля.

Одной из технологий, требующих повышенного внимания на всех стадиях ее реализации является создание специальных продуктов для атомной энергетики. Несмотря на высокий уровень безопасности на объектах отрасли, возможность аварий существует всегда [1]. Поэтому актуальной является задача прогноза их последствий: площади загрязнения и концентрации антропогенных загрязнителей. Одной из типичных технологических операций ядерного топливного цикла является подготовка раствора ядерного топлива на основе азотной кислоты. В случае разгерметизации при высоком давлении химического реактора [1] возможны выбросы в атмосферу раствора на достаточно большие высоты. В этом случае капли радиоактивной жидкости могут распространяться на сотни метров. Перенос же образующихся при испарении этой жидкости паров в атмосфере возможен на расстояния в десятки и даже сотни километров. До настоящего времени детальный анализ физических процессов, протекающих при движении и испарении капель на основе раствора ядерного топлива и азотной кислоты в атмосфере, не проводился.

Целью данной работы является создание математической модели процесса переноса капель раствора ядерного топлива в приземном пространстве, оценка площади возможного загрязнения и концентраций загрязнителей.

Постановка задачи

В общем случае при возникновении облака любой жидкости на некоторой высоте происходит его движение под действием воздушных масс, выпадение крупных капель на Землю, испарение капель в воздушной среде. При наличии информации по количеству капель и распределению их по размерам можно оценить масштабы переноса рассматриваемого вещества, если адекватно оцениваются процессы движения и испарения одной капли определенного размера. Поэтому первостепенной задачей является разработка математической модели процессов тепломассопереноса при движении в атмосфере одиночной капли.

Рассматривается следующая схема исследуемого процесса. После разгерметизации химического реактора и выброса раствора ядерного топлива на определенной высоте образуется аэрозольное облако заданных размеров. Капли этого облака перемещаются под действием сил тяжести, инерции и сопротивления в воздушном пространстве, скорость ветра в котором принимается не равной нулю. Сами капли постепенно испаряются. При постановке задачи приняты следующие допущения:

- капли имеют форму сферы;
- анализ проводится для капель, находящихся на границе аэрозольного облака;

- теплофизические свойства раствора ядерного топлива принимаются с идентичными свойствам азотной кислоты, как основного компонента этого раствора.

Математическая модель исследуемого процесса представляет собой систему уравнений теплопроводности и движения капли:

$$\begin{cases} \frac{\partial T}{\partial t} = \left(\frac{\lambda}{C_p \cdot \rho} \right) \cdot \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right) \\ \frac{dv_x}{dt} = - \frac{3C_D \rho_B}{8R_{II} \rho} (v_x - v_B)^2 \\ \frac{dv_y}{dt} = g - \frac{3C_D \rho_B}{8R_{II} \rho} (v_y)^2 \end{cases}$$

где C_p , ρ , λ – соответственно, теплоемкость (Дж/кг), плотность (кг/м³), теплопроводность раствора ядерного топлива (Вт/м); r – текущий радиус капли (м); T – температура раствора ядерного топлива (К°); t – время (с); v_x , v_y – проекции скоростей движения капли на оси X и Y, соответственно (м/с); g – ускорение свободного падения (м/с²); C_D – коэффициент сопротивления; ρ_B , v_B – плотность воздуха (кг/м³) и скорость ветра (м/с).

Граничные и начальные условия:

при $t=0$, $T=T_0$, $v=0$, $x=0$ м, $y=450$ м, $C=0$.

$$r=0, \quad \frac{\partial T}{\partial r} = 0; \quad r=R_{II}, \quad \alpha T_B - T - w_{исп} \theta_{исп} + S - \varepsilon \sigma [T^4 - T_B^4] = \lambda \cdot \frac{\partial T}{\partial r},$$

где α – коэффициент теплоотдачи (Вт/м²·К); T_B – температура воздуха (К); $\theta_{исп}$ – теплота испарения раствора ядерного топлива (Дж/кг); S – плотность потока солнечного излучения (Вт/м²); ε – степень черноты; σ – постоянная Стефана-Больцмана (Вт/м²·К⁴).

Задача решена методом конечных разностей [2]. Разностные аналоги уравнения теплопроводности сферической капли решены методом прогонки. Разностные аналоги уравнения диффузии паров раствора ядерного топлива решены методом расщепления на одномерные уравнения, которые последовательно решены методом прогонки.

Результаты и их обсуждение

Численный анализ проведен при нормальном атмосферном давлении, температуре воздуха -3°С, скорости ветра 9 м/с, верхней границе аэрозольного облака 450м, начальной температуре капель 26,8°С. Установлено, как и следовало ожидать, что капли большего диаметра выпадают на поверхность Земли ближе к месту разгерметизации, чем капли меньшего диаметра (Рис. 1). Капли диаметрами менее 1 мм испаряются, так и не достигнув поверхности Земли (Рис. 1, 2) при движении с начальной высоты 450м.

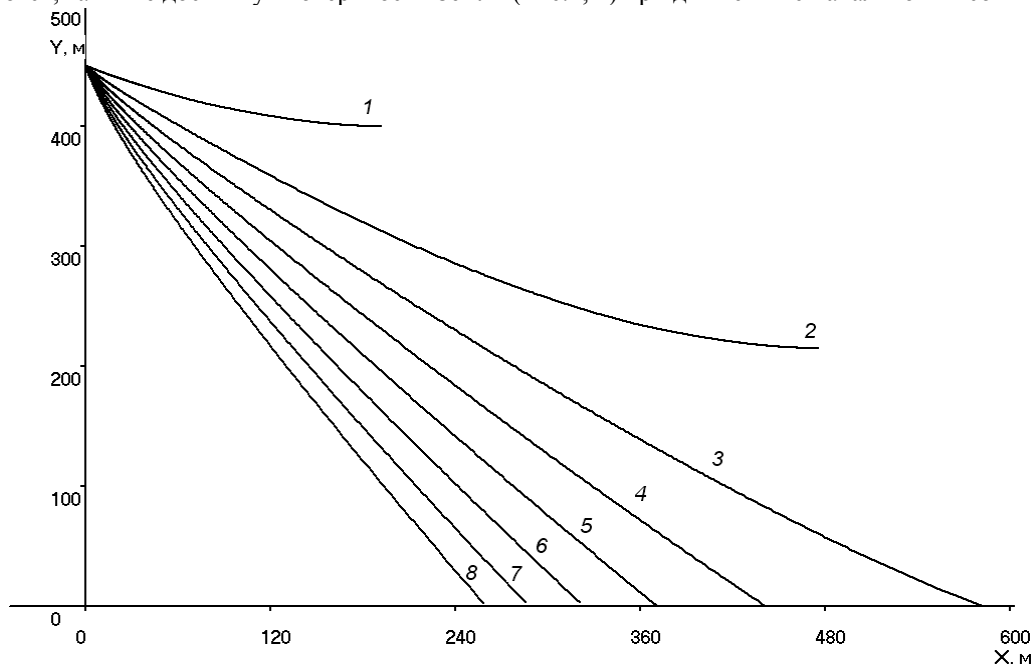


Рис. 1. Траектории движения капель при начальных диаметрах: 1) $d=1$ мм, 2) $d=2$ мм, 3) $d=3$ мм, 4) $d=4$ мм, 5) $d=5$ мм, 6) $d=6$ мм, 7) $d=7$ мм, 8) $d=8$ мм

На рис.1 линии $y(x)$ обрываются в точках с номерами 1 и 2, потому что капли полностью испаряются в процессе полета еще на достаточно больших высотах. Если предположить, что для раствора азотной кислоты выполняются установленные для воды функции распределения капель по размерам[3], то можно сделать вывод, что большая часть раствора ядерного топлива в обычных условиях должна переходить в парообразное состояние. Дальнейшая эволюция этих паров может проходить по различным сценариям.

На рис.2 приведены зависимости диаметров движущихся в атмосфере капель от времени полета. Каждая кривая обрывается в момент времени, соответствующий полному испарению жидкости или достижению поверхности Земли. Хорошо видно, что время движения капель снижается с ростом их характерного размера.

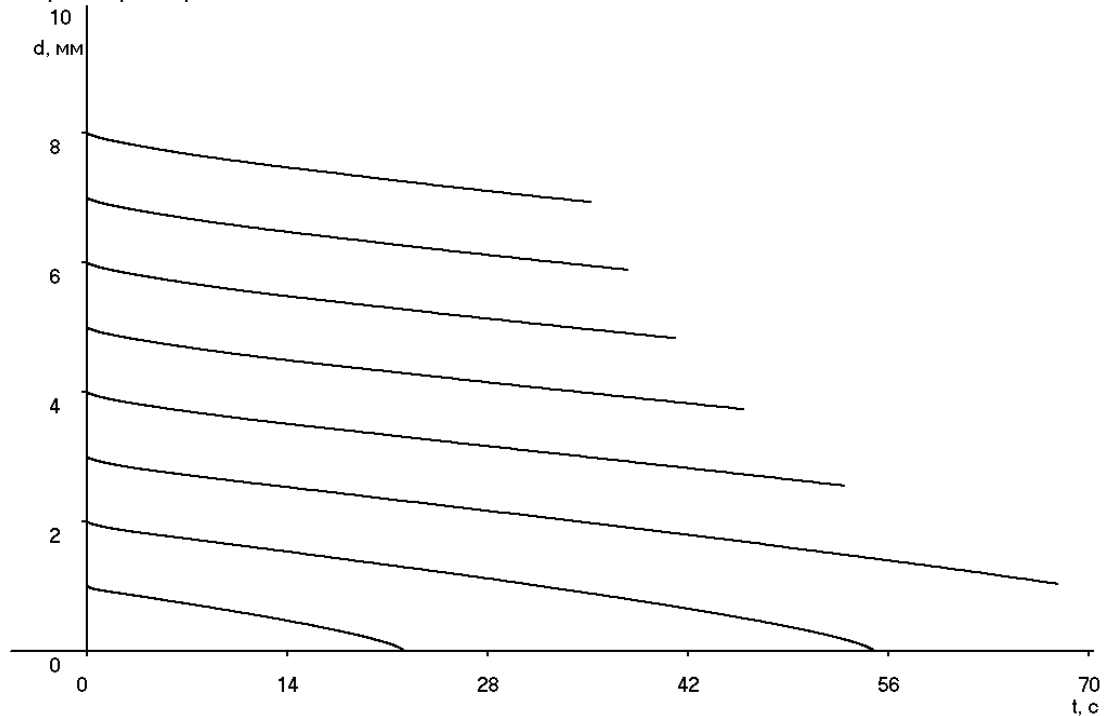


Рис. 2. Зависимости диаметров капель от времени

Следует отметить, что разработанные подходы к анализу процессов распространения капель раствора ядерного топлива, математическая модель и метод её реализации могут быть использованы для описания аналогичных процессов при распространении любого вещества в атмосфере. При постановке задачи не было сделано каких-то ограничений по условиям реализации комплекса рассматриваемых при записи уравнений физических процессов применительно к какому-то конкретному веществу. Поэтому для анализа закономерности переноса капель любого происхождения в атмосфере необходимо знание только характерных процессов испарения вещества в воздухе. Определенным достоинством предложенного подхода также является отсутствие необходимости использования при численном анализе рассматриваемого процесса эмпирических постоянных, определяемых в случайных экспериментах, воспроизводящих условия реального процесса переноса капель.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (код проекта №06–08–00873–а).

Список литературы:

- Алексахин Р.М., Булдаков Л.А., Губанов В.А. и др. Крупные радиационные аварии: последствия и защитные меры. Под общей ред. Ильина Л.А., и Губанова В.А. / М, ИздАТ, 2001 - 752 с.
- Самарский, Александр Андреевич. Теория разностных схем: учебное пособие / А. А. Самарский. — М.: Наука: Физико-математическая лит-ра, 1983. — 616 с. — Библиогр.: с. 612. — Предм. указ.: с. 615-616.
- Грин Х., Лейн В. Аэрозоли - пыли, дымы, туманы. - Л.: Химия, 1969.
- Хирс, Д. Испарение и конденсация : пер. с англ. / Д. Хирс, Г. Паунд. — М. : Металлургия, 1966. — 196 с. : ил. — Библиогр.: с. 184-195.
- Бойко В.И., Шаманин И.В., Шепотенко Н.А., Юшков Ю.Г. Формирование аномального атмосферного образования выброса в атмосферу примеси, обогащенной радионуклидами. // Известия вузов. Физика. - Т.40, № 6.
- Марчук Г.И. Математическое моделирование в проблеме окружающей среды. - М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы. 1982.-320 с.

10. ГОСТ 24631-81. Государственный стандарт союза ССР. Атмосферы справочные. Параметры. Государственный комитет СССР по стандартам. Москва.
11. Б.М. Яворский., А.А. Детлаф. Справочник по физике. Издательство «Наука». Москва, 1968.

**Пространственное распределение паров раствора ядерного топлива,
образовавшихся в результате аварии**

А.Е. Долотов, Г.В. Кузнецов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

dol67@mail.ru

Выполнено численное моделирование процесса переноса паров раствора ядерного топлива, образовавшихся в результате аварии на промышленном объекте в приземных слоях атмосферы. Определены нестационарные поля концентрации паров раствора ядерного топлива в условиях испарения капель наиболее вероятного диаметра. Полученные результаты позволяют оценить риски загрязнения местности опасными радиоактивными токсичными веществами.

Одной из технологий, требующих повышенного внимания на всех стадиях ее реализации, является создание специальных продуктов для атомной энергетики. Несмотря на высокий уровень безопасности на объектах отрасли, возможность аварий существует всегда[1]. Поэтому актуальной является задача прогноза их последствий: площади загрязнения и концентрации антропогенных загрязнителей. Одной из типичных технологических операций ядерного топливного цикла является подготовка раствора ядерного топлива на основе азотной кислоты[1]. В случае разгерметизации химического реактора в условиях нештатного повышения давления газов в аппарате, возможны выбросы в атмосферу раствора на достаточно большие высоты. При определенных условиях капли радиоактивной жидкости могут распространяются на сотни метров[2]. Перенос же образующихся при испарении этой жидкости паров в атмосфере возможен на расстояния в десятки и даже сотни километров. Ранее проводилось математическое моделирование выше описанного процесса[2], но лишь в двумерной постановке и для единичных капель.

Целью данной работы является создание математической модели процесса переноса паров раствора ядерного топлива в трехмерной постановке.

Постановка задачи

В общем случае при возникновении облака любой жидкости на некоторой высоте происходит его движение под действием воздушных масс[3], выпадение крупных капель на Землю, испарение капель и диффузия паров в воздушной среде. При этом концентрация образующихся паров зависит как от свойств одиночной капли и внешних условий, так и от размеров облака[3].

Рассматривается следующая схема исследуемого процесса. В результате разгерметизации химического реактора и последующего выброса раствора ядерного топлива на определенной высоте формируется аэрозольное облако некоторого размера. Капли этого облака перемещаются под действием сил тяжести, инерции и сопротивления в воздушном пространстве, скорость ветра в котором принимается не равной нулю. Сами капли относительно быстро испаряются и после образования аэрозольного облака фиксируются только концентрации паров[2]. В результате в какой-то промежуток времени, когда последние капли испаряются или выпадают на поверхность, формируется облако паров раствора ядерного топлива и именно с этого времени значения концентраций для нашей модели считаются начальными. Пары раствора ядерного топлива распространяются в пространстве. Для решения поставленной задачи использовались даны по объемам раствора ядерного топлива, которые были выброшены в атмосферу [1].

При постановке задачи приняты следующие допущения:

- начальным моментом времени считается время, когда все капли уже испарились;
- границы пространства, которую занимают пары раствора в начальный момент времени совпадают с границами пространства, в которой происходило испарение капель аэрозольного облака;
- концентрация паров в каждой точке пространства, которую занимают пары раствора в начальный момент времени, считается равной среднему значению;
- моделирование проводится для паров от капель наиболее вероятным диаметром;
- коэффициент диффузии паров раствора ядерного топлива и скорость ветра – постоянные величины;
- скорость ветра направлена вдоль координаты Y ;
- не учитывается диффузионный процесс вдоль координаты Y .

Математическая модель исследуемого процесса представляет собой уравнение диффузии паров раствора:

$$\frac{\partial C(x, y, z)}{\partial t} = D \cdot \frac{\partial^2 C(x, y, z)}{\partial x^2} - v_y \frac{\partial C(x, y, z)}{\partial y} + D \cdot \frac{\partial^2 C(x, y, z)}{\partial z^2} \quad (1)$$

где t – время (с); v_y – скорость ветра (м/с); C – молярная концентрация паров раствора ядерного топлива (моль/м³); D – коэффициент диффузии паров в воздухе (м²/с).

Начальные и граничные условия:

$$\text{При } t=0, C(x, y, z) = \begin{cases} C_0, & M(x, y, z) \in D_C \\ C_{\min}, & M(x, y, z) \notin D_C \end{cases} \quad (2)$$

$$\left. \frac{\partial C}{\partial x} \right|_{x=x_{\max}} = 0, \quad \left. \frac{\partial C}{\partial x} \right|_{x=x_{\min}} = 0, \quad \left. \frac{\partial C}{\partial y} \right|_{y=y_{\max}} = 0, \quad \left. \frac{\partial C}{\partial y} \right|_{y=y_{\min}} = 0. \quad (3)$$

Где $M(x, y, z)$ – точка трехмерного пространства; D_C – область пространства, которую занимают пары раствора в начальный момент времени; C_0 – начальная концентрация паров раствора ядерного топлива (моль/м³); C_{\min} – минимальная концентрация паров раствора ядерного топлива (моль/м³).

Область пространства D_C , где происходило испарение капель аэрозольного облака, представляет собой прямоугольный параллелепипед с верхней границей $z=450$ м и нижней границей $z=435$ м. В остальных точках всего пространства, не входящих в область D_C , концентрация паров в начальный момент времени задавалась равной минимальной концентрации паров C_{\min} . Минимальная концентрация паров C_{\min} по сути дела представляет собой минимальное значение мантиссы, с точностью которой проводится вычисление.

Методы решения задачи и точность вычисления

Задача решена методом конечных разностей [4]. Разностные аналоги уравнения (1) решены методом расщепления на одномерные уравнения, которые последовательно решены методом прогонки. Относительная ошибка по массовому балансу концентрации рассчитывалась на каждом шаге по времени и не превышает $\varepsilon=10^{-12}$.

Результаты

Изменения концентрации паров раствора ядерного топлива в атмосфере от времени представлены в двух проекциях (секущие плоскости проходят соответственно по координатам $z=442,5$ м и $x=0$ м) (Рис. 1).

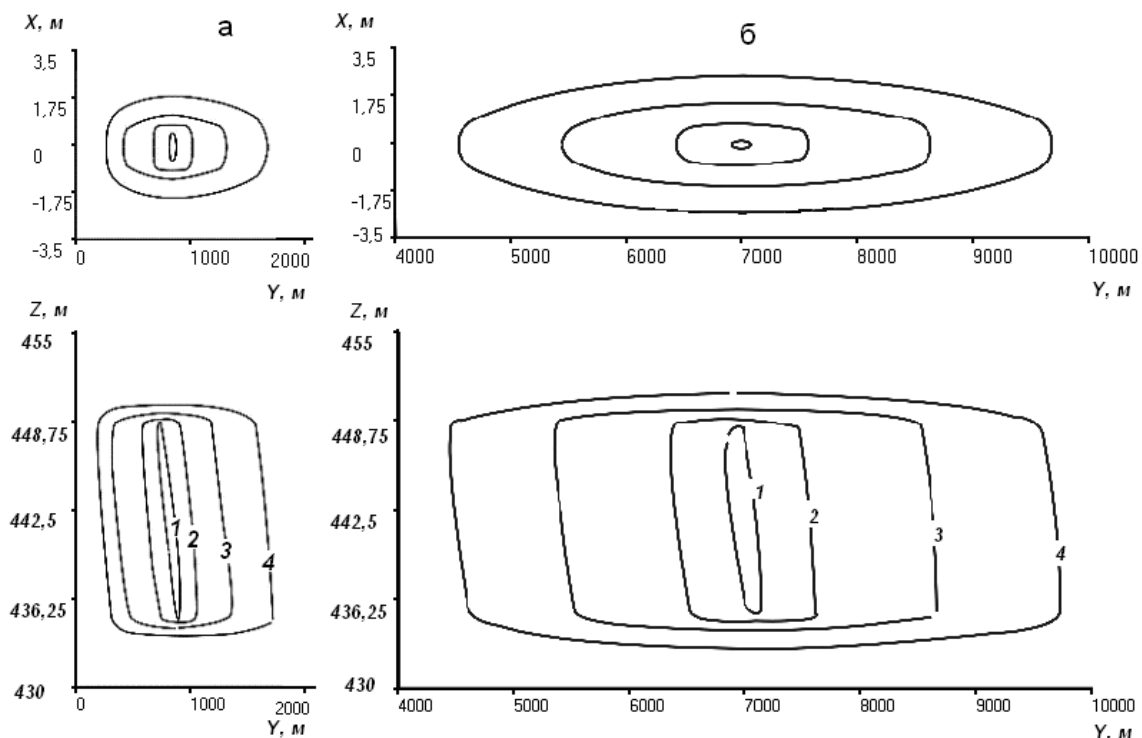


Рис.1. Концентрации паров раствора ядерного топлива в плоскостях $z=442,5$ м и $x=0$ м в моменты времени: а) 80 сек: 1 – $C=3,265525$ (моль/м³), 2 – $C=1,649255$ (моль/м³), 3 – $C=0,016492$ (моль/м³), 4 – $C=0,000002$ (моль/м³); б) 960 сек: 1 – $C=0,945427$ (моль/м³), 2 – $C=0,477488$ (моль/м³), 3 – $C=0,004774$ (моль/м³), 4 – $C=0,000002$ (моль/м³).

На рисунках пары раствора представлены в виде линий постоянных концентраций. Минимальное значение концентрации облака паров раствора больше минимального значения мантиссы на единицу, на рисунках оно представлено линией 4 и равно величине $0,000002$ (моль/м³). Это значение позволяет визуально оценить самые крайние границы облака. Со временем эти границы расширяются, и облако занимает все большее пространство, а максимальные значения концентраций уменьшаются. В первоначальные промежутки времени градиенты концентрации в определенных точках пространства принимают достаточно большие значения, поэтому величина максимальной концентрации изменяется так быстро - за 80 секунды она уменьшается в ≈ 7 раз по сравнению с начальной C_0 (Рис. 1). Значение максимальной концентрации по сравнению с начальной C_0 для момента времени 960 сек меньше в ≈ 23 раза.

Выводы

Данные исследования позволяют оценить риски загрязнения территории при техногенных авариях на промышленных и энергетических объектах. Результаты математического моделирования позволяют определить, насколько быстро происходит рассеяние в атмосфере вредных радиоактивных и химически опасных веществ. Модель позволяет оценивать риск получения человеком доз радиоактивного или химического характера, при нахождении его в определенное время в какой-то точке местности, над которой распространяется облако паров. Как показали результаты моделирования, даже спустя 960 сек такие риски есть, и возможно заражение если и не радиоактивное, то по крайней мере химическое. Тем более это заражение еще более вероятно, если выброс аэрозольного облака произошел на меньшую высоту, например 25 м. Но даже в нашем случае концентрации вредных веществ могут быть поглощены каплями дождя или снегом и оказаться на поверхности земли.

Список литературы:

1. Алексахин Р.М., Булдаков Л.А., Губанов В.А. и др. Крупные радиационные аварии: последствия и защитные меры. Под общей ред. Ильина Л.А., и Губанова В.А. / М, ИздАТ, 2001 - 752 с.
2. Долотов А.Е., Кузнецов Г.В. Математическое моделирование процесса распространения в приземных слоях атмосферы капель и паров раствора ядерного топлива, образующихся в результате аварии - выпускная квалификационная работа // Томский политехнический университет (ТПУ) - 2009г.
3. Марчук Г.И. Математическое моделирование в проблеме окружающей среды. - М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы. 1982.-320 с.
4. Самарский А.А. Теория разностных схем: учебное пособие / А. А. Самарский. — М.: Наука: Физико-математическая лит-ра, 1983. — 616 с. — Библиогр.: с. 612. — Предм. указ: с. 615-616.
5. Грин Х., Лейн В. Аэрозоли - пыли, дымы, туманы. - Л.: Химия, 1969.
6. Хирс, Д. Испарение и конденсация : пер. с англ. / Д. Хирс, Г. Паунд. — М. : Металлургия, 1966. — 196 с. : ил. — Библиогр.: с. 184-195.
7. Бойко В.И., Шаманин И.В., Шепотенко Н.А., Юшков Ю.Г. Формирование аномального атмосферного образования выброса в атмосферу примеси, обогащенной радионуклидами. // Известия вузов. Физика. - Т.40, № 6.
8. ГОСТ 24631-81. Государственный стандарт союза ССР. Атмосферы справочные. Параметры. Государственный комитет СССР по стандартам. Москва.
9. Б.М. Яворский., А.А. Детлаф. Справочник по физике. Издательство «Наука». Москва, 1968.

Нестационарные процессы распространения паров раствора ядерного топлива, образующихся в результате испарения одиночных капель

А.Е. Долотов, Г.В. Кузнецов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

dol67@mail.ru

Выполнено численное моделирование процесса переноса капель и паров раствора ядерного топлива в приземных слоях атмосферы. Определены траектории капель, зависимости диаметров капель от времени, объемов жидкой фазы, попавшей на поверхность Земли от расстояния, поля концентрации паров раствора ядерного топлива от времени.

Одной из технологий, требующих повышенного внимания на всех стадиях ее реализации является создание специальных продуктов для атомной энергетики. Несмотря на высокий уровень безопасности на объектах отрасли, возможность аварий существует всегда [1]. В случае разгерметизации при высоком давлении химического реактора [1] возможны выбросы в атмосферу раствора на достаточно большие высоты. В этом случае капли радиоактивной жидкости могут распространяться на сотни метров. Перенос же образующихся при испарении этой жидкости паров в атмосфере возможен на расстояния в десятки и даже сотни километров.

Целью данной работы является создание математической модели процесса переноса капель и паров раствора ядерного топлива в приземном пространстве, оценка площади возможного загрязнения и концентраций загрязнителей.

Постановка задачи

В общем случае при возникновении облака любой жидкости на некоторой высоте происходит его движение под действием воздушных масс, выпадение крупных капель на Землю, испарение капель и диффузия паров в воздушной среде. При этом концентрация образующихся паров зависит как от свойств одиночной капли и внешних условий, так и от размеров облака.

Рассматривается следующая схема исследуемого процесса. После разгерметизации химического реактора и выброса раствора ядерного топлива на определенной высоте образуется аэрозольное облако заданных размеров. Капли этого облака перемещаются под действием сил тяжести, инерции и сопротивления в воздушном пространстве, скорость ветра в котором принимается не равной нулю. Сами капли постепенно испаряются. Пары раствора ядерного топлива распространяются в пространстве. Большие капли, потеряв часть массы при испарении, выпадают на поверхность Земли. Мелкие капли полностью испаряются, так и не достигнув её поверхности.

При постановке задачи приняты следующие допущения:

- капли имеют форму сферы;
- анализ проводится для капель, находящихся на границе аэрозольного облака;
- теплофизические свойства раствора ядерного топлива принимаются идентичными свойствам азотной кислоты, как основного компонента этого раствора.

Математическая модель исследуемого процесса представляет собой систему уравнений теплопроводности, движения для капель и диффузии для паров раствора:

$$\begin{cases} \frac{\partial T}{\partial t} = \left(\frac{\lambda}{C_p \cdot \rho} \right) \cdot \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right) \\ \frac{dv_x}{dt} = - \frac{3C_D \rho_B}{8R_{II} \rho} (v_x - v_B)^2 \\ \frac{dv_y}{dt} = g - \frac{3C_D \rho_B}{8R_{II} \rho} (v_y)^2 \\ \frac{\partial C}{\partial t} = D \cdot \left(\frac{\partial^2 C}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 C}{\partial y^2} \right) - \frac{\partial(C \cdot v_x)}{\partial x} + f(t, x, y) \end{cases}$$

где C_p , ρ , λ – соответственно, теплоемкость (Дж/кг), плотность (кг/м³), теплопроводность раствора ядерного топлива (Вт/м); r – текущий радиус капли (м); T – температура раствора ядерного топлива (К°); t – время (с); v_x , v_y – проекции скоростей движения капли на оси X и Y, соответственно (м/с); g – ускорение свободного падения (м/с²); C_D – коэффициент сопротивления; ρ_B , v_B – плотность воздуха (кг/м³) и скорость ветра (м/с); C – молярная концентрация паров раствора ядерного топлива (моль/м³); D – коэффициент диффузии паров в воздухе (м²/с); R_{II} – внешний радиус капли (м);

$f(t, x, y) = \frac{w_{исп} \cdot F_{II}}{M \cdot V_{узла}}$ – массовый приток паров (моль/м³·с); где $V_{узла}$ – объем приходящийся на один

узел двумерного пространства (м³); $w_{исп}$ – скорость испарения раствора (кг/м²·с); F_{II} – площадь поверхности капли (м²); M – молярная масса (кг/моль).

Граничные и начальные условия:

при $t=0$, $T=T_0$, $v=0$, $x=0$, $y=450$, $C=0$.

$$r=0, \quad \frac{\partial T}{\partial r} = 0; \quad r=R_{II}, \quad \alpha T_B - T - w_{исп} \theta_{исп} + S - \varepsilon \sigma [T^4 - T_B^4] = \lambda \cdot \frac{\partial T}{\partial r},$$

$$\left. \frac{\partial C}{\partial x} \right|_{x=x_{\max}} = 0, \quad \left. \frac{\partial C}{\partial x} \right|_{x=x_{\min}} = 0, \quad \left. \frac{\partial C}{\partial y} \right|_{y=y_{\max}} = 0, \quad \left. \frac{\partial C}{\partial y} \right|_{y=y_{\min}} = 0.$$

где α – коэффициент теплоотдачи (Вт/м²·К); T_B – температура воздуха (К); $\theta_{исп}$ – теплота испарения раствора ядерного топлива (Дж/кг); S – плотность потока солнечного излучения (Вт/м²); ε – степень черноты; σ – постоянная Стефана-Больцмана (Вт/м²·К⁴).

Задача решена методом конечных разностей [2]. Разностные аналоги уравнения теплопроводности сферической капли решены методом прогонки. Разностные аналоги уравнения диффузии паров раствора ядерного топлива решены методом расщепления на одномерные уравнения, которые последовательно решены методом прогонки.

Результаты и их обсуждение

Численный анализ проведен при нормальном атмосферном давлении, температуре воздуха -3°C , скорости ветра 9 м/с , верхней границе аэрозольного облака 450 м , начальной температуре капель $26,8^{\circ}\text{C}$. Пары раствора ядерного топлива для капель диаметром менее 1 мм переносятся в пространстве на высотах $390\text{--}450\text{ м}$, так и не достигнув поверхности Земли (Рис.1). К моменту времени 10 сек максимальная концентрация составляет $4,11 \cdot 10^{-9}$ (моль/ м^3), при $t=240\text{ сек}$ $C=7,7 \cdot 10^{-10}$ (моль/ м^3). За 240 сек максимальная концентрация паров раствора ядерного топлива уменьшается в $\sim 5,3$ раз для капель диаметром 1 мм (Рис.1).



Рис.1. Концентрации паров раствора ядерного топлива для капель диаметром 1 мм в момент времени 240 сек

Пары раствора ядерного топлива для капель диаметром 7 мм переносятся в пространстве на высотах $0\text{--}450\text{ м}$ (Рис.2). Вероятность попадания паров капель больших размеров на поверхность Земли больше чем для паров, образующихся в результате испарения капель малых размеров. В момент времени 10 сек максимальная концентрация паров раствора ядерного топлива составляла $1,12 \cdot 10^{-7}$ (моль/ м^3), а в момент времени 240 сек она стала равна $1,7 \cdot 10^{-8}$ (моль/ м^3). Уже за 240 сек наибольшая концентрация паров раствора ядерного топлива уменьшилась в $\sim 6,5$ раз для капель диаметром 7 мм .

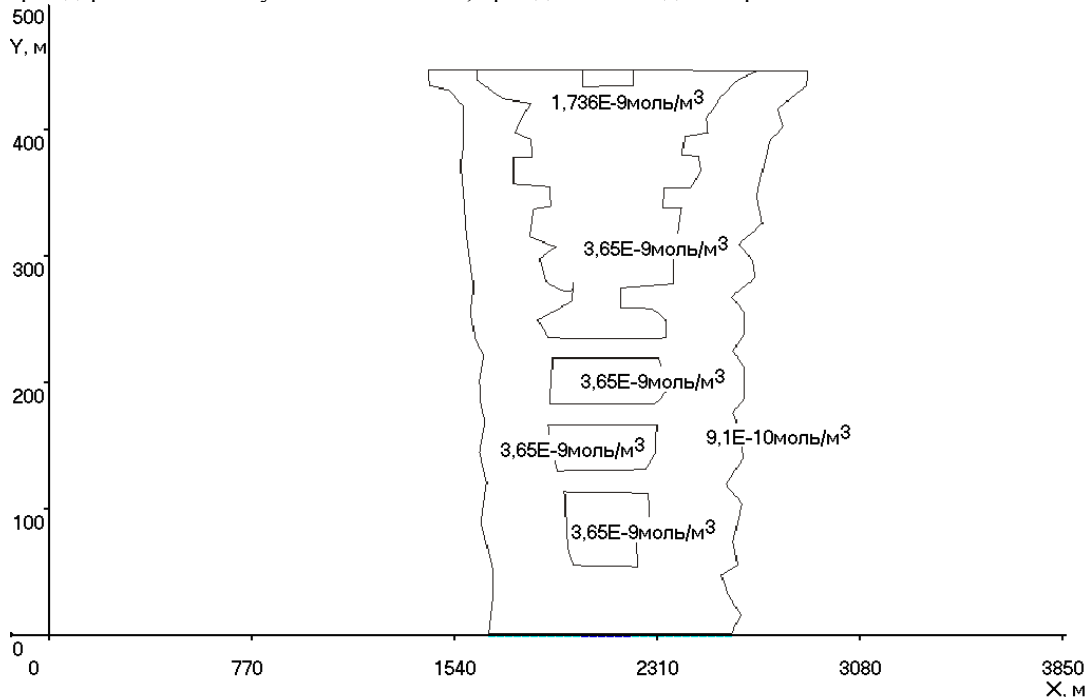


Рис.2. Концентрации паров раствора ядерного топлива для капель диаметром 7 мм в момент времени 240 сек

При постановке задачи не было сделано каких-то ограничений по условиям реализации комплекса рассматриваемых при записи уравнений физических процессов применительно к какому-то конкретному веществу. Поэтому для анализа закономерности переноса капель любого происхождения и их паров в атмосфере необходимо знание только характерных процессов испарения вещества и коэффициентов диффузии паров в воздухе. Определенным достоинством предложенного подхода также является отсутствие необходимости использования при численном анализе рассматриваемого процесса эмпирических постоянных, определяемых в случайных экспериментах, воспроизводящих условия реального процесса переноса капель и паров.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (код проекта №06–08–00873–а).

Список литературы:

1. Алексахин Р.М., Булдаков Л.А., Губанов В.А. и др. Крупные радиационные аварии: последствия и защитные меры. Под общей ред. Ильина Л.А., и Губанова В.А. / М, ИздАТ, 2001 - 752 с.
2. Самарский, Александр Андреевич. Теория разностных схем: учебное пособие / А. А. Самарский. — М.: Наука: Физико-математическая лит-ра, 1983. — 616 с. — Библиогр.: с. 612. — Предм. указ: с. 615-616.
3. Грин Х., Лейн В. Аэрозоли - пыли, дымы, туманы. - Л.: Химия, 1969.
4. Хирс, Д. Испарение и конденсация : пер. с англ. / Д. Хирс, Г. Паунд. — М. : Металлургия, 1966. — 196 с. : ил. — Библиогр.: с. 184-195.
5. Бойко В.И., Шаманин И.В., Шепотенко Н.А., Юшков Ю.Г. Формирование аномального атмосферного образования выброса в атмосферу примеси, обогащенной радионуклидами. // Известия вузов. Физика. - Т.40, № 6.
6. Марчук Г.И. Математическое моделирование в проблеме окружающей среды. - М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы. 1982.-320 с.
7. ГОСТ 24631-81. Государственный стандарт союза ССР. Атмосферы справочные. Параметры. Государственный комитет СССР по стандартам. Москва.
8. Б.М. Яворский., А.А. Детлаф. Справочник по физике. Издательство «Наука». Москва, 1968.

Технические средства, направленные на предотвращения распространения энергетического плутония в реакторах типа CANDU

Д.А. Седнев

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

sednev@sibmail.com

В рамках комплексного подхода к проблематике нераспространения, в данной работе, выделяются основные аспекты необходимые для обретения страной ядерного статуса. Проводится оценка технической возможности создания ядерного боезаряда из плутония, накопленного в энергетических реакторах. Рассматривается проблема применения гарантий к реакторам CANDU. Рассматриваются возможные меры политического и технического характера, предупреждающие от нелегального переключения.

В течение последних нескольких десятков лет ядерное оружие было создано в пяти государствах, которые не входят в официальный «ядерный клуб». Это Индия, Пакистан, Израиль, КНДР, а также ЮАР. Но лишь ЮАР в 1990 году отказалась от ядерного оружия и демонтировала свой ядерный оружейный комплекс под контролем МАГАТЭ в 1993. Некоторые государства достигли так называемого «порогового состояния», то есть такого высокого уровня развития ядерных технологий, что они могут создать ядерное оружие за очень короткий промежуток времени при возникновении необходимости и принятии соответствующего политического решения. Примером может служить Япония, имеющая необходимую технологическую базу и достаточное количество Pu для создания нескольких десятков боезарядов[1]. Актуальность обсуждения проблематики Pu подчеркивается тем, что из три из четырех стран - неофициальных ядерных держав, а именно Индия, Израиль и КНДР связывают обретение ядерного статуса с созданием плутониевого боезаряда, и лишь Пакистан пошел по пути создания боеголовки из высокообогащенного урана.

Сегодня можно выделить два аспекта, которыми обуславливаются угроза распространения ядерного оружия - технический и политический. Политический включает в себя следующие причины, по котором страна может принять решение обрести ядерный статус: угроза национальной безопасности, наличие лидерских амбиций и желание увеличить политическую значимость на мировой или региональной арене. Так же при любой форме сильной централизованной власти определяющим может оказаться желание правящих элит. При использовании технического подхода потенциал распространения определяется наличием технологий, кадров и ядерных материалов, необходимых для создания ядерного оружия. С середины прошлого века происходит непрерывный рост всех перечисленных компонентов. Этот рост в значительной степени связан с развитием мирной ядерной

энергетики, что обусловлено двойным назначением атомных технологий. Среди основных компонентов этого потенциала отметим рост производства и запасов энергетического плутония, побочного продукта ядерной энергетики, который нарабатывается непрерывно в любом типе реактора. Стоит разобраться, в чем же разница между плутонием, нарабатываемым в мирном реакторе и плутонием, используемым в ядерных боезарядах. Для этого приведем общепринятую классификацию плутония.

Таблица 1. Классификация Pu [2]

Плутоний	Сверхчистый	Оружейный	Топливный	Реакторный
Pu-240, %	≤ 3	< 7	< 18	> 18

Как можно заметить разница основывается на процентном содержании 240 изотопа плутония в общей массе, если для оружейного плутония это лишь 7%, то для энергетического или реакторного эта цифра составляет более 18%.

Теперь стоит перейти к критическим массам различных изотопов плутония, будем опираться на математически рассчитанные критические массы чистых изотопов Pu. Вы можете видеть эти данные в первой строчке Таблицы 2. Для приближения к реальности произведен перевод этих данных в критическую массу плутония в дельта фазе, т.к. по открытым источникам именно такой плутоний, стабилизированный галлием, используется в ЯО, критическая масса для каждого изотопа выросла примерно в 1.5 раза, результаты находятся во 2ой строчке Таблицы 2.

Таблица 2. Критические массы изотопов Pu [3]

Изотоп	Pu-239	Pu-240	Pu-241	Pu-242	Pu-238
$M_0^{кр}$, кг	10,1	36,95	13,02	85,35	9,75
$M_{\delta-фаза}^{кр}$, кг	15,94	58,81	20,53	138,14	15,37

Комбинируя данные о категоризации плутония и его критмассах посмотрим, как меняется критмасса при увеличении процентного содержания 240 изотопа плутония. Данные приведены в Таблице 3.

Таблица 3. Зависимость критической массы от процентного содержания Pu-240

Pu-240, %	0	7	10	18	25	30
$M_{кр}$, кг	15,94	17,18	17,76	19,42	21,03	22,30

Можем видеть что расчетная разница составила приблизительно 2.5 килограмма или 13% от критической массы. Следовательно, можем сделать вывод о недостаточном обосновании категорирования с точки зрения критической массы. Немаловажной проблемой на пути создания плутониевого боезаряда является высокая теплоотдача Pu-240, относительно Pu-239, но существует техническая возможность создания теплоотводящего механизма, который справится с этой проблемой.[3] Реальность угрозы отражает отчет подготовленный Комитетом по международной безопасности и контролю над вооружениями Американской академии наук (SISAC), где говорится: «Потенциальный пролифератор может изготовить простое в конструктивном отношении ядерное взрывное устройство из реакторного плутония мощностью от одной до нескольких килотонн». [4]

Рассмотрим тяжеловодный реактор в контексте данной проблематики. Реактор данного типа, решает важную проблему нераспространения - отсутствие технологии обогащения урана, так как такие реакторы работают на оксиде природного урана. На данный момент самым распространенным реактором данного типа является CANDU – 29 реакторов в мире.

Приведем оценочные данные изотопного состава плутония наработанного в тяжеловодном реакторе при номинальной энерговыработке - 7.5 ГВт*сутки/т. Их можно увидеть в Таблице 4

Таблица 4. Изотопный состав Pu в ОЯТ тяжеловодного реактора [5]

Изотоп	Pu-239	Pu-240	Pu-241	Pu-242	Pu-238
Содержание, %	66.4	26.9	5.1	61.5	0,09

Расчетная критическая масса боезаряда из плутония данного качества составила 21.5 кг, Нарботка Pu составляет около 0.6 кг/ГВт*сутки, но стоит отметить, что даже при снижении энерговыработки на треть чистота плутония заметно повысится.

Подводя итоги, резюмируем основные угрозы режиму нераспространения исходящие от тяжеловодных реакторов:

1. Нарботка более чистого Pu, чем в других широко используемых типах реакторов.
2. Более доступная технология производства топлива и как следствие большая опасность создания нелегального «теневого» топлива для последующей наработки плутония.

3. Невысокая номинальная энерговыработка – что приводит к меньшей разнице между номинальным режимом работы и таким, при котором качество нарабатываемого плутония существенно возрастет.

4. Возможность перезагрузки реактора на мощности (CANDU), что усложняет процедуру международного мониторинга.

Примером всех этих проблем может служить тяжеловодный исследовательский Индийский реактор CIRUS, который успешно наработал Pu для ядерного взрыва 1974 года. Эти угрозы отражают потенциальную опасность поставки реакторов такого типа в страны не имеющие достаточно стабильного политического режима и необходимых национальных систем для обращения с ядерными материалами.

Возможные варианты решения проблемы, которые помогут уменьшить исходящую угрозу.

1. Введение в качестве топлива SEU – slightly-enriched uranium слабо обогащенный уран приблизительно до 1.8%, проект Advanced CANDU Reactor-1000, что позволит усложнить процесс производства топлива.

2. Поставки тяжеловодных реакторов в страны только в случае подписания Дополнительного протокола МАГАТЭ, что позволит осуществлять наиболее эффективный контроль за перемещением ОЯТ.

3. В качестве технических средств, которые способны снизить угрозу и обеспечить усиленный контроль МАГАТЭ, на тяжеловодный реактор должны устанавливаться:

- Счетчики отработавших топливных сборок реактора - системы радиационного мониторинга, которые ведут учет ОЯТ при его помещении в бассейн для хранения. Коллимированные детекторы гамма-излучения устанавливаются на наиболее уязвимое для хищения место в установке типа CANDU и позволяют регистрировать не только количество, но и направление перемещения топлива, даже в случаях одновременного проноса двух сборок.

- Мониторы выгрузки топлива из активной зоны реактора – системы радиационного мониторинга, позволяющие следить за выгрузкой ОЯТ из активной зоны реактора. Такая система может применяться как к реакторам перегружаемым при остановке, так и к реакторам перегружаемым на мощности (CANDU). Непрерывно определяют интенсивность нейтронного и гамма излучений. При возникновении пиковых значений делается вывод о перегрузке топлива, так же по уровню фонового значения можно судить об уровне эксплуатационной мощности реактора.

- Мониторы мощности реактора – системы нейтронного мониторинга, помещаемые вне биологической защиты, позволяют в режиме реального времени отслеживать изменение энерговыработки реактора.

- Автономные мониторы потока топлива – детекторы нейтронного и гамма излучения, стационарно размещаются в реакторе и обеспечивают непрерывное слежение за входящими и выходящими ТВС, что минимизирует риски утечки топлива. Детекторы монтируются парами для обеспечения отказоустойчивости системы, что приводит к полному сбору данных необходимых для обеспечения гарантий. Также при одновременном использовании нейтронных и гамма детекторов подмена сигнала злоумышленником становится практически невозможной. Контроль обеспечивается на трех важнейших этапах перемещения топлива на установке: перемещение свежего топлива к реактору, перемещение ОЯТ к бассейну, выгрузка ОЯТ из бассейна. Такие мониторы могут дополняться видеонаблюдением для получения наиболее полной информации

Все эти системы являются автономными и имеют ряд преимуществ: повышение эффективности гарантий МАГАТЭ, вследствие непрерывности контроля; снижение объема инспекционной деятельности; снижение уровня доз радиационного облучения инспекторов; снижение уровня вмешательства в эксплуатацию установки. Стоит также отметить, что на данный момент системы автономного слежения позволяют существенно снизить затраты на обеспечение гарантий МАГАТЭ.

Список литературы:

1. Plutonium Isotopes [Электронный ресурс]. – режим доступа: <http://www.globalsecurity.org/wmd/intro/pu-isotope.htm> – 20.09.10.
2. «Ядерная Япония» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://allblitz.ru/News-print-42.html> – 29.07.10
3. Андрюшин И.А., Юдин Ю.А. Риски распространения и проблема энергетического плутония - Саров, Саранск Типография «Красный Октябрь» 2007 с.12-13
4. Федоров Ю.Е. Корейский ядерный кризис и Россия // Ядерный контроль № 4 (78), Т-11 Зима 2005 с.41-61
5. Bragin V., Carlson J., Leslie R. The categorisation of nuclear material in the context of integrated safeguards [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.dfat.gov.au/asno/publications/categ_numat_intsfgrds.html – 20.09.10.

Теплофизические свойства циркония и его сплавов, используемых в отечественных тепловых реакторах

Е.Ю. Сияткин, А.В. Кузьмин

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

kuzminav@tpu.ru

Отмечаются основные особенности циркония и его сплавов, их применение в элементах активных зон отечественных водо-водяных ядерных реакторов. Приведены результаты сравнительного анализа теплофизических свойств этих материалов по справочным данным 1968 и 2007 годов.

Сплавы циркония нашли широкое применение в современных реакторах на тепловых нейтронах в качестве конструкционного материала, прежде всего, из-за весьма малой доли «паразитного» поглощения нейтронов в активной зоне в сравнении с водным теплоносителем и нержавеющей сталью. Для её оценки достаточно оценить сечения радиационного захвата σ_c ядер циркония с ядрами легкого водорода и железа для стандартной энергии нейтронов: $\sigma_c(\text{Zr}) = 0,185 \cdot 10^{-24} \text{ см}^2$ против $\sigma_c(\text{H}) = 0,332 \cdot 10^{-24} \text{ см}^2$ и $\sigma_c(\text{Fe}) = 2,55 \cdot 10^{-24} \text{ см}^2$. Помимо этого цирконий обладает достаточной технологичностью, хорошей совместимостью с окисным топливом, коррозионной стойкостью до определенных пределов в воде и в водных растворах борной кислоты, применяемой в водо-водяных энергетических реакторах (ВВЭР) для компенсации избыточной реактивности. К недостаткам циркония относят низкие прочностные свойства и жаропрочность, для улучшения которых использовалось в основном легирование оловом и ниобием, повышающих пластичность циркония.

В конструкциях активных зон отечественных тепловых реакторов наиболее часто употребляются сплавы из рекристаллизованного циркония и легирующих добавок:

- сплав Н-1 (Э-110) включает в % Nb – 0,9...1,1; Fe – 0,015; Ni – 0,007; Al – 0,004; Ti – 0,003; C – 0,02; Si – 0,004; O – 0,05; N – 0,003; H – 0,001...0,002;

- сплав Н-2,5 (Э-125), который отличается только увеличенным до 2,5 % содержанием ниобия.

Распределение материалов в элементах конструкций современных тепловыделяющих сборок (ТВС), поглощающих стержней системы управления и защиты (ПС СУЗ) и пучков стержней выгорающих поглотителей (СВП), то есть в основных элементах, формирующих активную зону ВВЭР-1000, представлено в табл. 1.

Таблица 1. Распределение материалов в элементах активной зоны ВВЭР [1]

Материал	Активная часть ТВС, $H_{A3}=3530$ мм	Общая длина концевых элементов $l=1040$ мм
сплав Э-110	оболочки тепловыделяющих элементов (ТВЭЛ), центральная трубка, оболочки СВП	концевые детали ТВЭЛ и нижняя концевая деталь СВП
сталь 08X18H10T	дистанционирующие решетки, направляющие каналы СУЗ	головка ТВС, хвостовик, головка ПС СУЗ и пучка СВП
сталь 12X18H10T		пружины
сталь 06X18H10T	оболочки поглощающих элементов (ПЭЛ)	

Выбор нержавеющей стали обусловлен необходимостью обеспечения достаточной упругости для фиксации ТВЭЛ в течение кампании топлива и сохранения геометрии ТВС в заданных пределах при транспортно-технологических операциях.

Оболочка ТВЭЛ является вторым физическим барьером, препятствующим выходу радиоактивных продуктов в окружающую среду, и поэтому к её материалу предъявляются высокие требования теплотехнической и механической надежности.

Температура плавления циркония и его сплавов примерно одинакова и равна 2128...2130 К, однако ряд причин ограничивают область их применения. Во-первых, циркониевые сплавы легированные ниобием, обладают высокой коррозионной стойкостью в воде только до 350 °С и в паре при температурах 400...500°С из-за пассивации с образованием защитных пленок [2]. Во-вторых, температура 350°С является своеобразной критической точкой, после которой уменьшаются прочностные и возрастают пластические свойства сплава Э-110. Наиболее резко эти свойства проявляются в диапазоне 400...500°С. В-третьих, цирконий взаимодействует с водой в экзотермической реакции окисления:



с образованием водорода, увеличивающего риск образования взрывоопасной «гремучей смеси» с кислородом. Интенсивность этой реакции в воде до 300°C пренебрежимо мала, при температуре выше 1000...1200°C цирконий интенсивно начинает взаимодействовать уже с паром. Взрывообразный характер протекания этой пароциркониевой реакции с большим выделением тепла и водорода представляет большую опасность с точки зрения разгерметизации ТВЭЛ и теплового взрыва реактора [1]. Таким образом, температуру в 350°C для циркониевых сплавов можно считать пограничной и гарантирующей условия безопасной эксплуатации.

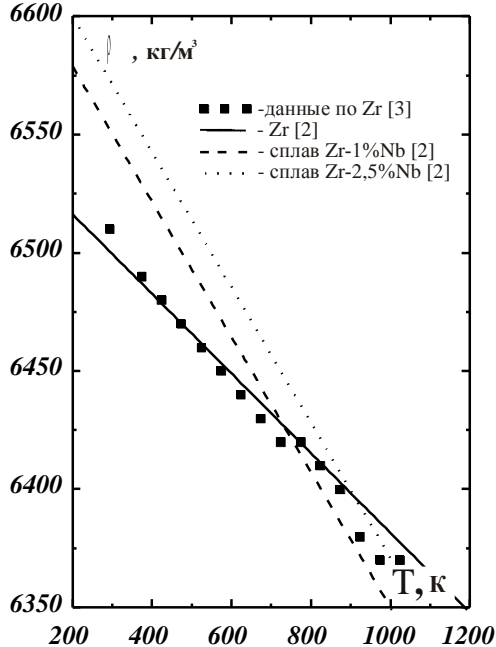


Рис.1. Зависимости плотности циркония и его сплавов от температуры

Точность теплофизических расчетов во многом определяется достоверностью термодинамических и транспортных свойств материалов. Долгое время доступными данными для проведения тепловых расчетов ядерных реакторов и установок являлись только свойства рекристаллизованного циркония [3,4]. В конце прошлого века в Соединенных Штатах на базе Аргоннской национальной лаборатории был создан Международный Центр Ядерной Безопасности (INSC) ставивший целью обеспечение легкодоступных данных и информации, необходимой для выполнения анализа ядерной безопасности и развития международного сотрудничества в рамках обмена информацией по ядерной безопасности. База данных INSC, расположенная в Интернете на сайте <http://www.insc.anl.gov> содержит критически оцененные рекомендации для свойств реакторных материалов для нормальных условий эксплуатации, легких и тяжелых условий работы [5]. Развитие базы данных INSC свойств материалов ведется в сотрудничестве с Международным агентством по атомной энергии (МАГАТЭ) [6]. Рекомендованные этими организациями зависимости свойств реакторных материалов вместе с отечественными данными собраны в справочнике [2].

Приведем новые данные теплофизических свойств циркония, его сплавов и нержавеющей стали [2] в диапазоне температур α -фазы твердого циркония $298 \leq T \leq 1100\text{K}$, включающим температурную область нормальных условий эксплуатации, и сравним их с прежними рекомендациями [3].

Плотность Zr и его сплавов Э-110 и Э-125 при нормальной температуре в 298 K составляет соответственно 6511...6550...6570 кг/м^3 [2], а соответствующие аппроксимации (рис.1), необходимые для расчета нейтронно-физических характеристики и коэффициента температуропроводности, имеют вид:

$$\rho_{\text{Zr}} = 6550 - 0,1685 \cdot T, \quad \rho_{\text{Э-110}} = 6636 - 0,286 \cdot T, \quad \rho_{\text{Э-125}} = 6657 - 0,2861 \cdot T.$$

Корреляция для коэффициента теплопроводности циркония получена на основе статистического анализа экспериментальных данных, полученных в работах по определению коэффициентов теплопроводности и температуропроводности, начиная с 1951 года. В результате анализа работ и тщательной отбраковки данных к обработке было допущено 275 результатов. Рекомендованная аппроксимация, приведенная в табл.2, получена для более широкого диапазона температур: от 298 до 2000K и имеет погрешность $\pm 9,5\%$ [7].

Аппроксимация теплоемкости Zr от температуры в [2] имеет вид

$$C_p = 238,596 + 0,181 \cdot T - 96,1 \cdot 10^{-6} \cdot T^2 + 36,2 \cdot 10^{-9} \cdot T^3.$$

В таблице 2 она заменена практически адекватным полиномом 2-й степени.

Таблица 2. Аппроксимации зависимости теплоемкости и коэффициента теплопроводности от температуры для циркония и его сплавов [2]

Материал	C_p , Дж/(кг·K)	λ , Вт/(м·K)
Zr	$248,3 + 0,1307T - 1,88 \cdot 10^{-5} T^2$ *)	$8,8527 + 7,082 \cdot 10^{-3} T + 2,5329 \cdot 10^{-6} T^2 + 2,9918 \cdot 10^3 T^{-1}$
Э-110	$238 + 0,159T$	$23,5 - 0,0192T + 1,68 \cdot 10^{-5} T^2$
Э-125	$221 + 0,172T - 5,87 \cdot 10^{-4} T^2$	$14 + 0,0115T$

*) получена авторами

Все зависимости табл.2, представленные в виде графиков на рис.2 и 3, сравниваются с ранними экспериментальными данными [3]. Кроме того на рис.3 для сравнения нанесены табличные значения коэффициента теплопроводности нержавеющей стали 08X18H10T [2], для описания которых предложена зависимость

$$\lambda_{нс} = 15,74 + 0,00218T + 4,6 \cdot 10^{-6}T^2.$$

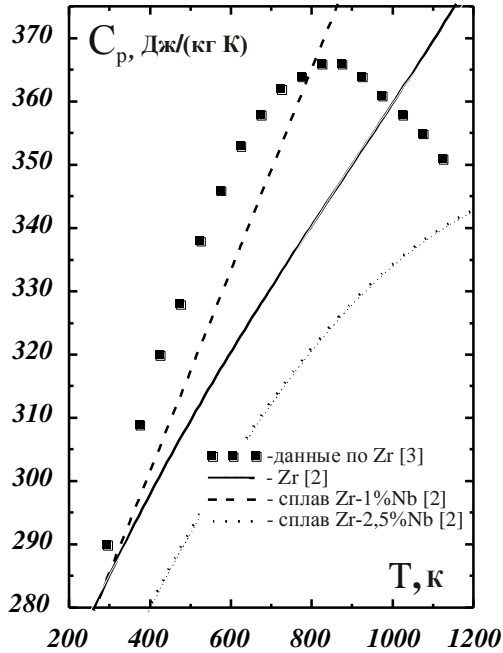


Рис.2. Зависимости теплоёмкости циркония и его сплавов от температуры

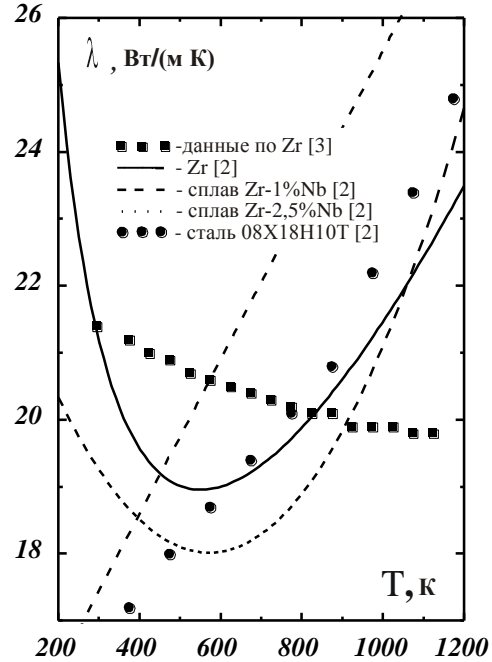


Рис.3. Зависимости теплопроводности циркония, его сплавов и нержавеющей стали от температуры

Анализ экспериментальных данных по теплофизическим свойствам основных материалов активной зоны ВВЭР: циркония, его сплавов и стали 08X18H10T, позволяет сделать следующие замечания:

- большой экспериментальный материал по свойствам циркония, обработанный по методике INSC, позволил получить откорректированные зависимости, заметно отличающиеся от прежних рекомендаций;

- экспериментальных данных по сплавам циркония Э-110, Э-125 и стали 08X18H10T намного меньше, что позволяет утверждать о необходимости дальнейшего изучения их теплофизических свойств разными экспериментальными методами и возможной последующей коррекции.

Список литературы:

1. ВВЭР-1000: физические основы эксплуатации, ядерное топливо, безопасность / А.М. Афров, С.А. Андрущечко, В.Ф.Украинцев и др. – М.: Университетская книга, Логос, 2006. – 488 с.
2. Кириллов П.Л., Терентьева М.И., Денискина Н.Б. Теплофизические свойства материалов ядерной техники: Учебное справочное пособие для студентов специальностей: 14.03.05 – Ядерные реакторы и энергетические установки, 14.04.04. – Атомные электрические станции и установки / Под общ. ред. проф. П.Л.Кириллова; 2-е изд. перераб. и доп. – М.: ИздАт, 2007. – 200 с.
3. Чиркин В.С. Теплофизические свойства материалов ядерной техники: Справочник. – М.: Атомиздат, 1968. – 484 с.
4. Дементьев Б.А. Ядерные энергетические реакторы: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.: ил.
5. Fink J.K., Sofu T. and Ley H. International Nuclear Safety Center Database on Thermophysical Properties of Reactor Materials // Int. JI of Thermophysiks, 1999. – Vol. 20. – No. 1. – p. 279-287.
6. Thermophysical Properties of Materials for Water Cooled Reactors: Report IAEA-TECDOC-949. Vienna: IAEA, 1997.
7. <http://www.insc.anl.gov/matprop/zirconium/cond/zircsumm.php>.

Переработка российского оружейного урана после 2013 года**С.Д. Кадочников***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**foqsis@gmail.com*

В 2013 году закончится контракт «ВОУ-НОУ», заключенный между РФ и США для переработки российского оружейного урана. Уже сегодня Россия заявляет, что продолжения «ВОУ-НОУ» не будет. При этом наши ядерные материалы оружейного качества имеют большие перспективы в качестве энергетического сырья. Статья посвящена возможным сценариям переработки ВОУ, наиболее перспективным с точки зрения национальных интересов нашей страны.

Индустриальные завоевания прошлых столетий сформировали две основные проблемы нашего времени – возрастающую с каждым годом потребность в электроэнергии и ресурсосбережение. Предрекая в ближайшем будущем революционный технологический прорыв, человечество сегодня возлагает большие надежды на «мирный атом», который в состоянии обеспечить растущее энергопотребление и воспроизводство собственных энергоносителей. Интерес к атомной энергетике растет. Но вместе с ним растет и напряжение по поводу нераспространения ядерных материалов. Главный вопрос, который возникает в связи с этим, это выбор технологии, которая позволит в комплексе решить целый ряд актуальных проблем, связанных эффективным использованием ограниченных ресурсов и денежных средств, а также с энергетической безопасностью страны и необходимостью утилизации делящихся материалов оружейного качества.

18 февраля 1993 года между Россией и США было подписано межправительственное соглашение об использовании высокообогащенного оружейного урана (ВОУ). После длительных консультаций по сокращению ядерных вооружений, часть наших запасов ВОУ была признана избыточной с точки зрения обеспечения национальной безопасности. Речь шла об урановых болванках, извлекаемых из ядерных боеголовок с демонтированных ракет и стартовых комплексов. Упомянутое выше соглашение рассчитывалось на 20 лет и предусматривало поставку в США низкообогащенного («разбавленного») урана (НОУ) в качестве топливного сырья для американских АЭС. [1]

Всего по контракту «ВОУ-НОУ» Россия должна переработать в низкообогащенное топливо 500 тонн своего оружейного урана и получить за это \$12 млрд. Таковы условия сделки, заключенной 17 лет назад. По мнению Росатома, именно благодаря этим деньгам российская атомная промышленность смогла выжить в 90-е годы. [2]

Конечно же, за 20 лет мировые цены на уран не могли не измениться. [3] И уже в 1998 году стоимость контракта оценивалась на \$500 млн. дороже. [4] С годами эта разница продолжала и до сих пор продолжает увеличиваться.

С другой стороны без внутренних и зарубежных контрактов мы в тяжелые годы рисковали попросту потерять свое обогатительное производство. «Жемчужина в короне» Росатома – разделительная центрифуга – не может стоять без работы. Она неизбежно ломается, такова ее конструкция. Конечно, можно было «гонять» центрифуги «вхолостую», но это только наращивало бы наш внутренний долг.

Еще одним, не менее важным моментом соглашения «ВОУ-НОУ» стало четкое соблюдение принципов нераспространения. Мало вытащить уран из боеголовки. Важно найти ему «достойное» (энергетическое) применение. В этом ключе соглашение «ВОУ-НОУ» можно назвать просто идеальным. «Мегатонны – в мегаватты» – очень говорящее название.

Сегодня 2013 год уже не кажется таким далеким. Контракт «ВОУ-НОУ», выполненный на 80%, близок к завершению. [5] И вопрос о том, как Россия будет использовать остающиеся у нее запасы ВОУ, сегодня становится все более актуальным.

По мнению наших заокеанских коллег, накопленные Россией запасы ядерных материалов оружейного качества продолжают угрожать их национальной безопасности и внешнеполитическим интересам. [6] Соединенные Штаты Америки сегодня активно расширяют свой атомный сектор, открывают и разрабатывают внутренние урановые месторождения, строят и проектируют новых АЭС. Очевидно, что рост appetites на ядерное топливо при этом неизбежен.

Два года назад американские партнеры уже выступали с предложением продлить соглашение «ВОУ-НОУ». [7] Однако, несмотря на поправку Доменичи, попытка США склонить Россию к одностороннему сокращению ядерных арсеналов потерпела фиаско. Запасы ВОУ Россия считает национальным достоянием, которое было создано потом и кровью нескольких поколений. [8] И в США это прекрасно понимают.

Благодаря контракту «ВОУ-НОУ», Россия смогла выйти на мировой урановый рынок. И теперь с ней стоит считаться не только как с ядерной страной, но и как с крупным игроком на рынке уранового сырья и услуг в сфере ядерных технологий. Не смотря на отказ продлевать контракт «ВОУ-НОУ» после 2013 года, Россия оставляет за собой право выбора заказчика. Сейчас далеко не 1993 год, и мы не в той

ситуации, когда контракты типа «ВОУ-НОУ» являются ни чем иным как «спасательным кругом» во время свободного плавания в «океане» мировой экономики.

После 2013 года Россия может в одностороннем порядке вовлечь свой избыточный оружейный уран в производство электроэнергии в качестве высококонцентрированного топливного сырья. Причем исключительно на условиях экономической целесообразности, вне рамок каких-либо международных политических договоров (тем более долгосрочных) и без конкретных обязательств в численном выражении. [7,8,9].

Существующих запасов хватит не на одну ядерную войну. По оценкам некоторых экспертов российские запасы оружейного урана составляют 800–1200 тонн. [10,11] И это за вычетом того, что мы «потеряли» по контракту «ВОУ-НОУ». Вместо того чтобы содержать избыточный ВОУ, лучше без ущерба национальной безопасности пустить его в оборот, переведя в топливо. Сегодня наша атомная отрасль уже не выживает, а возрождается. Деньги, вырученные от экспорта такого топлива, будут более чем реальной финансовой поддержкой для развития собственных ядерных проектов и перспективных технологий. Например, технологий переработки ОЯТ и РАО, где у России накоплен уникальный опыт. Углубляя его и наращивая производственные возможности, мы в полной мере откроем для себя перспективный рынок по переработке, который оценивается во много миллиардов евро. [12]

Если предположить, что утилизация ВОУ в будущем может продолжаться в рамках нового договора о сокращении ядерных потенциалов, то тут важно обратить внимание на положительный опыт так называемого «плутониевого» соглашения между РФ и США. Ключевое отличие его условий от условий ВОУ-НОУ в том, что заранее было оговорено только количество делящихся материалов, подлежащих обязательной переработке. [13] Никаких сроков и денежных эквивалентов. Если на НОУ из ВОУ найдется покупатель, то заплатит цену, сопоставимую с ценой на мировом урановом рынке, не иначе.

Возможен и другой сценарий. Если в Ангарске «оживет» Международный банк ядерного топлива, Россия сможет снабдить его топливным ураном. [14] Причем в относительно короткие сроки, поскольку разбавление ВОУ не так затратно, как обогащение урановой руды. Изюминка идеи в том, что такое топливо не будет считаться экспортным, так как после завершения топливной кампании за рубежом, оно вернется в Россию на переработку. Гарантии нераспространения при этом безупречны.

Важно понимать: ядерные материалы в качестве топлива важно использовать экономно. Потребуется немало времени, прежде чем новые урановые месторождения оправдают вложенные в них средства. Использование НОУ из ВОУ может на долгие годы обеспечить наши потребности в урановом топливе. А колоссальный «ядерный щит» – это наша история и наше богатство, которое мы должны использовать разумно.

Список литературы:

1. ОАО «Техснабэкспорт» и Обоганительная корпорация США (USEC) достигли договоренности о новой формуле ценообразования [Электронный ресурс] – режим доступа: <http://www.atomic-energy.ru/news/2009/03/22/2955> – 12.10.2010
2. Азар И. Вон из ВОУ-НОУ [Электронный ресурс] – режим доступа: http://www.gazeta.ru/politics/2008/09/10_a_2835602.shtml – 13.10.2010
3. SWU Value [Электронный ресурс] – режим доступа: <http://www.uranium.info/index.cfm?go=c.page&id=34> – 20.10.2010
4. Дьяков А.С. Сколько стоит оружейный уран? [Электронный ресурс] – режим доступа: <http://www.armscontrol.ru/start/rus/comments/heu1124.htm> – 20.10.2010
5. США объявили о переработке 400 из 500 тонн российского высокообогащенного урана [Электронный ресурс] – режим доступа: <http://www.atomic-energy.ru/news/2010/09/13/14010> – 21.10.2010
6. Барак Обама продлил действие указа об оплате поставок российского урана в США [Электронный ресурс] – режим доступа: <http://www.atomic-energy.ru/node/4577> – 15.10.2010
7. Новиков С. Нового ВОУ-НОУ не будет [Электронный ресурс] – режим доступа: <http://www.atomic-energy.ru/news/2009/03/17/2797> – 12.10.2010 (5)
8. Росатом проявил патриотизм [Электронный ресурс] – режим доступа: <http://www.atominfo.ru/news/air5346.htm> – 12.10.2010
9. Кириенко С. Мировая потребность в уране может утроиться за 20 лет [Электронный ресурс] – режим доступа: <http://www.atomic-energy.ru/news/2010/09/09/13811> – 12.10.2010
10. Действия России после окончания ВОУ-НОУ трудно предсказать [Электронный ресурс] – режим доступа: <http://www.atomic-energy.ru/node/9601> – 13.10.2010
11. Поправка Доменичи о продлении де-факто ВОУ-НОУ находит своих сторонников и противников [Электронный ресурс] – режим доступа: <http://www.atominfo.ru/news/air4348.htm> – 12.10.2010
12. Кормилицын М. ОЯТ – это рынок в 300 миллиардов евро [Электронный ресурс] – режим доступа: <http://www.atominfo.ru/news/air5967.htm> – 16.10.2010

13. Шидловский В., Кудрявцев Е., Петрова Л. Утилизация оружейного плутония [Электронный ресурс] – режим доступа: <http://www.informatom.ru/rus/safe/kudryavtsev-st1.asp> – 30.10.2010
14. Кочеров С. Станет ли Россия мировым хранилищем ядерного топлива? [Электронный ресурс] – режим доступа: <http://www.polit.nnov.ru/2010/03/30/nuclearcentre/> - 30.10.2010

УДК 661.87.519

Моделирование нестационарных процессов разделения в центробежных каскадах

В.А. Власов, В.Г. Бутов, А.А. Орлов, С.Н. Тимченко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
timchenko@phtd.tpu.edu.ru

Рассмотрена модель нестационарных разделительных процессов, возникающих в прямоугольных симметричных противоточных центрифужных каскадах. Разработана методика расчета основных параметров переходных процессов в центрифужных каскадах. Приведены результаты численного расчета.

Введение

Возникновение нестационарных процессов в разделительных центрифужных каскадах, связано с разными причинами, например: изменением частоты питающего тока, переходом на новый технологический режим, отключением части оборудования и т.п.

1. Модель противоточного симметричного каскада

Рассмотрим прямоугально-ступенчатый центрифужный каскад для разделения двухкомпонентной изотопной смеси. Пусть в некоторую промежуточную точку каскада подается поток питания F , а из концов каскада отбираются потоки P (отбор) и W (отвал).

Величины P , F и W являются функциями от времени, и связаны уравнениями баланса:

$$F = P + W, F \cdot C_F = P \cdot C_P + W \cdot C_W \quad (1)$$

Модель каскада для расчета нестационарных процессов разделения изотопов включает в себя систему уравнений нестационарной гидравлики и нестационарного переноса в каскаде. Решение данной объединенной системы уравнений позволяет определить время выхода каскада на стационарный режим работы, потоки и концентрации отбора и отвала ступеней и всего каскада в целом.

Система уравнений нестационарных гидравлических процессов строится следующим образом: газосодержание каскада, состоящего из n ступеней, разбивается на n объемов газа. Газосодержание в каждой ступени M_0 определяется массой газа вращающегося в роторах центрифуг [2]:

$$M_0 = \rho V \frac{1 - e^{-A}}{A}, \quad A = \frac{M \Omega^2 r_a^2}{2RT_0}, \quad (2)$$

где $V = \pi r_a H$ – объем ротора, r_a – радиус ротора; H – высота ротора; M – молярная масса газа; ρ – равновесная плотность газа; p – давление; T_0 – температура; $\Omega = V_w / r_a$ – угловая скорость; V_w – окружная скорость ротора.

Газосодержание $M_i(t)$ i -той секции рассчитывается по формуле:

$$M_i = E p, \quad \text{где } E = \frac{N_i V M}{RT_0} \cdot \frac{1 - e^{-A}}{A} \quad (3)$$

В общем случае потоками входящими в i -ый объем являются поток отбора предыдущей ступеней G_{i-1}^+ ; поток отвала следующей ступеней G_{i+1}^- и внешний поток питания данной ступени F , являющийся заданной функцией от времени t . Кроме того, в случае закрытия соседних ступеней, в i -ый объем поступают потоки отбора G_{i-2}^+ и отвала G_{i+2}^- с ближайшей работающей ступени. Из объема ступени выходят поток отбора G_i^+ и поток отвала G_i^- .

Исходя из условия баланса вещества в выделенных объемах. Изменение газосодержания в выделенном объеме определяется разностью входящих и выходящих потоков.

Для i -ой ступени можно записать следующие уравнения нестационарной гидравлики:

$$\frac{dM_i}{dt} = \delta_F F + \delta_{i-1}^+ G_{i-1}^+ + \delta_{i-2}^+ G_{i-2}^+ + \delta_{i+1}^- G_{i+1}^- + \delta_{i+2}^- G_{i+2}^- - G_i^+ - G_i^- \quad (4)$$

где: δ_F , δ_{i-1}^+ , δ_{i-2}^+ , δ_{i+1}^- , δ_{i+2}^- – признаки (0 или 1) наличия потока в секции, t – время.

Из (2) и (3) следует, что изменение величины E во времени зависит от $\Omega(t)$, поэтому в общем случае, газосодержание газовой центрифуги (ГЦ) зависит, от частоты ее вращения:

$$\frac{dM}{dt} = E \frac{dp}{dt} + p \frac{dE}{dt} \quad (5)$$

Перенос легкого изотопа от отвала в сторону отбора в обогатительной и регенеративной частях каскада соответственно записывается в следующем виде [2–4]:

$$\tau_l = \tau c + G \varepsilon c (1 - c) \pm \frac{\partial c}{\partial n} \frac{G}{2}, \quad (6)$$

где: ε - коэффициент полного обогащения.

После подстановки τ_l из (5) в уравнение переходного процесса в центробежном каскаде

$$\frac{\partial(Mc)}{\partial t} = - \frac{\partial \tau_l}{\partial n}$$

для обогатительной части получим

$$\frac{\partial(Mc)}{\partial t} = \frac{G}{2} \frac{\partial^2 c}{\partial n^2} - \frac{\partial}{\partial n} [G \varepsilon c (1 - c) + \tau c] \quad (7)$$

Для решения уравнения (7) необходимо задать начальное и граничные условия на отборном и отвальном концах каскада. Предположим, что распределение концентрации при $t = 0$ соответствует некоторому стационарному состоянию каскада

$$c(n, 0) = c_0(n) \quad (8)$$

Граничное условие на отборном конце каскада ($n = N$) при безотборном режиме работы определяется как

$$\left. \frac{dc}{dn} \right|_{n=N} = 2 \varepsilon c (1 - c) \quad (9)$$

На отвальном конце каскада ($n = 1$) при безотвальном режиме работы граничное условие определяется так

$$\left. \frac{dc}{dn} \right|_{n=1} = 2 \varepsilon c (1 - c) \quad (10)$$

В случае работы в безотборно-безотвальном режиме с резервуарами, имеющими газосодержание M_p^T и M_p^J на отвальном и отборном концах каскада соответственно, граничные условия имеют вид:

$$\left. \frac{dc}{dn} - 2 \varepsilon c \right|_{n=N} = 2 \frac{M_p^J}{G} \frac{\partial c}{\partial t}, \quad \left. \frac{dc}{dn} - 2 \varepsilon c \right|_{n=1} = 2 \frac{M_p^T}{G} \frac{\partial c}{\partial t} \quad (11)$$

На стыке ступеней разной производительности должны выполняться следующее условие непрерывности:

$$\frac{G(-n_k, t)}{2} \cdot \frac{\partial c^-}{\partial n} - \frac{G(+n_k, t)}{2} \cdot \frac{\partial c^+}{\partial n} + \varepsilon [G(+n_k, t) - G(-n_k, t)] \cdot c_f (1 - c_f) = \delta_F c_f F \quad (12)$$

Знаками «+» и «-» отмечены значения параметров справа и слева от k -го стыка ступеней.

2. Численный расчет нестационарных процессов в разделительном каскаде

Расчет системы уравнений (4) для определения газосодержания и (7) нестационарного переноса проводится следующим образом:

Рассчитывается начальное газосодержание в ступенях согласно уравнению (5) и начальная концентрация вдоль каскада по условию (8). Затем рассчитывается минимальный шаг по времени Δt для уравнений (4) и (7). Для уравнения (7) вводится также шаг Δn по переменной n .

Для численного решения уравнений (4) используется модифицированный метод Эйлера [5] второго порядка точности по времени. При решении уравнения (7) используется двухслойная схема расчета, обеспечивающая второй порядок точности по переменным t и n [6].

Для обеспечения расчета с общим вторым порядком точности при аппроксимации условий на отборном (9) и отвальном (1) концах каскада, на стыке ступеней разной производительности (12) использовались односторонние разностные схемы также как и в работе [6]:

$$\frac{\partial c^-}{\partial n} = -2 \cdot c_{n_k-3}^i + 9 \cdot c_{n_k-2}^i - 18 \cdot c_{n_k-1}^i + 11 \cdot c_{n_k}^i / 6 \Delta n, \quad \frac{\partial c^+}{\partial n} = 2 \cdot c_{n_k-3}^i - 9 \cdot c_{n_k-2}^i + 18 \cdot c_{n_k-1}^i - 11 \cdot c_{n_k}^i / 6 \Delta n$$

3. Результаты расчетов

Проведен расчет нестационарного процесса разделения в симметричном противоточном каскаде газовых центрифуг с шестью разделительными ступенями. Начальная концентрация $C_F = 0.00711$, исходное газосодержание всех ступеней M_n , внешний поток питания $F = F(s_3, t)$.

На рис. 1 представлено распределение по времени $\tau = \frac{G_N \varepsilon^2 t}{M_N}$ относительной концентрации на отборном конце каскада $\frac{C_P}{C_D}$, где C_D - требуемая концентрация целевого продукта.



Рис. 1. Изменение относительной концентрации во времени на отборном конце каскада.

Заключение

Создана математическая модель нестационарных процессов разделения, протекающих в симметричном противоточном центрифужном каскаде. Система уравнений, описывающая данные процессы состоит из уравнений нестационарной гидравлики, являющихся уравнениями баланса вещества в выделенных объемах. Процесс переноса легкого изотопа в обоганительной и регенеративной частях каскада описывается уравнениями в частных производных второго порядка.

При совместном решении для уравнения нестационарной гидравлики используется модифицированный метод Эйлера второго порядка точности по времени, в уравнениях разделения используется двухслойная схема расчета, обеспечивающая второй порядок точности по переменным t и n .

Исследования выполнены при финансовой поддержке гранта 09-08-9915-р_офи.

Список литературы:

1. Филимонов С.В., Скорынин Г.М., Голдобин Д.Н. Моделирование нестационарных гидравлических процессов. // Изв. Вузов. Физика, 2004, Т. 47, № 11. – С. 173-177.
2. Обогащение урана / Под ред. С. Виллани. Пер. с англ. под ред. И.К. Кикоина. Энергоатомиздат, 1983.
3. Cohen K. The Theory of Isotope Separation as Applied to the Large Scale Production of U^{235} . McGraw-Hill, New York 1951.
4. Рабинович Г.Д., Гуревич Р.Я., Бобров Г.И. Термодиффузионное разделение жидких смесей. – Минск: Наука и техника, 1971. – 207с.
5. Самарский А.А.. Теория разностных схем. – М.: Наука, Главная редакция физико-математической литературы, 1977. – 656 с.
6. Левин Е.В., Лагунцов Н.И., Сулаберидзе Г.А. Об одном методе численного исследования нестационарных процессов в многосекционных установках для разделения многокомпонентных изотопных смесей. // Инж. физ. журн., 1982, Т. 43, № 3. – С. 456–462.