

Секция 2

Эффективность теплоэнергетических установок и систем

УДК 519.6

Численное моделирование процессов тепломассопереноса при вулканизации кабельных изделий*Н.А. Аманжолова, Е.В. Иванова**Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**E-mail: zhenya1@tpu.ru*

Выполнено численное моделирование комплекса взаимосвязанных процессов тепломассопереноса и полимеризации, протекающих при вулканизации типичного кабельного изделия. Проанализировано влияние конфигурации кабеля, теплообмена с внешней средой за счет конвекции, а также эффекта полимеризации на условия его прогрева. Установлены зависимости времени полной полимеризации оболочки кабельного изделия от температуры воздуха в нагревательной печи и ее характерных размеров.

Вулканизация является одним из основных этапов производства кабельных изделий [1]. В этом процессе определяющую роль играет химическое связывание макромолекул каучука. При этом формирование пространственных структур занимает особое место в проблеме создания резины.

Для получения изделий с оптимальными технологическими параметрами, удовлетворяющими требованиям соответствующих нормативных документов, следует в каждом отдельном случае выбирать наиболее целесообразные сочетания вулканизирующих агентов и оптимальные условия вулканизации. При этом следует учитывать и энергоэффективность технологического процесса [2].

Для изделий больших размеров (6 мм и более) часто трудно установить оптимальные температуры и выдержать требуемое время вулканизации. Так как все изоляционные материалы обладают низкими коэффициентами теплопроводности, то процесс прогрева до полного завершения вулканизации длится от 6 минут и более в зависимости от физических свойств резин.

При вулканизации кабельные изделия, как правило, пропускают через специальные печи с достаточно высокой температурой (до 480 К) воздуха [1]. Эти процессы должны завершиться высокой степенью полимеризации изоляционной оболочки кабеля [2]. При выборе оптимальной температуры горячего воздуха, соответствующей достижению условия завершения полимеризации оболочки, размеров вулканизационных печей и технологических параметров необходимо учитывать теплофизические и термохимические процессы, протекающие в изделии [3, 4].

Сложность экспериментального исследования макроскопических закономерностей отверждения кабельных изделий обусловлена тем, что прогрев до завершения процесса вулканизации даже относительно тонких слоев изоляции кабельных изделий занимает достаточно большие интервалы времени (десятки минут). При этом необходимо контролировать температуру поверхности изоляционного слоя, которая не должна превышать температуры начала термического разложения материала оболочки кабеля.

В таких условиях теоретическое исследование нестационарных температурных полей изоляционных слоев при их вулканизации, на базе моделей, учитывающих сложные взаимосвязанные процессы тепломассопереноса (теплопроводность, конвекция) и химического реагирования (полимеризация), является единственно возможным решением задачи повышения энергоэффективности таких процессов на производствах.

Цель данной работы – численное исследование физико-химических процессов, протекающих при вулканизации типичных кабельных изделий, а также анализ влияния параметров нагревательной камеры вулканизационной печи на условия полимеризации изоляционной оболочки.

Рассматривалась система, представленная на рисунке 1. Кабель состоит [4] из жилы – меди (1) и оболочки – резины (2). Изделие с начальной температурой T_0 нагревается при существенно более высокой температуре воздуха (3) в печи T_v . В результате резиновый слой (оболочка) кабеля вулканизуется. Полнота завершения процесса определяется степенью полимеризации изоляционного материала φ . Время завершения полимеризации ($\varphi \approx 1$ по всей

толщине ($R_1 < r < R_2$) оболочки) t_p является одной из важнейших характеристик эффективности рассматриваемого процесса.

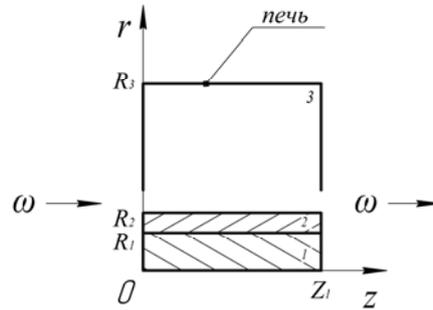


Рис. 1. Схема области решения задачи при $0 < t < t_p$: 1 – жила кабеля, 2 – оболочка кабеля, 3 – горячий воздух

При численном моделировании принимались следующие допущения, не накладывающие существенных ограничений на общность постановки задачи:

1. Контакт между жилой и слоем изоляционного материала идеален.
2. Кабель имеет правильную цилиндрическую форму.
3. Коэффициенты теплопроводности жилы, оболочки кабеля и воздуха в нагревательной камере не зависят от температуры.
4. Энергия активации процесса полимеризации не изменяется при изменении температуры.
5. Рассматривается фрагмент кабеля длиной Z_1 с идеально теплоизолированными торцами.

Математическое моделирование исследуемых процессов возможно только при адекватном описании процесса теплообмена кабельного изделия с окружающей средой. Использование при описании рассматриваемого процесса граничных условий третьего рода приводит обычно к решению проблемы определения коэффициента теплообмена на границе раздела сред. Существенное повышение надежности результатов prognostического моделирования температурных полей кабельных изделий возможно при решении задачи теплопереноса в рассматриваемой системе с использованием сопряженной постановки [5]. В настоящей работе учитывалось движение кабеля относительно печи.

Система нестационарных дифференциальных уравнений теплопроводности для системы «печь – воздух – резиновая оболочка – медный провод» (рис. 1), соответствующая сформулированной постановке задачи, имеет следующий вид.

Уравнение теплопроводности для жилы кабеля ($0 < r < R_1$, $0 < z < Z_1$):

$$\rho_1 C_1 \frac{\partial T_1}{\partial t} = \lambda_1 \left(\frac{\partial^2 T_1}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_1}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_1}{\partial z^2} \right) \quad (1)$$

Уравнение энергии для изоляционной оболочки кабеля ($R_1 < r < R_2$, $0 < z < Z_1$):

$$\rho_2 C_2 \frac{\partial T_2}{\partial t} = \lambda_2 \left(\frac{\partial^2 T_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_2}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_2}{\partial z^2} \right) + q_2 \rho_2 \frac{d\varphi_2}{dt} \quad (2)$$

$$\frac{d\varphi_2}{dt} = (1 - \varphi_2) k_2^0 \exp \left(- \frac{E_2}{R_1 T_2} \right) \quad (3)$$

Уравнение Пуассона для воздуха ($R_2 < r < R_3$, $0 < z < Z_1$):

$$\frac{\partial^2 \psi}{\partial r^2} - \frac{1}{r} \frac{\partial \psi}{\partial r} + \frac{\partial^2 \psi}{\partial z^2} = -r\omega \quad (4)$$

Уравнение завихренности для воздуха ($R_2 < r < R_3$, $0 < z < Z_1$):

$$\frac{\partial \omega}{\partial t} + u \frac{\partial \omega}{\partial r} + v \frac{\partial \omega}{\partial z} - \frac{\omega u}{r} = \nu_3 \left(\frac{\partial^2 \omega}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \omega}{\partial r} + \frac{\partial^2 \omega}{\partial z^2} - \frac{\omega}{r^2} \right) + g\beta \frac{\partial T_3}{\partial r} \quad (5)$$

Уравнение энергии для воздуха ($R_2 < r < R_3$, $0 < z < Z_1$):

$$\rho_3 C_3 \left(\frac{\partial T_3}{\partial t} + u \frac{\partial T_3}{\partial r} + v \frac{\partial T_3}{\partial z} \right) = \lambda_3 \left(\frac{\partial^2 T_3}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_3}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_3}{\partial z^2} \right) \quad (6)$$

Начальные (t=0) условия:

$$T = T_0 \text{ при } 0 < r < R_2, 0 < z < Z_1; \quad (7)$$

$$T = T_v, \psi = \omega = 0 \text{ при } R_3 < r < R_4, 0 < z < Z_1; \quad (8)$$

$$\varphi = \varphi_0 \text{ при } R_1 < r < R_2, 0 < z < Z_1. \quad (9)$$

Граничные условия при $0 < t < \tau$:

$$\frac{\partial T}{\partial z} = 0 \text{ при } z=0, 0 < r < R_4; z=L, 0 < r < R_3; \quad (10)$$

$$\psi = \omega = 1 \text{ при } z=0, R_2 < r < R_3; z=L, R_2 < r < R_3; \quad (11)$$

$$\frac{\partial \psi}{\partial z} = 0, \frac{\partial \omega}{\partial z} = 0 \text{ при } z=0, R_3 < r < R_4; z=L, R_3 < r < R_4 \quad (12)$$

$$\frac{\partial T}{\partial r} = 0 \text{ при } r=0, 0 < z < Z_1; r=R_3, 0 < z < Z_1; \quad (13)$$

$$-\lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial r} = -\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r}, T_1 = T_2 \text{ при } r=R_1, 0 < z < Z_1; \quad (14)$$

$$-\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r} = -\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial r}, T_2 = T_3 \text{ при } r=R_2, 0 < z < Z_1; \quad (15)$$

$$\frac{\partial \psi}{\partial r} = 0, \frac{\partial \omega}{\partial r} = 0, T = T_v \text{ при } r=R_3, 0 < z < Z_1. \quad (16)$$

Здесь ρ – плотность, кг/м³; C – теплоемкость, Дж/(кг·К); T – температура, К; t – время, с; λ – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К); r, z – координаты цилиндрической системы; q – теплота химической реакции полимеризации, Дж/кг; φ – степень полимеризации; k_0 – предэкспонент химической реакции, с⁻¹; E – энергия активации химической реакции, Дж/моль; Rt – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К); ψ – функция тока, м³/с; ω – вихрь скорости, с⁻¹; u, v – компоненты скорости воздушных потоков в камере, м/с; ν – кинематическая вязкость, м²/с; g – ускорение свободного падения, м/с²; β – коэффициент термического расширения, К⁻¹; T_0 – начальная температура жилы и оболочки кабеля, К; T_v – температура поверхности вулканизационной камеры, К; индексы «1», «2», «3» соответствуют жиле, оболочке кабеля, воздуху.

Уравнения движения и неразрывности (3), (4) записаны в переменных «функция тока – вихрь скорости». При этом функция тока ψ и вихрь скорости ω заданы следующим образом [7]:

$$u = \frac{1}{r} \frac{\partial \psi}{\partial z}, v = -\frac{1}{r} \frac{\partial \psi}{\partial r}, \omega = \frac{\partial v}{\partial r} - \frac{\partial u}{\partial z}.$$

Численное моделирование выполнено при следующих значениях параметров [5–10]: $\rho_1=8700$ кг/м³; $\lambda_1=400$ Вт/(м·К); $C_1=385$ Дж/(кг·К); $\rho_2=1200$ кг/м³; $\lambda_2=0,16$ Вт/(м·К); $C_2=1380$ Дж/(кг·К); $\rho_3=1,161$ кг/м³; $\lambda_3=0,026$ Вт/(м·К); $C_3=1190$ Дж/(кг·К); $\nu_3=2,5 \cdot 10^{-5}$ м²/с; $T_0=303$ К; $T_v=350 \div 550$ К; $\varphi_0=0$; $k_0=5 \cdot 10^5$ с⁻¹; $E=5 \cdot 10^4$ Дж/моль; $q=10^3$ Дж; $\varphi_0=0,4$; $R_1=0,002$ м; $R_2=0,004$ м; $R_3=0,01 \div 0,035$ м; $Z_1=0,1$ м.

Задача решена методом конечных разностей с использованием локально-однородного метода для решения системы разностных уравнений. Аппроксимация граничных условий для уравнений Пуассона и завихренности проводилось аналогично [8, 9]. Итерационный процесс для системы (1) – (14) организовывался по методике [9, 10].

Типичное температурное поле в рассматриваемой системе (рис. 1) по завершению процесса вулканизации в момент полной полимеризации оболочки кабеля ($t_p=345$ с) при $T_v=450$ К, $R_3=0,01$ м приведено на рисунке 2.

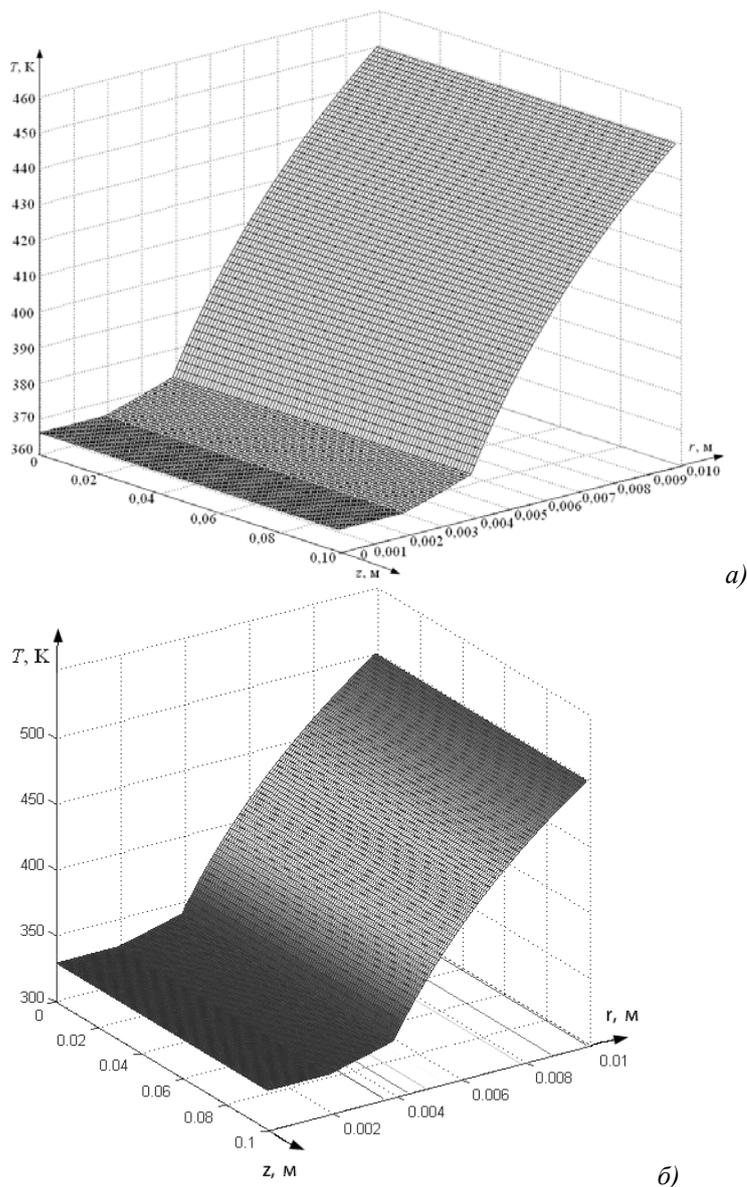


Рис. 2. Температурное поле в системе «кабель – горячий воздух» при $t=t_p$:
 а) без учета влияния воздуха, б) с учетом влияния воздуха на входе и выходе из печи

Установлено, что влияние воздуха на входе и выходе из печи значительно уменьшает температуру нагрева кабельного изделия при вулканизации (более 20 К), что повлечет за собой увеличение времени полимеризации резиновой оболочки.

Полученные результаты теоретического исследования и представленную модель тепломассопереноса с химическим реагированием можно использовать для численного анализа энергоэффективности процессов вулканизации типичных кабельных изделий на производствах.

Список литературы:

1. Кошелев Ф.Ф., Корнев А.Е., Климов Н.С. Общая технология резины. – М.: Химия, 1968. – 560 с.
2. Лукомская А.И., Баденков П.Ф., Кеперша Л.М. Тепловые основы вулканизации резиновых изделий. – М.: Химия, 1972. – 359 с.
3. Шеин В.С., Шутилин Ю.Ф., Гриб А.П. Основные процессы резинового производства. – Л.: Химия, 1988. – 159 с.
4. Леонов В.М., Пешков И.Б., Рязанов И.Б., Холодный С.Д. Основы кабельной техники – М.: Издат. центр «Академия», 2006. – 432 с.
5. Тепломассообмен: Справочник / Под ред. А.В. Лыкова. – М.: Энергия, 1978. – 479 с.

6. Джалурия Й. Естественная конвекция: тепло– и массообмен. – М.: Мир, 1983. – 399 с.
7. Роуч П.Дж. Вычислительная гидродинамика. – М.: Мир, 1980. – 616 с.
8. Кузнецов Г.В., Шеремет М.А. Двумерная задача естественной конвекции в прямоугольной области при локальном нагреве и теплопроводных границах конечной толщины. – Известия российской академии наук. Механика жидкости и газа, 2006. - № 6. – с. 29-39.
9. Кузнецов Г.В., Шеремет М.А. Сопряженный тепломассообмен в замкнутой области с локально сосредоточенным источником тепловыделения. Инженерно-физический журнал, 2006. – Т. 79. - №1. – с. 56-63.
10. Kuznetsov G.V., Sheremet M.A. Conjugate natural convection with radiation in an enclosure // International Journal of Heat and Mass Transfer (ИФ 1.500), 2009 - V. 52, - № 10. - P. 2215-2223
11. Kuznetsov G.V., Sheremet M.A. Conjugate heat transfer in an enclosure under the condition of internal mass transfer and in the presence of the local heat source // International Journal of Heat and Mass Transfer (ИФ 1.500), 2009 - V. 52, - № 1. - P. 1-8
12. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. – М.: ООО «Старс», 2006. – 720 с.
13. Теплотехнический справочник / Под ред. В.Н. Юренева, П.Д. Лебедева. – М.: Энергия, 1975. – Т. 1. – 743 с.
14. Бабичев А.П., Бабушкина Н.А., Братковский А.М. Физические величины: Справочник. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 1232 с.

УДК 621.039

Методические положения расчета безотказности парогенераторов ПГУ*М.С. Анкудинова, Е.А. Ларин, Л.А.Сандалова**Саратовский государственный технический университет, г. Саратов, Россия**E-mail: larin@sstu.ru*

Разработаны методические положения расчета вероятности безотказной работы парогенераторов парогазовых установок

Управление надежностью при проектировании энергетического оборудования с целью оптимизации конструктивных, технологических, схемных и эксплуатационных решений требует разработки моделей и методов расчета единичных показателей надежности (ПН) элементов энергооборудования. Модели надежности элементов энергооборудования и энергоустановок в целом создаются на основе анализа их функционального назначения с учетом действительных факторов и условий работы, достоверности исходной информации, требуемой точности результата оценки надежности. Детерминированные методы расчета ПН элементов энергооборудования, получившие достаточно широкое применение и основанные на расчете относительных или абсолютных запасов прочности и долговечности, не учитывают ряда реальных эксплуатационных факторов. В действительных условиях эксплуатации значения служебных характеристик металла (предел длительной прочности, предел усталости и др.) и действующих напряжений носят случайный характер из-за случайных нарушений стационарных режимов работы и отклонений характерных размеров элементов вследствие производственных, технологических и эксплуатационных факторов. Поэтому расчет ПН элементов энергооборудования должен базироваться на основе вероятностных методов, позволяющих учесть статистическое рассеяние характеристик прочности и нагруженности с использованием теории случайных величин и случайных функций.

Надежность парогенераторов (ПГ) парогазовых установок (ПГУ) определяется:

-термонапряженным состоянием трубного пучка, температурный режим которого зависит от параметров теплоносителя, конструктивных особенностей, конструкционных материалов, режимов эксплуатации и ряда других факторов;

-в отдельных зонах ПГ возникают пульсации температур, вызванные особенностями генерации пара и нестационарностью расходов, давлений и температур теплоносителей. Одним из самых опасных с точки зрения разрушения является участок ухудшенного теплообмена испарительной зоны ПГ. Причиной пульсаций температуры стенки труб ПГ является изменение локальных коэффициентов теплоотдачи из-за высыхания микроплёнки жидкости на внутренней образующей труб испарительной части. Пульсации температур вызывают соответствующие пульсации термических напряжений, которые, суммируясь со стационарными напряжениями, снижают надёжность ПГ. Так как пульсации температур и напряжений носят случайный характер,

а служебные характеристики материалов имеют статистическую природу, то расчёт показателей надёжности должен базироваться на использовании вероятностных подходов.

В основу математической модели расчета одного из важнейших единичных показателей надёжности ПГ, его безотказности, положено следующее:

- ПГ делится на зоны, каждая из которых вносит свой вклад в вероятность отказа. При этом экономайзерная зона содержит четыре участка, испарительная имеет участки развитого кипения и ухудшенного теплообмена, перегревательная зона состоит из двух участков;

- действующие напряжения являются случайными величинами, разброс которых относительно математического ожидания определяется глобальными и локальными факторами. Глобальные неопределённости характерны для всех зон ПГ, определяются местными условиями и связаны с уменьшением толщин стенки из-за технологических факторов, эрозии, коррозии и т.д. Все локальные неопределённости статистически независимы, поэтому для получения общего закона распределения случайной величины напряжений могут быть использованы свёртки отдельных функций;

- служебные характеристики применяемых материалов (предел длительной прочности и предел выносливости) являются случайными величинами, распределёнными по нормальному или логарифмически нормальному закону;

- оценка безотказности проводится из условия определения вероятности превышения действующих напряжений над допустимыми на каждом расчётном участке. Для определения этого условия используются свёртки дифференциальных функций распределения действующих напряжений и их предельных значений.

В соответствии с феноменологическим подходом к расчету надёжности элементов энергооборудования [1] под безотказностью элемента следует понимать вероятность превышения величины нагружения $X(t) = \{x_1, \dots, x_i, \dots, x_j, t\}$ прочности $Y(t) = \{y_1, \dots, y_i, \dots, y_j, t\}$, то есть попадания случайной функции работоспособности (ФР) $Z(t) = Y(t) - X(t)$ в область отрицательных значений. Значения аргументов функции $X(t)$ и $Y(t)$ в общем случае определяются их номинальными значениями x_i^H и y_j^H , а также постоянными Δx_i и Δy_i и переменными во времени δx_i и δy_j отклонениями. Если в ПГ выделено m ($m = I, \hat{m}$) элементов, а безотказность каждого из них характеризуется n ($n = I, \hat{n}$) ФР, то условие безотказности запишется в виде

$$Z_{n,m}(t) = \{\min[Y_{nk}(t) - X_{nk}(t)]\}_m > 0, m \in \hat{m}; n \in \hat{n},$$

где k -количество анализируемых зон ПГ.

Таким образом, функция работоспособности $Z_{n,m}(t)$ является случайной функцией, колеблющейся около некоторого случайного стационарного уровня $Z_{n,m}^{cm}(t)$, положение которого определяется постоянными во времени отклонениями аргументов Δx_i и Δy_i от математического ожидания $\bar{Z}_{n,m}(t)$, рассчитываемого по номинальным значениям x_i^H и y_j^H .

Случайные колебания ФР $Z_{n,m}(t)$ около $Z_{n,m}^{cm}(t)$ определяются стационарными случайными функциями изменения расхода $\partial G(t)$, давления $\partial P(t)$, температуры $\partial T(t)$ и описываются законом

$$F\{Z_{n,m}(t) / Z_{n,m}^{cm}(t)\} = (\sqrt{2\pi}\tilde{\sigma}_z)^{-1} \exp\{-[Z_{n,m}(t) - Z_{n,m}^{cm} / 2\tilde{\sigma}_z^2]\},$$

где $\tilde{\sigma}_z^2 = (\tilde{\sigma}_z^l)^2 + (\tilde{\sigma}_z^r)^2$, $\tilde{\sigma}_z^l$, $\tilde{\sigma}_z^r$ - среднеквадратичные отклонения ФР $Z_{n,m}(t)$ из-за переменных во времени локальных и глобальных отклонений.

В общем случае, когда несколько ФР определяют безотказность, то есть при $\hat{n} > I$, вероятность безотказной работы запишется в виде

$$P(t) = P\{Z_{n,m}(t) > 0\}_m, m \in \hat{m}. \quad (1)$$

Если ФР $Z_{n,m}(t)$ зависимы, то формула (1) принимает вид

$$P(t) = P\{Z_{1m}(t) > 0\} \prod_{n=2}^{\hat{n}} P\{Z_{n,m}(t) > 0 / Z_{1m}(t) > 0, \dots, Z_{n-1,m}(t) > 0\}.$$

Если ФР $Z_{n,m}(t)$ независимы, то

$$P(t) = \prod_{m=1}^{\hat{m}} \prod_{n=1}^{\hat{n}} P_{nm}\{Z_{n,m}(t) > 0\}.$$

Математическое ожидание действующих эквивалентных напряжений трубного пучка парогенератора, в том числе для оребренных труб, определяется перепадом давлений теплоносителей и температур на стенке и рассчитывается по методике, изложенной в [2].

Вероятность того, что для m -го участка ПГ (опуская индекс m) действующие напряжения $\sigma(t)$ превысят допустимые $\bar{\sigma}(t)$, то есть $Z(t) \geq 0$, определится как

$$F[\sigma(t) > \bar{\sigma}(t)] = \iint f(\sigma, \bar{\sigma}, t) d\sigma d\bar{\sigma}, \quad (2)$$

где $f(\sigma, \bar{\sigma}, t)$ - совместная дифференциальная функция распределения вероятностей приведённых напряжений и длительной прочности.

Так как условие работоспособности участка ПГ имеет вид $\xi(t) = \sigma(t) - \bar{\sigma}(t) < 0$, то используя его для определения областей интегрирования (2), получим

$$P\{\sigma(t) < \bar{\sigma}(t)\} = 1 - F[\xi(t)] = \int_{-\infty}^{\xi+\bar{\sigma}} \int_{-\infty}^{\bar{\sigma}} f(\sigma, \bar{\sigma}, t) d\sigma d\bar{\sigma},$$

Наряду со стационарными напряжениями трубный пучок испарительной зоны ПГ испытывает переменные термические напряжения, обусловленные пульсациями температур. Наибольший размах температурных пульсаций достигается на участке ухудшенного теплообмена и обусловлен поочередным омыванием внутренней стенки трубки ПГ кипящей водой и паром. Максимальное значение температурных пульсаций не превышает значения $\Delta t_{\max} = t_{\Gamma} - t_s$, где t_{Γ} - температура греющей среды (продуктов сгорания после газовой турбины) в соответствующей зоне ПГ, °С; t_s - температура насыщения, °С. Размах температурных пульсаций определяется условиями теплопередачи и рассчитывается по формуле

$$\Delta t_{\Pi} = \frac{\Delta t_{\max} (\alpha_2^* - \alpha_2) (R_1 + R_{cm})}{1 + (\alpha_2^* + \alpha_2) (R_1 + R_{cm}) + \alpha_2^* \alpha_2 (R_1 + R_{cm})^2},$$

где α_2^* , α_2 - коэффициенты теплоотдачи при ухудшенном теплообмене и режиме развитого кипения, Вт/(м².гр); R_1 , R_{cm} - термические сопротивления теплоотдачи от газа к стенке и сопротивление стенки, (м².гр)/Вт.

Так как величина $\Delta t_{\Pi} < \Delta t_{\max}$, то амплитуда температурных напряжений $\sigma_a < \sigma_a^{\max}$, значения которых определяются как

$$\sigma_a = \frac{\alpha E}{1 - \nu} \frac{\Delta t_{\Pi}}{2}; \quad \sigma_{\max} = \frac{\alpha E}{1 - \nu} \frac{\Delta t_{\max}}{2}.$$

Учитывая, что $0 < \sigma_a < \sigma_a^{\max}$, можно считать, что случайная величина σ_a распределена по усечённому закону Рэлея с параметрами ε и ε_{σ_2} , то есть

$$f(\sigma_a) = \frac{\varepsilon \sigma_a}{S_{\sigma_a}^2} \exp\left[-\frac{1}{2} \left(\frac{\sigma_a}{S_{\sigma_a}}\right)^2\right],$$

где $\varepsilon = [1 - \exp(-\sigma_{a \max}^2 / 2S_{\sigma_a}^2)]_{\sigma_{a \max}}$ - параметр усечения, определяемый из условия нормировки

$$\int_0^{\sigma_{a \max}} f(\sigma_a) d\sigma_a = 1.$$

Расчёт на усталость проводится из условия сравнения эквивалентных амплитуд σ_{Σ} , приведённых к симметричному циклу, с пределом выносливости или путём сравнения рабочих амплитуд напряжений σ_a с предельными значениями. Воспользуемся вторым подходом. При этом предельная амплитуда напряжений $\sigma_{ad} = \sigma_{-1} + \psi \bar{\sigma}$. Приняв величины σ_{-1} и $\bar{\sigma}$ случайными и распределёнными по нормальным законам, параметры распределения предельной амплитуды напряжений определяется как

$$\langle \sigma_{ad} \rangle = \langle \sigma_{-1} \rangle + \psi \langle \bar{\sigma} \rangle; S_{\sigma_{ad}} = [S_{\sigma_{-1}}^2 - \psi^2 S_{\bar{\sigma}}^2],$$

где $\langle \sigma_{-1} \rangle$, $\langle \bar{\sigma} \rangle$, $S_{\sigma_{-1}}^2$, $S_{\bar{\sigma}}^2$ - соответственно математические ожидания и дисперсии соответствующих случайных величин.

Расчёт вероятности безотказной работы при усталостном нагружении участка поверхности теплообмена ПГ сводится к определению вероятности неперевышения амплитуды рабочих напряжений σ_a допустимых значений σ_{ad} . Для получения этой вероятности проинтегрируем плотность вероятности совместной функции распределения случайных величин σ_a и σ_{ad} , умноженную на дифференциалы аргументов по областям их изменения, определяемым неравенствами $-\infty < \sigma_{ad} < \sigma_{a \max}$ и $\sigma_{ad} < \sigma_a < \sigma_{a \max}$

$$P\{\sigma_a < \sigma_{ad}\} = \int_{-\infty}^{\sigma_{a \max}} f(\sigma_{ad}) \left[\int_{\sigma_{ad}}^{\sigma_{a \max}} f(\sigma_a) d\sigma_{ad} \right]$$

Учитывая вклад каждого змеевика в общую надёжность, вероятность безотказной работы ПГ определится как

$$P(t) = \{P(\sigma < \bar{\sigma}, t) P(\sigma_a < \sigma_{ad}, t)\}^m,$$

где m - количество змеевиков в парогенераторе.

Разработанная вероятностная модель расчёта безотказности ПГ позволяет выявить влияние термодинамических параметров рабочего тела энергоустановки и конструктивных характеристик ПГ на показатели надёжности ПГ.

Список литературы:

1. надёжность теплоэнергетического оборудования ТЭС и АЭС. /Под ред. А.И. Андрущенко. М.: Высшая школа, 1991. – 240 с.
2. Расчет и рекомендации по проектированию поперечно-ребренных конвективных поверхностей нагрева стационарных котлов. РТМ 108.030.140-87. М.:1988. – С.30

УДК 66.974.434

Метод выпаривания стоков нефтеперерабатывающего завода

К.Ю. Афанасьев

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

E-mail: afalina1@sibmail.com

Показана возможность применения аппаратов погружного горения (АПГ) для упаривания сточных вод электрообессоливающих установок нефтеперерабатывающего завода. Установлено, что использование АПГ позволит получить высококонцентрированный сульфат натрия, а конденсат будет далее использован в системе оборотного водоснабжения.

Сточные воды предприятий нефтепереработки и нефтехимии высокотоксичны и при существующих объемах водоотведения представляют собой серьезную экологическую опасность. Очистка этих стоков до параметров, предусмотренных действующими в настоящее время нормативными требованиями, традиционными способами ведет к использованию крупномасштабных физико-химических и биолого-химических очистных сооружений, при этом некоторые стоки все равно не удастся экономически эффективно очистить до уровня, при котором становится возможным их использование в системах оборотного водоснабжения. Это создает предпосылки для поиска более компактных и эффективных методов очистки сточных вод. В связи с этим является необходимым реконструкция существующих очистных сооружений или

строительство новых с использованием нестандартных подходов.

Учитывая, что нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) являются крупными объектами водопотребления и одновременно сбрасывают большой объем сточных вод в городские или районные системы канализации, можно сказать, что перспективным направлением совершенствования систем очистки сточных вод является разработка так называемых бессточных систем водоснабжения и канализации.

Сточные воды, содержащие эмульгированную нефть и большое количество растворенных солей (по преимуществу хлористый натрий) поступают от электрообессоливающих установок (ЭЛОУ) и сырьевых парков. Содержание нефти в этих стоках сильно колеблется и достигает до 30–40 г/л, что связано с негерметичностью технологического оборудования и недостаточно квалифицированной эксплуатацией технологических установок. Содержание хлоридов составляет 10–15 г/л. Высокий солевой состав этих вод не позволяет использовать их в оборотном водоснабжении [1].

Если избавление от эмульгированной нефти путем механического и физико-химического методов не представляет труда, то снижение концентрации истинно-растворенных примесей должно сводиться к биолого-химическим методам с последующей доочисткой, что приводит к резкому увеличению затрат и времени на очистку, а также площади очистных сооружений.

Из анализа стало ясно, что при обессоливании сточных вод, в которых содержание анионов сильных кислот превышает 5 мг экв/кг, термическое обессоливание экономически выгоднее химического обессоливания.

Рассматривая проблемы экологии и энерго-ресурсосбережения в едином ракурсе, возникает вопрос о выборе наиболее эффективной схемы упаривания сточных вод ЭЛОУ нефтеперерабатывающего завода.

Наиболее подходящие для выпаривания сточных вод испарительные установки условно можно разделить на те, в которых раствор контактирует и не контактирует с поверхностью нагрева. В установках первого типа образуются отложения солей с соответствующим снижением плотности теплового потока и производительности установок. При этом неизбежны периодические остановки на чистку поверхности нагрева, снижающие технико-экономические показатели и усложняющие эксплуатацию установок. Степень концентрирования в них существенно ограничена из-за резкого увеличения отложений с ростом концентрации раствора.

В результате чего была выбрана схема с использованием аппарата погружного горения (АПГ), который позволит не только обессоливать воду, но и получать высококонцентрированный хлорид натрия.

В этих аппаратах создаются хорошие условия теплообмена между нагретыми газами и жидкостью, так как при барботаже нагретые газы распыляются в виде пузырьков и образуют большую межфазную поверхность. Интенсивное перемешивание раствора ускоряет процесс нагрева.

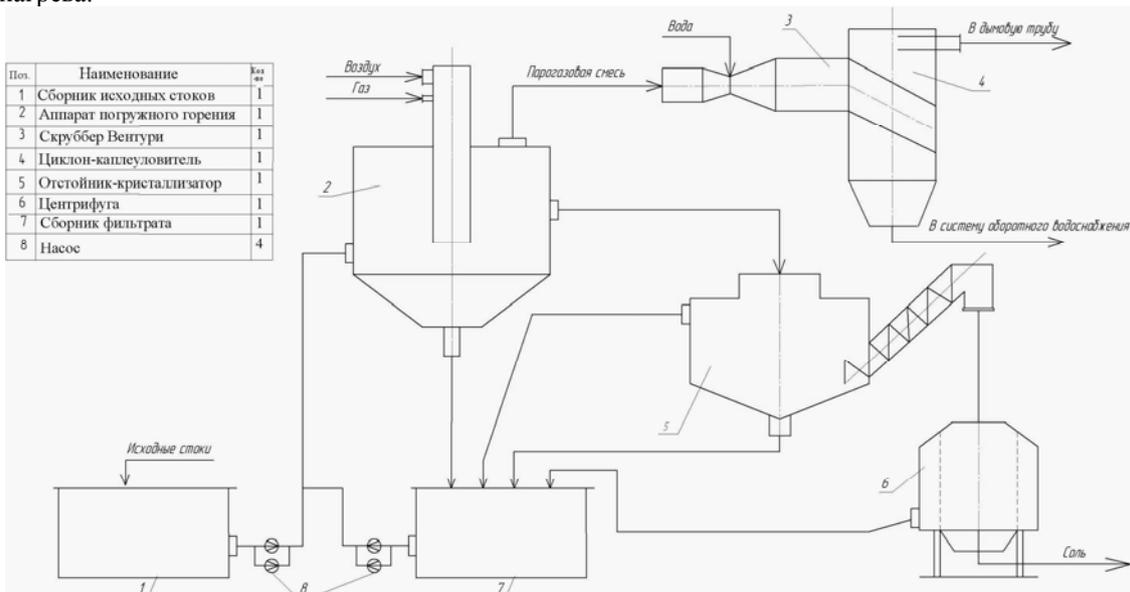


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема извлечения солей из стоков ЭЛОУ нефтеперерабатывающего завода

Включение АПГ в состав оборудования технологической схемы НПГ позволит кардинально решить такие задачи как:

- Полностью прекратить сброс загрязненных сточных вод ЭЛОУ в природные водоемы;
- Сократить потребление свежей воды из природных источников;
- Создать благоприятные санитарно-гигиенические условия на электростанции;
- Регулировать расход воды в системах оборотного водоснабжения за счет стабильности параметров;
- Снизить капитальные затраты на установку очистных сооружений;
- Получить экономический эффект при утилизации сточных вод [2].

Для упаривания хлорида натрия из сточных вод ЭЛОУ была предложена схема с использованием АПГ, представленная на рисунке 1.

Исходный раствор поступает в АПГ 2, где в процессе упаривания образуется насыщенный раствор и кристаллы NaCl, которые вместе с концентратом направляются в отстойник 5. Здесь при охлаждении и некоторой выдержке происходит рост кристаллов, которые при достижении максимальных размеров выгружаются с помощью винтового шнека.

Выгружаемая пульпа попадает в центрифугу 6 для выделения твердой фазы, а маточник поступает в сборник 7 для последующего упаривания в АПГ второй ступени [2].

Таким образом, применение АПГ позволит получить высококонцентрированный хлорид натрия, который будет соответствовать требованиям производства хлора и других продуктов химической промышленности, при этом очищенная вода сможет использоваться в системе оборотного водоснабжения, тем самым повысятся экологические и технико-экономические показатели нефтеперерабатывающего завода.

Список литературы:

1. Методические указания по санитарной охране водоемов от загрязнения нефтью № 141776.
2. Аппараты погружного горения: учебное пособие для вузов / А. Н. Алабовский, П. Г. Удыма. М.: Изд-во МЭИ, 1994. – 255 с.
3. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов тепловых электростанций: учебное пособие / Л. А. Рихтер, Э. П. Волков, В. Н. Покровский. — М.: Энергоиздат, 1981. — 295 с.
4. Аппараты с погружными горелками / П. Г. Удыма. — 2-е изд., доп. и перераб. М: Машиностроение, 1973. – 271 с.
5. Таубман Е.И. Термическое обезвреживание минерализованных промышленных сточных вод. — Л.: Химия, 1975. — 208 с.

УДК 621.1

Сравнительный анализ кожухотрубных и пластинчатых теплообменных аппаратов

К.Ю. Афанасьев

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

E-mail: afalina1@sibmail.com

Показана сравнительная оценка кожухотрубных и пластинчатых теплообменных аппаратов (ТА) с использованием энергетических критериев, критерия компактности, а также напряженных состояний отдельных элементов ТА в программе Ansys. Установлено, что современные кожухотрубные ТА практически не уступают пластинчатым по компактности и коэффициенту теплопередачи, а по экономичности и способности к сопротивлению избыточным давлениям превосходят их.

При рассмотрении различных схем рекуперации теплоты существенную роль начинает играть выбор эффективного теплообменного оборудования, которое сможет обеспечить наилучшую теплопередачу, компактность и простоту эксплуатации.

В качестве рекуператоров теплоты возможно применение как кожухотрубных, так и пластинчатых теплообменных аппаратов (ТА). К преимуществам пластинчатых ТА обычно относят небольшой вес, небольшой габаритный объем, тонкостенность теплопередающих пластин и высокий коэффициент теплопередачи, повышенный срок службы и легкость технического обслуживания.

Для более подробного рассмотрения кожухотрубных и пластинчатых ТА сравним два современных теплообменника используемых для нагрева воды от 5 до 55 °С в количестве 5 т/ч за счет воды с температурой 100 °С.

Наиболее часто используемым энергетическим критерием оптимизация является – энергетический критерий Кирпичева, определяемый как отношение теплоты Q , переданной через данную поверхность нагрева, к работе L , затраченной на преодоление сопротивлению движению. Также используется критерий геометрической компактности, определяемый как отношение площади теплообменной поверхности F , к объему теплообменного аппарата V .

Исходя из проведенных расчетов вышеописанных критериев, а также расчета теплопередачи, можно сказать, что преимущество пластинчатого ТА не превысило 20%. При этом его стоимость значительно выше конкурента.

Основным недостатком пластинчатых ТА является ограничение по давлению из-за необходимости применения достаточно мощного болтового крепежа, стягивающего наружные стенки блоков, а также худшего противостояния избыточным давлениям плоской стенки по сравнению с цилиндрической оболочкой.

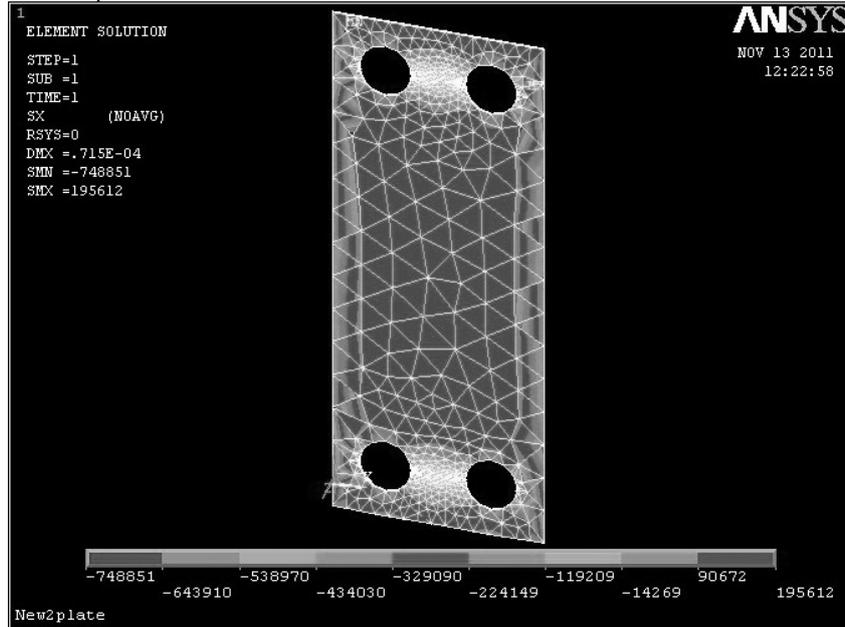


Рис. 1. Изображение напряжений пластины

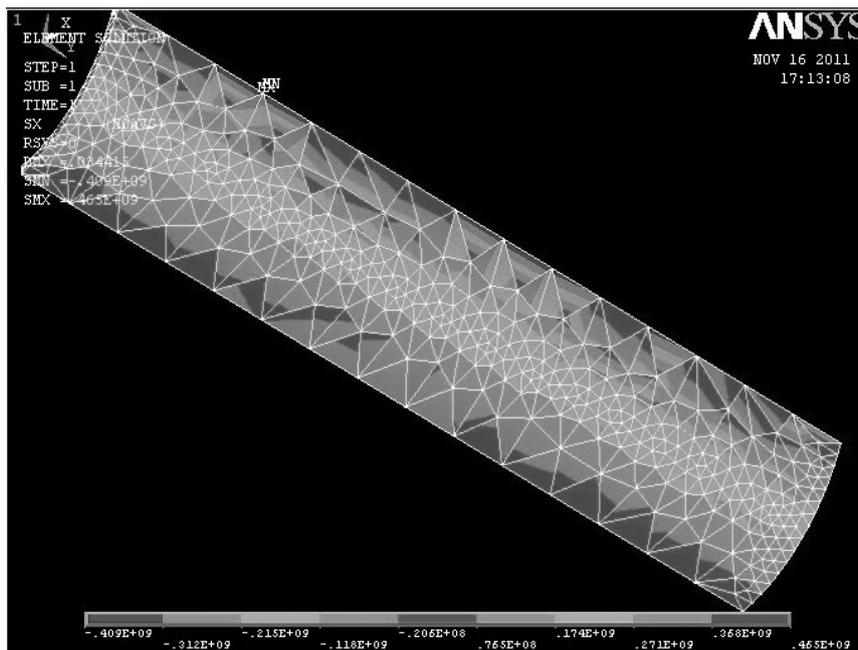


Рис. 2. Изображение напряжений трубчатой поверхности

Для оценки прочности ТА были созданы модели элементов рассматриваемых теплообменников в программе Ansys. Для пластинчатого ТА это была пластина размерами 1000*400*1 мм с четырьмя сквозными отверстиями диаметром 100 мм для патрубков, а для кожухотрубного – четверть трубы диаметром 25.4 мм и такой же толщиной.

После создания давления 10 МПа на обе конструкции стало видно, что на пластине создаются опасные зоны в центральной части, а в районе отверстий для патрубков, в то время как появление опасных зон на трубчатой поверхности, при том же давлении, не выявлено. Результаты представлены на рисунках 1 и 2.

Таким образом, можно сделать вывод, что характеристики кожухотрубных ТА практически не уступают пластинчатым, кроме того недостатком при использовании пластинчатых ТА является ограничение по давлению из-за необходимости применения достаточно мощного болтового крепежа, стягивающего наружные стенки блоков, и худшего противостояния плоской стенки избыточным давлениям по сравнению с цилиндрической поверхностью.

Исходя из этого, применение современных кожухотрубных ТА является приемлемым и эффективным в качестве рекуператоров в разных отраслях энергетики и промышленности. При этом, благодаря современным методам автоматизированного оребрения труб, можно будет добиться еще больших коэффициентов теплопроводности со стороны газовой среды и повышения компактности теплообменного оборудования.

Список литературы:

1. Фраас, А. Расчет и конструирование теплообменников. – Атомиздат, 1971. — 358 с.
2. Голдаев С.В. Практикум по надежности и оптимизации систем теплоэнергоснабжения – Изд-во ТПУ, 2005. — 100 с.
3. Пермяков В.А. К вопросу выбора типа водо-водяных подогревателей для систем теплоснабжения, «Промышленная энергетика», М., 2000г., №4, стр. 37-44.
4. Барон В.Г. Тонкостенные теплообменные интенсифицированные аппараты – альтернатива пластинчатым теплообменникам, «Теплоэнергоэффективные технологии», Санкт-Петербург, 2003г., №4, стр.52-55.

УДК 620.9:662.92; 658.264

Эффективность работы котельных агрегатов малой и средней мощности в Забайкальском крае

М.С. Басс, С.А. Требунских

Забайкальский государственный университет, г. Чита, Россия

E-mail: bms77@mail.ru

В статье рассмотрены вопросы эффективности и надежности работы котельных агрегатов малой и средней мощности. Проведена технико-экономическая оценка проведения режимно-наладочных работ.

В Забайкальском крае в различных отраслях и ведомствах, по данным Забайкалкрайстат [1], эксплуатируется порядка 1107 котельных тепловой мощностью от 0,5 до 20 Гкал/ч. Кроме того, более 22 котельных имеют теплопроизводительность выше 20 Гкал. На котельных установлено 2701 котлоагрегатов. Доля потребления бурого угля 98,15 % (6878769 т), а каменного 1,85 % (129645 т).

Проведенные обследования большого числа котельных выявили, что реальных их КПД лежит в пределах 49-64 %, при норме 70-75 %. Для предварительной оценки низкой экономичности работы котельного агрегата возьмем 1 котел мощностью $Q=1,16$ МВт (1 Гкал/ч) работающий на Харанорском угле с теплотой сгорания $Q_p^u=11467$ кДж/кг (≈ 2730 ккал/кг) с паспортным КПД 75 %. Цена топлива 700 руб./т. Если фактический КПД (после испытания) составляет 60 %, то документально необоснованный пережог топлива составляет **87,4 тонн** в месяц или **свыше 60 тыс. рублей в месяц с одного котла**.

$$\Delta B = \frac{Q}{\Delta \eta_k \cdot Q_p^u} = \frac{1,16 \cdot 10^6}{0,15 \cdot 11,467 \cdot 10^6} = 0,135 \text{ кг/с} (\approx 87,4 \text{ т/месяц}).$$

Основные выявленные недостатки работы котлоагрегатов

1. Ни один котел не несет номинальную нагрузку (нагрузка меньше на 30-90 %).

2. У всех котлов на всех режимах завышены расходы воздуха, что приводит к снижению нагрузки и к увеличению потерь с уходящими газами.
3. По причине неудовлетворительного режима горения наряду с повышенным расходом воздуха фиксировались значительные концентрации монооксида углерода. С одной стороны воздуха много, а с другой его не хватает для полного сгорания топлива по причине плохого перемешивания.
4. В ряде случаев выявлено неудовлетворительное состояние обмуровок котлов.
6. Отсутствие топливоподготовки.
7. Отсутствие водоподготовки, что отрицательно сказывается как на поверхностях нагрева котлоагрегатов, так и на состоянии тепловых сетей и внутренних коммуникациях зданий.

Известно, что тепловые потери котельной установки бывают пяти видов. Потери теплоты через ограждающие конструкции и с теплотой шлака для котлов малой мощности в сумме не достигают 1 %. Потери с химическим недожогом, обусловленные наличием в уходящих газах горючих компонентов (как правило, СО), сильно зависят от условий эксплуатации и состояния котла и могут колебаться от 0,5 % до 15 %. Основными составляющими потерь являются потери с теплотой уходящих газов и с механическим недожогом, каждая из которых может принимать значения до 50 % в общем тепловом балансе. Эти три составляющие потерь зависят от одних и тех же режимных параметров и поэтому должны рассматриваться одновременно.

Потери с теплотой уходящих газов определяются температурой газов и коэффициентом избытка воздуха. Основными факторами высоких коэффициентов избытка воздуха являются неплотность котельной обмуровки, особенно возле топочных дверей, неоптимальная работа тягодутьевого оборудования и неравномерное распределение топлива на колосниковой решётке в случае слоевого сжигания. Из-за неравномерного распределения много воздуха покидает слой, не участвуя в горении. В то же время через увеличенную толщину слоя продувается недостаточное количество кислорода, вследствие чего значительная часть топлива сгорает химически не полностью или вообще не сгорает. При совместном сжигании крупных кусков угля и мелочи на решетке происходит кратерное горение. Мелкое топливо создает большое сопротивление проходу воздуха через слой. В отдельных местах мелочь выносится из слоя и образует прогар, через который воздух уходит транзитом, не участвуя в горении. В это время в других местах горение протекает с недостатком воздуха. Именно такое кратерное горение и характеризуется большими потерями с механическим и химическим недожогом топлива и в то же время способствует высоким коэффициентам избытка воздуха. Сильное разбавление продуктов сгорания холодным воздухом снижает температуру в топке, а значит, и температуру теплоносителя. Недостаточно высокая температура в топке дополнительно способствует потерям теплоты с механическим и химическим недожогом. Высокий коэффициент избытка воздуха также означает высокий объёмный расход дымовых газов и, как следствие, дополнительную нагрузку на тягодутьевое оборудование. Неудовлетворительная подача воздуха в топку, снижая максимальную температуру горения, способствует тепловому газовому перекосу: радиационные поверхности нагрева получают меньшее количество теплоты излучением, и более горячие, чем необходимо, дымовые газы поступают в конвективную часть, теплосъёма которых не хватает для более полного охлаждения продуктов сгорания. Результатом такого перекоса становится снижение тепловой мощности котла и снижение его КПД из-за повышения температуры уходящих газов. Особенно тепловому перекосу подвержены неправильно эксплуатируемые топки с секционным дутьём.

При эксплуатации котла может возникнуть ситуация, когда температура уходящих газов будет приблизительно равна или ниже, чем температура точки росы. Обычно это происходит при работе на малых нагрузках, когда особенно трудно обеспечить удовлетворительный режим горения, температура в топке невелика из-за низкого расхода топлива, а расход воздуха существенно превышает требуемый. На температуру точки росы оказывает существенное влияние парциальное давление водяных паров в газе и содержание серы в исходном топливе. При снижении температуры ниже точки росы водяные пары конденсируются на хвостовых поверхностях нагрева, внутри газоходов, циклонов, дымососов, дымовой трубы. При этом металлические участки подвергаются кислородной коррозии, которая дополнительно усиливается коррозией сернокислотной.

Мероприятия по повышению КПД можно условно разделить на: режимно-наладочные, реконструкционные и модернизационные. Последние два вида сложно оценить, так как данные работы существенно зависят от конкретного котельного оборудования. Для оценки эффективности работ по наладке котлоагрегатов вначале необходимо определить отпуск тепла с коллекторов котельной, Гкал

$$Q_{от} = Q_{январь}^{cp} \cdot \left(\frac{Q_{месяц}}{Q_{год}} \right)_{январь} \cdot \tau_{январь},$$

где $Q_{январь}^{cp}$ - средняя нагрузка в январе, Гкал/ч;

$\left(\frac{Q_{месяц}}{Q_{год}} \right)_{январь}$ - относительный расход приходящийся на январь;

$\tau_{январь}$ - число часов работы оборудования в январе (744 ч).

Экономия денежных средств при изменении КПД котлоагрегата в тыс. руб

$$\Xi = 419 \cdot Цг \cdot \frac{Q_{от}}{Q_P^H} \cdot \left(\frac{1}{\eta_{к.а}^{бр}} - \frac{1}{(\eta_{к.а})'} \right),$$

где Цг – стоимость топлива, руб/т;

Q_P^H - низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг;

$\eta_{к.а}^{бр}$, $(\eta_{к.а})'$ - КПД котла (котельной) до и после внедренных мероприятий в %.

Зависимость теплоты от времени для любого объекта можно описать следующей формулой [2]:

$$\frac{Q_{месяц}}{Q_{год}} = \left[\cos^a \left(\frac{\tau - \tau_{max}}{T} \cdot 2 \cdot \pi \right) + 1 + q_{гвс} \right] \cdot \frac{Q_{max}}{2 \cdot b \cdot Q_{год}},$$

где τ_{max} – момент времени к которому достигается наибольшая нагрузка Q_{max} , T – продолжительность года, $q_{гвс}$ – доля выработанной теплоты, идущей на горячее водоснабжение, a и b – эмпирические коэффициенты.

Достаточная точность при работе источника теплоснабжения на угле достигается при $a=3/2$ и $b=1,35$.

Достаточная точность на мазуте достигается при $a=1,4$ и $b=1,47$.

Размерность времени может быть любая – месяцы, дни, часы.

Зная снижение тепловых потерь через ограждающую конструкцию соответствующей расчетной для отопления температуре наружного воздуха, находятся ежемесячные значения

$$\text{отпуска тепловой энергии } \Delta Q_{месяц} = \frac{Q_{месяц}}{Q_{год}} \cdot \Delta Q.$$

Данные значения суммируются, и получается значение снижения тепловых потерь в течение года.

Зная стоимость 1 Гкал или 1 кВт, легко определяется экономия в денежном эквиваленте.

Была произведена оценка режимно-наладочных работ применительно к котлоагрегатам, работающим на буром, каменном угле и на мазуте. Было принято, что режимно-наладочные работы позволят повысить КПД котла на 5%, результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1. Общий ресурс экономии ТЭР на котельных Забайкальского края

Величина	Ед. измерения	до 3 Гкал/ч	от 3 до 20 Гкал/ч	свыше 20 Гкал/ч	Всего
Число источников теплоснабжения	шт	948	159	22	1129
Стоимость наладочных работ	млн. руб	91,9	18,2	2,9	113,0
Суммарная мощность источников теплоснабжения	Гкал/ч	1131,3	1130,2	865,4	3126,9
Экономия топлива при увеличении КПД на 5 %	тыс. тут/год	56,6	56,5	43,3	156,4
Экономия денежных средств при увеличении КПД на 5 %	млн. руб	108,7	108,6	83,1	300,4
Срок окупаемости	лет	0,846	0,167	0,035	0,376
	месяц	10,15	2,01	0,42	4,51

Исходя из данной таблицы, можно сделать вывод, что в первую очередь наиболее выгодным при проведении наладочных работ являются котлы с большой мощностью.

Чем ниже изначальное КПД котла работающего на одном виде топлива, тем больше эффективность от мероприятий направленных на повышение экономичности его работы. Скажем, при увеличении КПД на 5 % при изначальном его значении 50 % экономия топлива для котла мощностью 1 Гкал/ч будет 71 т/год, при 60 % - 50 т/год, при 70 % - 37,2 т/год. То есть чем хуже изначально работает котел, тем эффективнее проводит на нем работы по повышению его работы.

Котлы одной мощности, работающие на различных видах топлива, имеют различные технико-экономические показатели при внедрении мероприятий направленных на повышение их КПД наиболее выгодно внедрять их при работе на мазуте, затем на буром угле и на последнем месте, на каменном угле. Это связано в основном со стоимостью топлива, самым дорогим является мазут, и даже незначительная его экономия приводит к резкому снижению срока окупаемости выполняемых работ. Стоимость же каменного и бурого угля относительно одинакова притом, что изначальный КПД котлоагрегатов работающих на каменном угле выше.

Список литературы:

1. О снабжении населения Читинской области теплоэнергией в 2007 году. Статистический сборник. – Чита: Забайкалкрайстат, 2008.
2. Басс М.С., Батухтин А.Г., Требуных С.А. Упрощенная методика расчета нормативов удельных расходов топлива в отопительных котельных применительно к условиям Забайкальского края. Промышленная энергетика №9, 2009.

УДК 621.01

Оптимизация графиков качественно-количественного регулирования в современных системах централизованного теплоснабжения

А.Г. Батухтин., А.В. Калугин, С.Г. Батухтин

Забайкальский государственный университет, г. Чита, Россия

E-mail: kav8007@mail.ru

В статье предлагается корректировка суточных графиков отпуска тепла от источников теплоснабжения с учетом функционирования тепловых сетей и потребителей на основе математического моделирования их функционирования. Кроме того, представлены математические модели наиболее распространенных абонентских вводов с зависимым присоединением отопительных установок с насосным смешением, автоматика представлена РТ (регулятором температуры) и РР (регулятором расхода), а также РПД (регулятором перепада давления)

Комплекс теплоснабжения, как правило, состоит из производителя, поставщика, и потребителя тепловой энергии. Экономичность всего комплекса остается низкой, при достаточно совершенном производстве энергии ее распределение, передача и потребление еще требуют совершенствования. Низкая эффективность комплекса теплоснабжения определяет высокую энергоемкость экономики России в целом. Последние заявления первых лиц государства призывают обратить внимание на энергосберегающие технологии. К малозатратным методам энергосбережения можно отнести как оптимизацию режимов работы, схем отпуска и распределения теплоты на источнике теплоснабжения, так и применение современных систем потребления тепловой энергии у потребителей.

Поддержание комфортных температурных условий в помещениях потребителей является первоочередной задачей для систем теплоснабжения, а при общем недоотпуске тепловой энергии в них это не представляется возможным.

Можно выделить следующие причины недоотпуска обусловленного неоптимальной работой систем транспортировки, распределения и потребления тепловой энергии.

1. Разрегулировка абонентов друг относительно друга вследствие их разноудаленности от источника теплоснабжения. Конфигурация тепловой сети может иметь сложный вид, абоненты расположены на разных расстояниях от источников теплоснабжения. К примеру, не в самой большой системе теплоснабжения г. Читы запаздывание температурных откликов различных лучей теплосетей составляет от 1 до 8 часов.

2. Отсутствие комплексного учета воздействующих на эффективность теплоснабжения факторов при формировании графиков отпуска тепла от источников теплоснабжения. К таким факторам можно отнести погодные условия, суточное изменение нагрузки горячего

водоснабжения (ГВС), потери тепла на участках тепловой сети, инерционное запаздывание теплоносителя, аккумулирующую способность зданий, техническое состояние теплосети, а также множество схем абонентских вводов и неоднородность у различных потребителей соотношения разных видов тепловой нагрузки.

3. Увеличение тепловой нагрузки. С каждым годом тепловые сети значительно расширяются, ведется строительство большого количества благоустроенных зданий. Увеличение же нагрузки не учтено в действующих графиках отпуска тепла от источников теплоснабжения. Во многих городах графики регулирования не пересчитывались еще с 90-х годов и необоснованно отклонялись от оптимальных значений.

4. Установка местных и индивидуальных средств автоматики. Потребители тепла самостоятельно устанавливают на вводах и перед отопительными приборами средства автоматического регулирования, что никак не учитывается на источниках теплоснабжения. Результаты испытаний и расчетов показывают экономическую целесообразность энергосбережения путем индивидуального автоматического регулирования отопительных приборов и оборудования абонентских вводов автоматическими узлами управления, но только для конкретного абонента, а не всей системы в целом. К недостаткам применения современных систем автоматического отпуска теплоты регулирования на абонентских вводах можно отнести значительные требования к графикам центрального регулирования тепловой нагрузки и значительное влияние автоматизированных узлов одних потребителей на качество теплоснабжения соседних. Применение систем автоматического регулирования с установками насосного смещения у части потребителей провоцирует периодические недотопы и перетопы у соседних.

В результате можно сделать следующий вывод: к основным причинам неоптимальной работы современных систем транспортировки, распределения и потребления тепловой энергии России можно отнести разветвленность и разную инерционность участков тепловых сетей, а также влияние различной степени автоматизации потребителей тепловой энергии и разнородности их тепловых нагрузок, не учитываемые в графиках центрального регулирования. Решением данной проблемы может стать оптимизированная корректировка графиков отпуска тепла основана на математическом моделировании систем централизованного теплоснабжения.

В зависимости от задач оптимизации возможны различные исходные и расчетные данные при моделировании системы теплоснабжения. Для оптимизации ступенчатого графика качественно-количественного регулирования требуется получение необходимого напора на источнике теплоснабжения для ряда значений температуры наружного воздуха следовательно при моделировании потребителя исходными данными являются расход прямой сетевой воды и его температура. Для оптимального оперативного регулирования температуры прямой сетевой воды на источнике в течение суток требуется определить необходимую температуру от источника

$$\tau_1^{уст} = f_{opt} \left(\Delta P_{уст}, V_{уст}, t_{не} = f_0^{24}(\tau), Q_{звс} = f_0^{24}(\tau) \right) \text{ для каждого потребителя при условии}$$

поддержания его суточного теплового баланса.

Расчет оптимального ступенчатого графика качественного регулирования производится по следующей последовательности:

- Для всех температур наружного воздуха в промежутке $t_{не} = [+8, t_{не}]$ определяем необходимый напор на источнике теплоснабжения $\Delta P_{уст} = f(t_{не}, \tau_1^{уст})$ при ряде значений температуры прямой сетевой воды отличных от температуры $\tau_1(t_{не})$ соответствующей графикам центрального качественного регулирования $\tau_1^{уст} = [\tau_1(t_{не}) - \Delta\tau, \tau_1(t_{не}) + \Delta\tau]$. Кроме того производится расчет затрат на отпуск тепловой энергии (с учетом затрат электроэнергии на перекачку теплоносителя).

- Производится определение оптимальной температуры $\tau_1^{уст}$ для всех температур наружного воздуха соответствующие минимальным затратам на отпуск тепловой энергии. Если на источнике теплоснабжения установлено насосное оборудование с возможностью плавного регулирования, то найденные температуры и напоры формируют оптимальный график качественно-количественного регулирования. При отсутствии возможностью плавного регулирования на любом объекте теплоснабжения возможно использование ступенчатого

регулирования количеством работающих насосов. В данном случае необходимо определение оптимальных температур наружного воздуха, при которых необходимо производить ступенчатое изменение напора на источнике $t_{нс}^{\tau}$ которое осуществляется для возможных напоров на источнике соответствующих разному количеству включенных насосов $i = 1 \dots n$ на основании следующего условия:

$$t_{нс}^{\tau} = \left[H_{\min} \leq H_{i-1} \right] ? \left[\langle [(i-1) = n] \rangle ? \left\langle \left[\frac{t_{нс}(H_i) + t_{нс}(H_{i-1})}{2} \right] \right\rangle : \left\langle [t_{нс}(H_n)] \right\rangle \right] : [t_{нс}(H_{\min})]$$

где H_{\min} – минимальный напор на источнике, при котором возможно удовлетворить всех потребителей, H_i – напор на источнике соответствующий i работающим насосам, $t_{нс}(H_i)$ – минимальная температура наружного воздуха, которой соответствует оптимальный напор на источнике H_i , $t_{нс}(H_{\min})$ – минимальная температура наружного воздуха, которой соответствует минимальный оптимальный напор на источнике.

Предложенные методы оптимизации могут быть использованы на основе моделей функционирования разветвленной системы транспортировки и распределения тепловой энергии должна учитывать различную инерционность участков тепловых сетей и их аккумулирующую способность. Применение данных методов оптимизации возможно не только для снижения затрат на теплоснабжение потребителей, но и для повышения располагаемой мощности системы, а также при использовании современных технологий использования электрической энергии в системах централизованного теплоснабжения

Математическое моделирование вариантов модернизации тангенциальных топок для сжигания топлива угрубленного помола

Т.М. Бетхер, А.В. Корженко

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

E-mail: betkher.tm@gmail.com

Выполнено численное исследование топочных процессов котла БКЗ-210-140Ф при модернизации на сжигание топлива угрубленного помола. Установлено, что преобладающее влияние на топочные процессы оказывает скоростной режим истечения воздуха из устройства нижнего дутья.

В современной энергетике на уголь приходится примерно четвертая часть всего энергопотребления. Энергетическая стратегия России в период до 2020 г. предполагает дальнейшее постепенное увеличение доли угля в топливно-энергетическом балансе страны. По прогнозам Минэнерго, соотношение цен на уголь и газ к 2020 – 14:2 [1].

В настоящее время используемое топливо в редких случаях соответствует по своим теплотехническим характеристикам тому углю, для которого было спроектировано котельное оборудование. Это объясняется тем, что, с одной стороны, при запроектных сроках работы оборудования приходится сталкиваться с проблемой исчерпания запасов такого угля и освоением новых месторождений, чаще всего выдающих топливо более низкого качества. С другой стороны, рынок топливоснабжения и другие причины экономического характера, в частности, формы собственности, приводят к использованию угля от разных поставщиков, что предопределяет нестабильность качества.

Состояние котельного парка угольных тепловых электростанций характеризуется развитием двух доминирующих тенденций. Одной из них уже давно является прогрессирующее приращение суммарной мощности энергоустановок, выработавших свой назначенный ресурс [2], которое усугубляется недостаточными инвестициями для технического перевооружения топливосжигающего оборудования не только с позиции обеспечения необходимой надежности энергетического производства, но и согласно современным природоохранным требованиям. Вследствие этого становятся актуальными поиск и реализация в основном малозатратных путей и вариантов модернизации котельных установок, но обеспечивающих при этом определенную универсальность по сжигаемым углям. Руководствуясь данной задачей, для исследования разработаны и предложены следующие варианты модернизации традиционной топки с тангенциальным расположением горелок на

сжигание грубоизмельченного твердого топлива: перевод на низкоэмиссионное вихревое сжигание с классическим направлением нижнего дутья (рис. 1, а) и перевод на технологию сжигания с вертикальным направлением нижнего дутья (рис. 1, б).

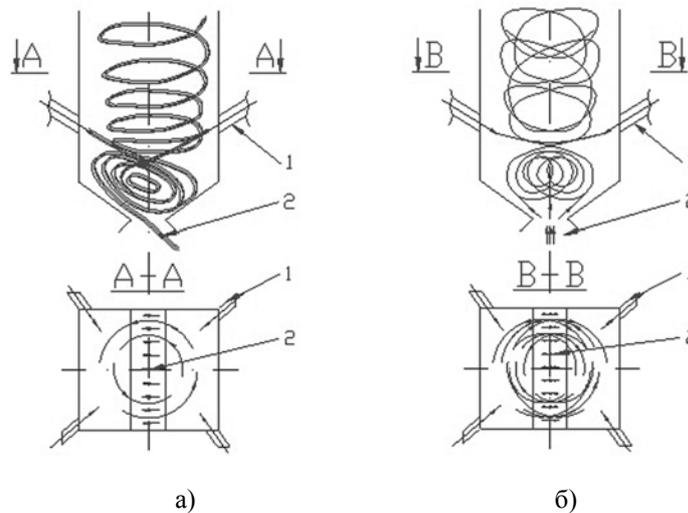


Рис. 1. Схема аэродинамики вихревой зоны при модернизации топки с тангенциальным расположением горелок. 1 – горелочные устройства; 2 – устройство нижнего дутья.

Топочная среда, при сжигании грубоизмельченного топлива, представляет собой полидисперсную гетерогенную систему. Интенсивность межчастичного взаимодействия значительно увеличивается из-за концентрации и инерционности твердой фазы, при этом изменяются оптические свойства топочной среды; резко выраженная анизотропность теплофизических характеристик дисперсной фазы существенно влияет на характер горения отдельных частиц (термообработка массивных частиц и их взаимодействие с ограждающими зону горения поверхностями приводят к термомеханическому разрушению этих частиц) повышение интенсивности конвективного теплообмена за счет активной аэродинамики и снижение интенсивности загрязнения ограждающих поверхностей увеличивают тепловую эффективность топки и т. д.

Моделирование такого вида топок – достаточно сложная задача, оно должно учитывать термическое сопротивление, анизотропность, пневмо- и терморазмол, стадийность термообработки и межчастичное взаимодействие дисперсной фазы. В качестве инструмента для решения поставленных задач использован пакет прикладных программ FIRE 3D.

Для построения адекватной математической модели аэродинамики, горения и теплообмена в топке используется метод, совмещающий Эйлеров и Лагранжев подходы для описания движения газа и взвешенных частиц. Согласно этому методу движение, теплообмен и горение в газовой фазе представляются на основе Эйлерава способа описания, т.е. используются стационарные пространственные уравнения баланса массы, импульса, концентраций газовых компонентов и энергии для газовой смеси. Лагранжев подход применяется для описания движения и тепломассообмена одиночных частиц топлива и золы вдоль их траекторий с учетом обратного влияния дисперсной фазы на несущую среду. Турбулентные характеристики газа рассчитываются с использованием двухпараметрической «k-ε» модели турбулентности, также учитывающей влияние движущихся частиц. Радиационный теплообмен в двухфазном потоке представляется в рамках P1-приближения метода сферических гармоник, который показывает хорошие результаты применения к пылеугольным топкам [3].

В качестве объекта исследования выбран котельный агрегат БКЗ-210-140Ф. Предпосылками выбора послужило широкое распространение котлов данного типа на энергообъектах России.

Топочная камера котла оборудована четырьмя щелевыми пылеугольными горелками, расположенными по углам топочной камеры в один ярус и четырьмя пылесистемами, выполненными по замкнутой схеме с мельницами-вентиляторами.

Аэродинамика вихревой зоны для обоих вариантов модернизации создается за счет взаимодействия организованных потоков, которые сформированы из топливно-воздушной смеси, поступающей в топку через горелки, и потока горячего воздуха, подаваемого в топку через систему нижнего дутья.

В первом варианте модернизации предполагается, что взаимодействие горелочных струй со струей нижнего дутья создаёт пару сил, формирующих в нижней части топки вихрь с горизонтальной осью вращения немолотого топлива.

Во втором технология сжигания топлива так же построена на приемах аэродинамики, но с вертикальным направлением нижнего дутья. При этом вертикально направленный поток воздуха является подпирющим для основного вихря, образованного за счет взаимодействия топливно-воздушных потоков из горелок, благодаря чему обеспечивается снижение возможности провала топлива.

В обоих рассмотренных случаях за счет активного перемешивания частиц топлива в зоне активного горения происходит подготовка частиц к горению (сушка, выход летучих, терморазлом). А впоследствии их сгорание в вихревой зоне с вертикальной осью вращения, созданной взаимодействием горелочных струй между собой. Высокие скорости в вихревой зоне приводят к интенсификации конвективного теплообмена. В результате возрастает коэффициент тепловой эффективности экранов топки.

Исследование топочных процессов проводились на нагрузку котла 190 т/ч при задействовании в работу всех пылесистем. В качестве сжигаемого топлива выбран дальневосточный бурый уголь с техническими характеристиками: влажность 40,4 %; зольность 28,7 %; теплота сгорания 10859,3 кДж/кг.

Теплообмен в топочной камере зависит от объемов воздуха, подаваемого в топку, расходов топлива и аэродинамической структуры газо-воздушных потоков. Во всех исследованных вариантах температура на выходе из топочной камеры умеренна и соответствует условиям надежной работы конвективных поверхностей нагрева и составляет не более 970⁰С с применением вертикального дутья и 1150⁰С при низкоэмиссионной вихревой технологии.

Для каждого из вариантов наблюдается перераспределение потоков организованного воздуха и снижение температурного уровня в топке, за счет чего достигается улучшение экологических показателей котла.

Результаты выполненных исследований дают основание полагать, что на аэродинамическую структуру запыленных потоков в топочном объеме непосредственное влияние оказывает скоростной режим истечения воздуха из устройства нижнего дутья. При высоких скоростях (более 8 м/с) в первом варианте не наблюдается устойчивое движение потоков в горизонтальном вихре, что препятствует надежной работе топочной камеры при сжигании углей рассматриваемым способом. Во втором «воздушный фонтан» уходит за пределы холодной воронки, в результате чего в ее пристенных областях образуются застойные зоны, которые приводят к скоплению топливных частиц, особенно по скатам холодной воронки, что препятствует надежной работе топочных экранов при сжигании углей по данной технологии.

Использование рассматриваемых технологий позволяет:

1. Эксплуатировать объект исследования в трёх режимах (сжигание молотого топлива с использованием существующих пылесистем по традиционной тангенциальной схеме, одновременное сжигание молотого и немолотого (дроблёного) топлива, сжигание немолотого (дроблёного) топлива).
2. Снизить расход электроэнергии на собственные нужды котла, так как исключаются из работы мельницы, а, следовательно, и физические и финансовые затраты на их ремонт и обслуживание.
3. Получить меньший эрозионный износ конвективных поверхностей и газоходов, а также более высокую эффективность золоулавливающих установок, из-за угрубления фракционного состава топлива и летучей золы.

При реализации рассмотренных схем модернизации топки для обеспечения надежной работы поверхностей нагрева топочной камеры потребуются наладочная оптимизация начальных условий подачи топливно-воздушной смеси и вторичного воздуха при различных нагрузках.

Список литературы:

1. Отчет "Россия в энергетической сфере" <http://www.inno-expert.ru>
2. Нечаев В.В. О ресурсе энергетических объектов. – Электрические станции, 2002, №6.
3. Исследование аэродинамики и горения в топке котла БКЗ-420-140 применительно к вариантам замещения проектного топлива/ А.В. Гиль, А.С. Заворин, С.В. Красильников, А.В. Старченко, С.В. Обухов. – Изв. Томск. политехн. ун-та, 2007, №1, т. 310.

УДК 519.6

Тепло- и массоперенос при вулканизации кабельных изделий

А.А. Бригадин, Е. В. Иванова

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

E-mail: zhenya1@tpu.ru

Представлены результаты численного решения задачи тепломассопереноса с химическим реагированием при вулканизации типичного кабельного изделия. Сформулирована математическая модель, описывающая в двумерной постановке процессы теплопроводности, полимеризации оболочки кабеля и конвекции паров горячего воздуха в системе «печь – воздух – резиновая оболочка – медный провод». В результате численных исследований установлена связь между временем полной полимеризации оболочки кабельного изделия и температурой воздуха в нагревательной печи, а также ее характерных размеров.

При вулканизации кабельные изделия, как правило, пропускают через специальные печи с достаточно высокой температурой (до 480 К) воздуха [1]. Этот процесс завершается полной полимеризацией изоляционной оболочки кабеля [2]. При выборе оптимальной температуры горячего воздуха, соответствующей достижению условия полной полимеризации оболочки, размеров вулканизационных печей и технологических параметров необходимо учитывать теплофизические и термохимические процессы, протекающие в изделии [3, 4].

Цель данной работы – численное исследование физико-химических процессов, протекающих при вулканизации типичных кабельных изделий, а также анализ влияния параметров нагревательной камеры вулканизационной печи на условия полимеризации изоляционной оболочки.

Рассматривалась система, представленная на рисунке 1. Кабель состоит [4] из жилы – меди (1) и оболочки – резины (2). Изделие с начальной температурой T_0 продвигается внутри вулканизационной камеры, где нагревается при существенно более высокой температуре воздуха (3) T_v . В результате резиновый слой (оболочка) кабеля вулканизуется. Полнота завершения процесса определяется степенью полимеризации изоляционного материала φ . Время полной

полимеризации ($\varphi=1$ по всей толщине ($R_1 < r < R_2$) оболочки) t_p является одной из важнейших характеристик эффективности рассматриваемого процесса.

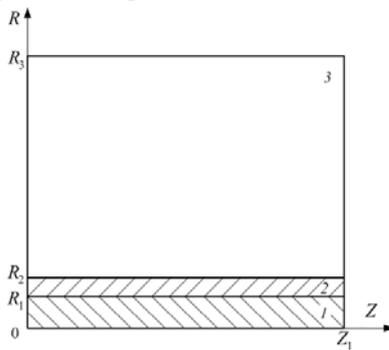


Рис. 1. Схема области решения задачи при $0 < \tau < \tau_p$: 1 – жила кабеля, 2 – оболочка кабеля, 3 – горячий воздух

Применение в качестве вулканизационной среды горячего воздуха требует для получения необходимой производительности большой длины пути изделия (около 25-30 метров). Поэтому теплообмен нагреваемой поверхности с внешней нагревающей средой осуществляется в режиме вынужденной конвекции. Но скорость движения кабельного изделия в печи составляет много меньше 1 м/с. Поэтому задача рассматривалась в рамках модели естественной конвекции.

При численном моделировании принимались следующие допущения, не накладывающие существенных ограничений на общность постановки задачи:

1. Контакт между жилой и слоем изоляционного материала идеален.
2. Кабель имеет правильную цилиндрическую форму.
3. Коэффициенты теплопроводности жилы, оболочки кабеля и воздуха в нагревательной камере не зависят от температуры.
4. Энергия активации процесса полимеризации не изменяется при изменении температуры.

Математическое моделирование исследуемых процессов возможно только при адекватном описании процесса теплообмена кабельного изделия с окружающей средой. Использование при описании рассматриваемого процесса граничных условий третьего рода приводит обычно к решению проблемы определения коэффициента теплообмена на границе раздела сред. Существенное повышение надежности результатов прогностического моделирования температурных полей кабельных изделий возможно при решении задачи теплопереноса в рассматриваемой системе с использованием сопряженной постановки [5]. В настоящей работе использовалась модель естественной конвекции в воздушном пространстве, окружающем кабельное изделие [6].

Процессы тепломассопереноса с химическим реагированием в рассматриваемой системе (рис. 1) при $0 < t < t_p$ описывает следующая система нестационарных дифференциальных уравнений: уравнение теплопроводности для жилы кабеля ($0 < r < R_1$, $0 < z < Z_1$):

$$\rho_1 C_1 \frac{\partial T_1}{\partial t} = \lambda_1 \left(\frac{\partial^2 T_1}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_1}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_1}{\partial z^2} \right); \quad (1)$$

уравнение энергии для изоляционной оболочки кабеля ($R_1 < r < R_2$, $0 < z < Z_1$):

$$\rho_2 C_2 \frac{\partial T_2}{\partial t} = \lambda_2 \left(\frac{\partial^2 T_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_2}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_2}{\partial z^2} \right) + q_2 \rho_2 \frac{d\varphi_2}{dt};$$

$$\frac{d\varphi_2}{dt} = (1 - \varphi_2) k_2^0 \exp \left(-\frac{E_2}{R_1 T_2} \right); \quad (2)$$

уравнение Пуассона для воздуха ($R_2 < r < R_3$, $0 < z < Z_1$):

$$\frac{\partial^2 \Psi}{\partial r^2} - \frac{1}{r} \frac{\partial \Psi}{\partial r} + \frac{\partial^2 \Psi}{\partial z^2} = -r\omega; \quad (3)$$

уравнение завихренности для воздуха ($R_2 < r < R_3$, $0 < z < Z_1$):

$$\frac{\partial \omega}{\partial t} + u \frac{\partial \omega}{\partial r} + v \frac{\partial \omega}{\partial z} - \frac{\omega u}{r} = \nu_3 \left(\frac{\partial^2 \omega}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \omega}{\partial r} + \frac{\partial^2 \omega}{\partial z^2} - \frac{\omega}{r^2} \right) + g\beta \frac{\partial T_3}{\partial r}, \quad (4)$$

уравнение энергии для воздуха ($R_2 < r < R_3$, $0 < z < Z_1$):

$$\rho_3 C_3 \left(\frac{\partial T_3}{\partial t} + u \frac{\partial T_3}{\partial r} + v \frac{\partial T_3}{\partial z} \right) = \lambda_3 \left(\frac{\partial^2 T_3}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_3}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_3}{\partial z^2} \right). \quad (5)$$

Для решения системы уравнений (1) – (5) применена безразмерная форма записи. Для этого в качестве масштаба координат выбраны характерные размеры области решения R , Z .

Для перехода к безразмерным переменным использованы следующие соотношения:

$$R = r/H_{ch}, \quad Z = z/H_{ch}, \quad \tau = t/t_0, \quad U = u/V_0, \quad V = v/V_0, \quad \Theta = (T - T_0)/\Delta T, \quad \Psi = \psi/\psi_0, \quad \Omega = \omega/\omega_0,$$

$$V_0 = \sqrt{g \cdot \beta \cdot \Delta T \cdot L_{ch}}, \quad \psi_0 = V_0 \cdot L_{ch}, \quad \omega_0 = V_0^3 / L_{ch}, \quad \Delta T = T_{ch} - T_0, \quad (8)$$

После перехода к безразмерным переменным уравнения теплопроводности для жилы и энергии для оболочки кабеля, уравнения Пуассона, завихренности и энергии для воздуха имеют вид:

$$\frac{1}{F_{O_1}} \frac{\partial \Theta_1}{\partial \tau} = \frac{\partial^2 \Theta_1}{\partial R^2} + \frac{1}{R} \frac{\partial \Theta_1}{\partial R} + \frac{\partial^2 \Theta_1}{\partial Z^2}, \quad 0 < R < R_1, \quad 0 < Z < Z_1;$$

$$\frac{1}{F_{O_2}} \frac{\partial \Theta_2}{\partial \tau} = \frac{\partial^2 \Theta_2}{\partial R^2} + \frac{1}{R} \frac{\partial \Theta_2}{\partial R} + \frac{\partial^2 \Theta_2}{\partial Z^2} + \frac{q_2 w_2 H^2}{\lambda_2 \Delta T}, \quad R_1 < R < R_2, \quad 0 < Z < Z_1;$$

$$w_2 = \rho_2 \frac{d\varphi_2}{dt}, \quad -\frac{d\varphi_2}{dt} = \varphi_2 k_2^0 \exp \left(-\frac{E_2}{R T_2} \right);$$

$$\frac{\partial^2 \Psi}{\partial R^2} - \frac{1}{R} \frac{\partial \Psi}{\partial R} + \frac{\partial^2 \Psi}{\partial Z^2} = -R\Omega, \quad R_2 < R < R_3, \quad 0 < Z < Z_1;$$

$$\frac{\partial \Omega}{\partial \tau} + U \frac{\partial \Omega}{\partial R} + V \frac{\partial \Omega}{\partial Z} - \frac{\Omega U}{R} = \sqrt{\frac{Pr_3}{Ra_3}} \left[\frac{\partial^2 \Omega}{\partial R^2} + \frac{1}{R} \frac{\partial \Omega}{\partial R} + \frac{\partial^2 \Omega}{\partial Z^2} - \frac{\Omega}{R^2} \right] + \frac{\partial \Theta_3}{\partial R}, \quad R_2 < R < R_3, \quad 0 < Z < Z_1;$$

$$\frac{\partial \Theta_3}{\partial \tau} + \frac{\partial \Theta_3}{\partial R} + V \frac{\partial \Theta_3}{\partial Z} = \frac{1}{\sqrt{Ra_3 Pr_3}} \left(\frac{\partial^2 \Theta_3}{\partial R^2} + \frac{1}{R} \frac{\partial \Theta_3}{\partial R} + \frac{\partial^2 \Theta_3}{\partial Z^2} \right), \quad R_2 < R < R_3, \quad 0 < Z < Z_1.$$

Безразмерные комплексы (число Фурье F_{O_1}, F_{O_2} , число Рэлея Ra_3 , число Прандтля Pr_3) вычислялись из соотношений:

$$F_{O_1} = \frac{\lambda_1 t_0}{\rho_1 C_1 H^2}, \quad F_{O_2} = \frac{\lambda_2 t_0}{\rho_2 C_2 H^2},$$

$$Ra_3 = \frac{\beta g \Delta T H^3 C_3 \rho_3}{\lambda_3 \nu_3^2},$$

$$Pr_3 = \frac{\nu_3 C_3 \rho_3}{\lambda_3}.$$

Начальные ($t=0$) условия:

$T = T_0$ при $0 < r < R_2$, $0 < z < Z_1$;

$T = T_v$, $\psi = \omega = 0$ при $R_2 < r < R_3$, $0 < z < Z_1$;

$$\varphi = \varphi_0 \text{ при } R_1 < r < R_2, 0 < z < Z_1. \quad (6)$$

Граничные условия при $0 < t < t_p$:

$$\begin{aligned} \frac{\partial T}{\partial z} &= 0 \text{ при } z=0, 0 < r < R_3; z=L, 0 < r < R_3; \\ u &= \frac{1}{r} \frac{\partial \psi}{\partial z}, v = -\frac{1}{r} \frac{\partial \psi}{\partial r} \text{ при } z=0, R_2 < r < R_3; \\ \frac{\partial \psi}{\partial z} &= 0, \frac{\partial \omega}{\partial z} = 0 \text{ при } z=L, 0 < r < R_3; \\ \frac{\partial T}{\partial r} &= 0 \text{ при } r=0, 0 < z < Z_1; r=R_3, 0 < z < Z_1; \\ -\lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial r} &= -\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r}, T_1 = T_2 \text{ при } r=R_1, 0 < z < Z_1; \\ -\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r} &= -\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial r}, T_2 = T_3, u = \frac{1}{r} \frac{\partial \psi}{\partial z}, v = -\frac{1}{r} \frac{\partial \psi}{\partial r} \text{ при } r=R_2, 0 < z < Z_1; \\ \frac{\partial \psi}{\partial r} &= 0, \frac{\partial \omega}{\partial r} = 0, T = T_v \text{ при } r=R_3, 0 < z < Z_1. \end{aligned} \quad (7)$$

Здесь ρ – плотность, кг/м³; C – теплоемкость, Дж/(кг·К); T – температура, К; t – время, с; λ – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К); r, z – координаты цилиндрической системы; q – теплота химической реакции полимеризации, Дж/кг; φ – степень полимеризации; k_0 – предэкспонент химической реакции, с⁻¹; E – энергия активации химической реакции, Дж/моль; R_1 – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К); ψ – функция тока, м³/с; ω – вектор вихря скорости, с⁻¹; u, v – компоненты скорости воздушных потоков в камере, м/с; ν – кинематическая вязкость, м²/с; g – ускорение свободного падения, м²/с; β – коэффициент термического расширения, К; T_0 – начальная температура жилы и оболочки кабеля, К; T_v – температура поверхности вулканизационной камеры, К; индексы «1», «2», «3» соответствуют жиле, оболочке кабеля, горячему воздуху.

Система нелинейных нестационарных дифференциальных уравнений (1)–(5) с начальными (6) и граничными (7) условиями решена методом конечных разностей [7]. Разностные аналоги дифференциальных уравнений (1)–(5) решены локально-одномерным методом. Для решения нелинейных уравнений применен метод итераций [8]. При использовании этих методов от системы нелинейных двумерных дифференциальных уравнений осуществлен переход к системе одномерных разностных уравнений, которая решена методом прогонки с использованием неявной четырехточечной разностной схемы [7]. Вычисления проведены сквозной прогонкой через представленную на рисунке 1 область решения. Для повышения точности решения системы уравнений использовались нерегулярная координатная сетка (до 200 узлов) и неравномерный шаг по времени (от $1 \cdot 10^{-3}$ с до 1 с).

Численное моделирование выполнено при следующих значениях параметров [9–12]: $\rho_1=8700$ кг/м³; $\lambda_1=400$ Вт/(м·К); $C_1=385$ Дж/(кг·К); $\rho_2=1200$ кг/м³; $\lambda_2=0,16$ Вт/(м·К); $C_2=1380$ Дж/(кг·К); $\rho_3=1,161$ кг/м³; $\lambda_3=0,026$ Вт/(м·К); $C_3=1190$ Дж/(кг·К); $\nu_3=2,5 \cdot 10^9$ м²/с; $T_0=303$ К; $T_v=350 \div 550$ К; $\varphi_0=0$; $k_0=5 \cdot 10^5$ с⁻¹; $E=5 \cdot 10^4$ Дж/моль; $q=10^3$ Дж; $\varphi_0=0,4$; $R_1=0,002$ м; $R_2=0,004$ м; $R_3=0,01 \div 0,035$ м; $Z_1=0,1$ м.

На рисунке 2 представлены распределения степени полимеризации φ по толщине ($R_1 < r < R_2$) оболочки кабеля в разные моменты времени. Видно, что степень полимеризации φ увеличивается по толщине оболочки от центра к краю изделия. При этом несколько видоизменяется распределение φ по R . При малых временах зависимость $\varphi(R)$ имеет экспоненциальный вид (кривая 1) с максимумом на границе с горячим воздухом ($R=R_2$). Это можно объяснить тем, что оболочка не успевает прогреться до температур, при которых полимеризация завершается по всему слою ($R_1 < R < R_2$). С ростом времени зависимость $\varphi(R)$ становится практически линейной (кривые 2, 3, 4). Оболочка прогревается по толщине и отклонения между $\varphi(R_1)$ и $\varphi(R_2)$ уменьшаются. Процесс завершается полной полимеризацией ($\varphi=1$ при $R_1 < R < R_2$).

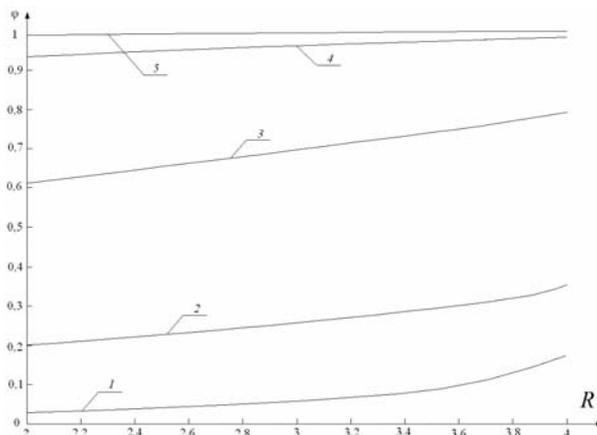


Рис. 2. Распределение степени полимеризации по толщине оболочки кабеля в разные моменты времени: 1 – $\tau=50$; 2 – $\tau=100$; 3 – $\tau=200$; 4 – $\tau=300$; 5 – $\tau=\tau_p$

Типичное температурное поле в рассматриваемой системе (рис. 1) по завершению процесса вулканизации в момент полной полимеризации оболочки кабеля ($\tau_p=345$) при $T_v=150$, $R_3=10$ приведено на рисунке 3.

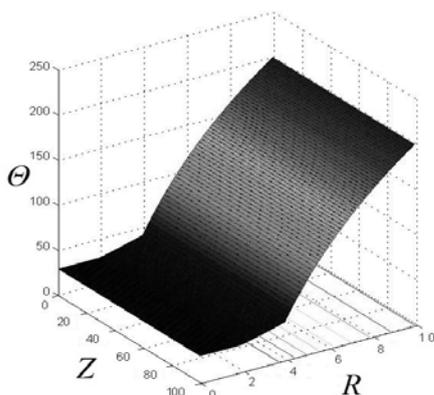


Рис. 3. Температурное поле в системе «кабель – горячий воздух» при $\tau=\tau_p$

Теоретически исследован тепломассоперенос при вулканизации типичных кабельных изделий. Решенная задача не имеет аналогов по постановке, методу решения и полученным результатам. Данная модель может быть использована для выбора оптимального времени вулканизации. Численное моделирование физико-химических процессов

позволило выявить факторы, влияющие на степень полимеризации оболочки и температурное поле кабельного изделия. Установлены зависимости полноты завершения реакции полимеризации от параметров, характеризующих условия теплообмена в нагревательной печи.

Список литературы

1. Кошелев Ф.Ф., Корнев А.Е., Климов Н.С. Общая технология резины. – М.: Химия, 1968. – 560 с.
2. Лукомская А.И., Баденков П.Ф., Кеperша Л.М. Тепловые основы вулканизации резиновых изделий. – М.: Химия, 1972. – 359 с.
3. Шейн В.С., Шутин Ю.Ф., Гриб А.П. Основные процессы резинового производства. – Л.: Химия, 1988. – 159 с.
4. Леонов В.М., Пешков И.Б., Рязанов И.Б., Холодный С.Д. Основы кабельной техники – М.: Издат. центр «Академия», 2006. – 432 с.
5. Тепломассообмен: Справочник / Под ред. А.В. Лыкова. – М.: Энергия, 1978. – 479 с.
6. Джалурия Й. Естественная конвекция: тепло – и массообмен. – М.: Мир, 1983. – 399 с.
7. Роуч П.Дж. Вычислительная гидродинамика. – М.: Мир, 1980. – 616 с.
8. Самарский А.А. Теория разностных схем. – М.: Наука, 1983. – 616 с.
9. Коздoba Л.А. Методы решения нелинейных задач теплопроводности. – М.: Наука, 1975. – 227 с.
10. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. – М.: ООО «Старс», 2006. – 720 с.
11. Теплотехнический справочник / Под ред. В.Н. Юрeнева, П.Д. Лебедева. – М.: Энергия, 1975. – Т. 1. – 743 с.
12. Бабичев А.П., Бабушкина Н.А., Братковский А.М. Физические величины: Справочник. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 1232 с.

УДК 662.7

Численное исследование образования оксидов азота в топочной камере котла БКЗ–320–140 от избытка воздуха*Н.В. Визгавлюст, А.В. Старченко*, А.В. Гиль**Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***Томский государственный университет, г. Томск, Россия**E-mail: vizgavljust@tpu.ru*

Выполнено численное исследование образования оксидов азота в камерной топке котла БКЗ–320–140ПТ при сжигании полифракционного твердого топлива. Приведены результаты сравнительного анализа численного моделирования и экспериментальных данных генерации NO_x при изменении коэффициента избытка воздуха.

Одной из наиболее актуальных проблем современности является защита атмосферного воздуха, необходимость которой инициирована несовершенной хозяйственной деятельностью человека. Наибольшую опасность создают искусственные антропогенные источники загрязнения воздуха, в первую очередь, связанные с процессами сжигания органических топлив. К основным, постоянно действующим источникам загрязнения воздушного бассейна относятся работающие на угле теплоэлектростанции и промышленные топливосжигающие установки, поставляющие в атмосферу в больших количествах кроме оксидов серы (SO_2 и SO_3) и оксидов азота (NO и NO_2), твердые частицы (зола, пыль, сажа), а так же (в меньших количествах) оксиды углерода, альдегиды, органические кислоты [1]. Поэтому прогнозирование образования вредных веществ при сжигании натурального топлива в котлоагрегатах тепловых электростанций остается одной из актуальных задач для энергетики. Получение сведений при испытаниях, необходимых для оценки конструктивных изменений и оптимизации инженерных решений путем промышленных испытаний или физического моделирования процессов, имеет существенное ограничение из-за большой трудоемкости и высокой стоимости. В такой ситуации одним из выходов является применение методов математического моделирования.

В представляемом исследовании описывается численное моделирование образования оксидов азота при горении пылевидного топлива в топке промышленных котлоагрегатов на базе разработанной Митчеллом и Тэрболом [2] кинетической модели образования NO при сжигании угольной пыли. Эта модель удобна в использовании, т.к. ее кинетическая схема включает только 13 реакций (сюда входят реакции догорания коксового остатка и выхода и горения летучих) и соответствует современному представлению о химических процессах, ведущих к образованию оксидов азота при сжигании твердого топлива.

Процесс образования оксидов азота можно представить следующим образом: при быстром нагреве частицы угля происходит ее термическое разложение (пиролиз), в результате которого имеет место выход летучих компонентов угля, в том числе углеводородов и азота топлива. При этом часть связанного азота топлива (до 70–80 %) практически мгновенно (реакция 1) переходит, а газовую фазу в виде цианидов. Затем происходит газовое горение углеводородных компонентов летучих и гетерогенное догорание коксового остатка. Остальной азот (20–30 %), равномерно распределенный по частице кокса, окисляется прямо до NO со скоростью, пропорциональной скорости догорания коксового остатка (реакция 2). Цианиды, образовавшиеся при выходе летучих, переходят (реакция 3) в амины, которые, реагируя с O_2 (реакция 4) или NO (реакция 5), могут способствовать образованию оксидов азота либо восстановлению N_2 из NO . Кроме того, важным с точки зрения конверсии оксидов азота является реакции образования HCN в результате взаимодействия с NO (реакция 6) и гетерогенная реакция между NO и частицей кокса (реакция 7).

(реакция 1) N (в летучих) $\rightarrow \text{HCN}$;

(реакция 2) N (в коксе) + $0,5\text{O}_2 \rightarrow \text{NO}$;

(реакция 3) $\text{HCN} + \text{H}_2\text{O} + 0,5\text{O}_2 \rightarrow \text{NH}_3 + \text{CO}_2$;

(реакция 4) $\text{NH}_3 + \text{O}_2 \rightarrow \text{NO} + \text{H}_2\text{O} + 0,5\text{H}_2$;

(реакция 5) $\text{NH}_3 + \text{NO} \rightarrow \text{N}_2 + \text{H}_2\text{O} + 0,5\text{H}_2$;

(реакция 6) $\text{NO} + \text{углеводороды} \rightarrow \text{HCN} + \text{H}_2\text{O}$;

(реакция 7) C (кокс) + $2\text{NO} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{N}_2$;

(реакция 8) $\text{N}_2 + \text{O}_2 \leftrightarrow 2\text{NO}$;

(реакция 9) $\text{H}_2 + 0,5\text{O}_2 = \text{H}_2\text{O}$.

Численные исследования на основе предложенной модели проведены в камерной топке котла БКЗ–320–140ПТ с последующей верификацией полученных результатов по экспериментальным данным [3].

Котельный агрегат БКЗ–320–140ПТ спроектирован для сжигания бурых углей Канско-Ачинского бассейна [3]. Выполнен однокорпусным по П – образной компоновке с симметричным расположением поверхностей нагрева. Топочная камера – полуоткрытого типа с жидким шлакоудалением. На отметке 11 400 фронтальный и задний экраны образуют «пережим», отделяющий камеру горения от камеры охлаждения. Камера горения состоит из двух сообщающихся восьмигранных предтопок с футерованными экранами, каждый из предтопок оборудован четырьмя прямоточными горизонтально щелевыми горелками. Оси горелок каждого предтопка направлены по касательной к воображаемой окружности диаметром 980 мм и наклонены к поду на 15°. В «пережиме» расположены сбросные горелки, через которые производится сброс в топку слабо запыленного сушильного агента из системы пылеприготовления.

Расчеты распределения концентрации оксидов азота, температуры и концентрации кислорода по высоте топки выполнялись с использованием аэротермодинамических и температурных полей, полученных с помощью пакета прикладных программ FIRE 3D [4], в зависимости от избытка воздуха при нагрузке 300 т/час.

На рис. 1 представлено типичное распределение интегральных значений температуры, концентраций оксидов азота и кислорода по высоте топочной камеры. Как видно из рис. 1, распределение характеристик по высоте топочной камеры, указывает, что процесс горения топлива завершается на высоте ≈ 10 м, область максимальных значений температур (до 1400°C) и процесс образования оксидов идет в сравнительно не большой зоне выше уровня горелочного пояса.

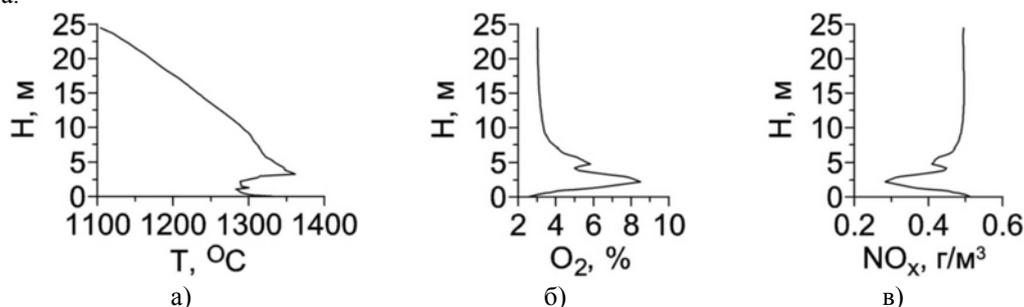
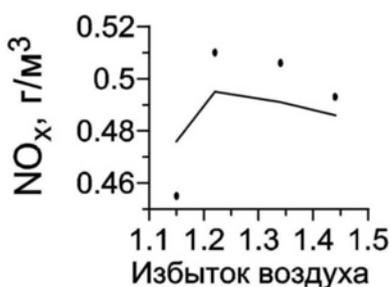


Рис. 1. Распределение средних в горизонтальных сечениях по высоте топочной камеры: а) концентрации оксидов азота, б) концентрации кислорода, в) температуры факела



Сравнение полученных численных результатов с натурными исследованиями [3] в зависимости от избытка воздуха представлено на рисунке 2.

Рис. 2. Изменение концентрации оксидов азота в зависимости от избытка воздуха, ● – экспериментальные данные [3]

Из рисунка 2, видно, что разработанная численная модель имеет достаточно высокую адекватность предсказания генерации оксидов азота, поскольку средняя погрешность между численными результатами и экспериментальными данными составляет 2 %. И в дальнейшем может рассматриваться как постпроцессор к пакету Fire3D [4] и вместе с ним использоваться для вариантной проработки конструктивных решений при проектировании и модернизации котельных агрегатов.

Список литературы:

1. Котлер В.Р. Оксиды азота в дымовых газах котлов – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 144 с., ил.
2. Mitchell J.W., Tarbell J.M. A kinetic model of nitric oxide formation during coal combustion // American Institute of Chemical Engineers Journal. – 1982. – V. 28. – № 2. – P. 302–310.
3. Будилов О.И., Загорин А.С. Опыт улучшения экологических характеристик тепловой электростанции. – Томск.: Издательство «Красное знамя», 1994. – 100 с.
4. Загорин А.С., Красильников С.В., Старченко А.В. Программный комплекс для расчета и визуализации трехмерных реагирующих турбулентных течений в топках котлов // Проблемы использования канско-ачинских углей на электростанциях: Матер. Всеросс. научно-практ. конф. – Красноярск: СибВТИ, 2000. – С. 369–371.

УДК 621.311.001.57

**Визуальное моделирование тепловых схем паротурбинных установок
на основе объектного подхода****Н.Н. Галашов, Д.К. Смирнов***Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**E-mail: gal@tpu.ru*

Показано, что объектный подход позволяет автоматизировать процесс моделирования схем из готовых компонентов оборудования и связей, а также создавать новые компоненты и изменять математические модели любых объектов на любом этапе моделирования.

Паротурбинные установки (ПТУ) ТЭС и АЭС представляют сложные технические системы, состоящие из сотен элементов оборудования, арматуры, трубопроводов и валопроводов, поэтому их оптимальное проектирование – трудоемкий процесс, который сложно 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]. Основным недостатком существующих методов моделирования является то, что набор элементов схемы и система уравнений их расчета должны быть строго определены при разработке программы. Добавить новые элементы или изменить систему уравнений можно только в результате изменения кода программы. Также, сложным является процесс связывания объектов схемы в единую систему, для чего применяются специальные математические методы теории графов и матриц.

В данной работе на основе методов ОП для создания моделей и программ автоматизированного проектирования тепловых схем в визуальном режиме с возможностью разработки и корректировки модели схемы и ее отдельных элементов без перепрограммирования.

Объектный подход является одним из главных инструментов анализа и проектирования сложных систем. При этом необходимо отметить, что в настоящее время основные работы по применению ОП ведутся в области программирования и информационных технологий. А область технических систем затронута пока еще очень слабо и поэтому работы в этой области по применению ОП весьма актуальны.

Рассмотрим возможности и особенности создания моделей сложных систем на основе ОП.

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. Таким образом, *класс* – это группа объектов, обладающих сходными свойствами, а именно, данными и поведением.

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

Состояние объекта характеризуется перечнем всех свойств данного объекта и текущими значениями каждого из этих свойств. Все свойства имеют некоторые значения, причем, существенным является то, что эти свойства могут быть как простыми количественными характеристиками (иметь числа в качестве значений), так и ссылками на другие объекты, что позволяет легко связывать объекты в сложную структурированную систему. Состояние объекта представляет суммарный результат его поведения.

Поведение – это то, как объект действует и реагирует; поведение выражается в терминах состояния объекта и передачи сообщений. Иными словами, поведение объекта – это его наблюдаемая и проверяемая извне деятельность.

Поведение объекта реализуется через методы его класса. Наибольшее значение имеют следующие методы: создания объекта и/или его инициализации; освобождающие состояние и ресурсы объекта и/или разрушающие сам объект; считывающие, но не меняющие состояние объекта; изменяющие состояние объекта.

Понятие *класса* является фундаментальным для объектного подхода. *Класс* — это некое множество объектов, имеющих общую структуру и общее поведение.

Класс задается своим типом (именем), информацией о суперклассах и реализуемых интерфейсах, а также своими элементами (полями, методами и внутренними абстракциями). Элементы класса могут реализовывать свойства объекта (поля и методы экземпляра), и могут реализовывать свойства собственно класса (статические поля и методы).

Для реализации свойства объекта иметь определенное состояние, в классе существуют атрибуты (поля).

Всеобщими свойствами объектов являются: наличие уникального имени; наличие внутренней структуры; нахождение в определенном пространстве; нахождение в определенном состоянии; возможность изменения положения и состояния объекта; наличие отношений и связей с другими объектами.

Перечисленные свойства называют *атрибутами* объекта. В зависимости от предназначения атрибуты объектов можно разделить на: идентификаторы; параметры; методы взаимодействия; функции.

В качестве идентификаторов объектов выбираются переменные, не изменяющие своих значений в течение всего периода жизни объекта. Так для тепловой схемы идентификатором конкретного элемента может служить строка, например, «насос», «турбина», «цилиндр» или «отсек» турбины и т. д. Параметрами объектов тепловой схемы являются мощность, расход, давление, температура, энтальпия, энтропия, конструктивные размеры. Параметры характеризуют состояние объекта во времени и пространстве. Состояние объекта в результате взаимодействия с исследователем, окружающей средой и другими объектами меняется с течением времени. Методы взаимодействия определяют реакции объекта на воздействия исследователя, окружающей среды и других объектов и описывают изменение параметров объекта в ответ на эти воздействия. Функции характеризуют результат, получаемый при изменении параметров и методов взаимодействия объекта. Аргументами функций являются значения параметров объекта в определенные моменты времени и значения внешних воздействий на объект. Назначение атрибутов при описании объекта является прерогативой исследователя и полностью определяется целями и задачами исследования.

Для визуального моделирования большую роль имеют графические объекты. Графические объекты занимают область на экране, знают, как нарисовать самих себя, и сообщают системе о пересечении с другими объектами и курсором.

Для моделирования тепловых схем паротурбинных установок ТЭС и АЭС выбраны два базовых класса – элемент и связь. Элементы – это оборудование, коллекторы и арматура. Связи – это трубопроводы с теплоносителем, 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 в общем виде может быть представлена системой уравнений, характеризующих процессы в элементах и связях установки.

При стационарном режиме работы процессы в элементах и связях установки описываются следующими уравнениями [1]:

1) уравнение баланса энергии для каждого k -го элемента схемы

$$\sum_{j=1}^{J_k-N_k} (\eta Gh)_j + \sum_{n=1}^{N_k} (\eta \dot{Y})_n = 0, \quad (1)$$

2) уравнение баланса расходов для каждого l -го энергоносителя k -го элемента схемы

$$\sum_{j=1}^{J_{kl}} G_j = 0; \quad (2)$$

3) уравнение гидравлического баланса расходов для каждого l -го энергоносителя k -го элемента схемы

$$(p_{вх} - \Delta p - p_{вых})_{kl} = 0; \quad (3)$$

4) уравнение изменения энтальпии для каждого l -го энергоносителя k -го элемента схемы

$$(h_{вх} - \Delta h - h_{вых})_{kl} = 0; \quad (4)$$

где G , h , p – расход, энтальпия и давление энергоносителя; \dot{Y} – мощность энергетического потока; η – коэффициент, учитывающий потери энергии (обычно это КПД); Δh , Δp – изменение энтальпии и давления энергоносителя в элементе или связи; J – общее число энергоносителей в элементах; N – число энергетических потоков в элементах; индексы «вх», «вых» характеризуют параметры на входе и выходе элемента.

В качестве энергоносителей в теплоэнергетических установках выступают потоки воды, пара, воздуха, газов, тепловой, механической и электрической энергии. При этом потоки теплоносителей характеризуются расходом и двумя термодинамическими параметрами, а потоки энергии одним параметром – мощностью.

Значения η , Δp и Δh зависят от расхода G и термодинамических параметров теплоносителей X и от конструктивных параметров элементов установки Z и для k -го элемента установки могут быть описаны как

$$\eta_k = f(G_k, X_k, Z_k); \quad (5)$$

$$\Delta p_k = f(G_k, X_k, Z_k); \quad (6)$$

$$\Delta h_k = f(G_k, X_k, Z_k). \quad (7)$$

Расходные, термодинамические и конструктивные параметры элементов установки могут изменяться лишь в пределах физически возможных и технически осуществимых состояний энергоносителей и конструкций. Поэтому система уравнений (1–7) должна быть дополнена системой ограничений

$$G_{k,\min} \leq G_k \leq G_{k,\max}; \quad (8)$$

$$X_{k,\min} \leq X_k \leq X_{k,\max}; \quad (9)$$

$$Z_{k,\min} \leq Z_k \leq Z_{k,\max}. \quad (10)$$

В существующих программах моделирования тепловых схем энергоустановок жестко определяется набор оборудования, на основе которого будет моделироваться схема. Для каждого вида оборудования составляется своя система уравнений (1–10), которую можно изменить только в результате изменения программы моделирования.

В данной работе предлагается систему уравнений (1–10) записывать непосредственно в процессе разработки модели тепловой схемы. 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 уравнения в виде текстовой информации. Эта текстовая информация с помощью встроенного транслятора, работающего на основе обратной польской нотации, преобразуется в исполняемый код, что позволяет в любой момент работы программы моделирования в любом объекте изменять систему уравнений.

Для возможности визуального моделирования схемы в классах элементов и связей введем поля, определяющие характеристики графического изображения элемента или связи на экране монитора компьютера. Это позволяет с помощью векторного графического редактора создать понятное разработчику модели изображение элемента или нарисовать связь в виде ломаной линии определенного цвета и вида.

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

Для взаимодействия с объектами в процессе проектирования и расчета схемы в поля классов введем 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 позволяет проектировать энергоблоки ТЭС и АЭС.

Список литературы:

1. Попырин Л.С. Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок. – М.: Энергия, 1978.
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. Палагин А.А. Автоматизация проектирования тепловых схем турбоустановок. – Киев: Наукова думка, 1983.
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.
5. Гради Б. Объектный анализ и программирование с примерами приложений на C++. Второе издание. – М.: «Издательство Бином»; СПб.: «Невский диалект», 1998.

УДК 621.311.001.57

**Структура программного комплекса визуального моделирования
теплоэнергетических установок***Н.Н. Галашов, Д.К. Смирнов**Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**E-mail: gal@tpu.ru*

Приведена структура программного комплекса визуального моделирования теплоэнергетических установок, разработанного на основе объектного подхода. Программный комплекс позволяет автоматизировать процесс моделирования теплоэнергетических установок из готовых компонентов оборудования и связей, а также создавать новые компоненты и изменять математические модели любых объектов на любом этапе моделирования.

На современном этапе имеется большое количество зарубежных и отечественных разработок нового теплоэнергетического оборудования. К ним относятся энергоблоки на суперсверхкритических параметрах пара; газотурбинные и парогазовые установки и т. д. Для выбора наиболее надежных, экономичных и маневренных установок требуются трудоемкие расчеты, которые сложно выполнить без вычислительной техники и специальных методов математического моделирования.

Именуемые в настоящее время работы по математическому моделированию теплоэнергетических установок [1–4] разрабатывались без применения объектного подхода (ОП), который появился в современных языках программирования и позволяет значительно усовершенствовать и упростить процесс моделирования, что показано в работе [5]. В существующих программах моделирования жестко определяется набор оборудования, на основе которого моделируется энергоустановка, и для каждого вида оборудования составляется своя система уравнений, которую невозможно изменить без изменения самой программы. Также, сложным является процесс связывания объектов установки в единую систему, для чего применяются специальные математические методы теории графов и матриц. При этом пользователь большую часть времени затрачивает на кодирование элементов схемы установки.

Объектный подход позволяет устранить отмеченные недостатки существующих программ моделирования и дает следующие преимущества [6]: возможность сборки системы из готовых компонент, которые можно совершенствовать и изменять за счет использования свойств наследования и полиморфизма; возможность накапливать компоненты в виде библиотек классов; автоматическое связывание объектов системы за счет системы указателей на объекты.

Для моделирования теплоэнергетической установки на основе ОП достаточно двух базовых классов – «элемент» и «связь». Класс «элемент» описывает компоненты оборудования (парогенераторы, цилиндры и отсеки турбины, конденсаторы, деаэраторы, подогреватели, насосы, клапаны, коллекторы и т. д.). Класс «связь» описывает компоненты, соединяющие оборудование: паропроводы, водопроводы и газопроводы, передающие теплоносители между оборудованием, и валопроводы, передающие мощность.

Математическая модель схемы теплоэнергетической установки описывается системой балансовых уравнений, характеризующих процессы в элементах и связях.

При разработке программного комплекса была поставлена задача, чтобы атрибуты компонентов элементов и связей, представляющие их изображения и системы уравнений, можно было создавать и корректировать непосредственно в процессе моделирования установки без изменения программы моделирования. Для этого в классах элементов и связей введены атрибуты, характеризующие графические параметры изображения, и поле, в которое можно записать систему уравнений математической модели объекта в виде текстовой информации.

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

Для взаимодействия с объектами в процессе моделирования и расчета установки в поля классов введены методы, которые по однократному или двукратному щелчку кнопок «мыши» позволяют пользователю выполнять необходимые действия.

Схематическая структура программного комплекса визуального моделирования теплоэнергетических установок приведена на рис. 1.

Графический редактор позволяет нарисовать изображение компонентов класса «элемент» в виде цветного рисунка характерного для данного оборудования и изображение компонентов класса «связь» в виде ломаной линии необходимого типа и цвета. Также графический редактор

указывает место и вид ошибки. Математическая модель стационарных режимов теплоэнергетической установки представляет систему нелинейных алгебраических уравнений. Расчет системы производится модифицированным методом Ньютона.

Программный комплекс моделирования написан на языке программирования Delphi и имеет модульную структуру. К основным модулям программы относятся: модуль графического редактора; модуль текстового редактора; модуль расчета параметров воды и водяного пара; модуль разработки компонента, позволяющий создать его изображение и математическую модель и установить в палитру компонентов; модуль трансляции текстовой записи математической модели в исполняемый код; модуль создания документа и визуального моделирования схемы; модуль расчета схемы; модуль взаимодействия с базой данных.

Интерфейс программного комплекса состоит из нескольких форм. На главной форме основным компонентом является рабочая область, на которой из изображений элементов и связей собирается визуальная модель теплоэнергетической установки. Главное меню позволяет выполнять операции с документами, настраивать внешний вид программы, создавать и сохранять модели схем, работать с библиотеками компонент, транслировать и рассчитывать математические модели и т. д. Панели инструментов содержат набор кнопок, дублирующих команды главного меню. Палитра элементов отображает кнопки с графическими изображениями элементов, на основе которых можно разрабатывать модель теплоэнергетической установки или ее подсистем. Палитра связей позволяет выбрать и нарисовать паропровод, водопровод или механическую связь. Инспектор объектов отображает атрибуты выбранного объекта и позволяет их изменять. Строка состояния показывает сведения о выделенной команде или выполняемой операции.

На рис. 2 приведена главная форма и формы разработки компонента паровой турбины.

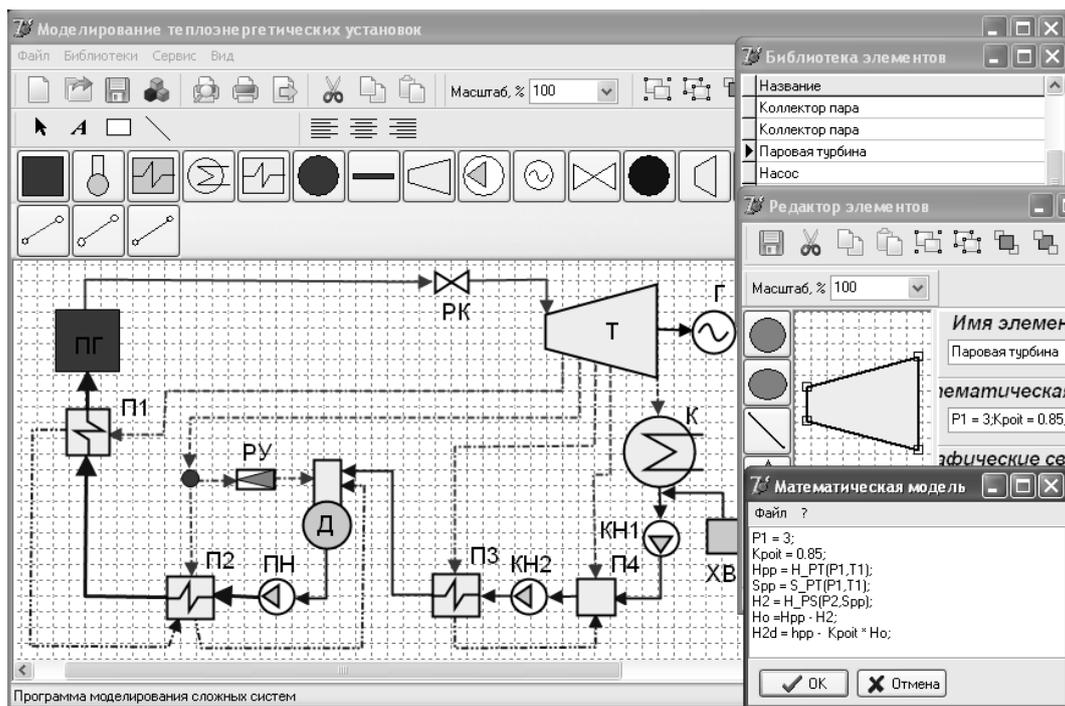


Рис 2. Главная форма и формы разработки компонента

Процесс моделирования можно производить поэтапно, проверяя на каждом этапе адекватность создаваемой модели. Также можно моделировать отдельные элементы или фрагменты схем.

В настоящее время программный комплекс позволяет моделировать элементы и системы пароводяного тракта ТЭС, АЭС и котельных. При добавлении в него функций расчета свойств воздуха и газов можно будет моделировать газоздушный тракт ТЭС и котельных, а также схемы газотурбинных и парогазовых установок.

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. Палагин А.А. Автоматизация проектирования тепловых схем турбоустановок. – Киев: Наукова думка, 1983. – 160 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. Галашов Н.Н. Объектное моделирование тепловых схем паротурбинных установок // Электрические станции, – 2008, – № 12. – С. 14–17.
6. Гради Б. Объектный анализ и программирование с примерами приложений на С++. Второе издание. – М.: «Издательство Бином»; СПб.: «Невский диалект», 1998. – 560 с.
7. Александров А.А. Международное уравнение состояния воды и водяного пара. – Теплоэнергетика, – 1997, – № 10. – С. 68–72.

УДК 536.468

Зажигание полимерного материала локальным источником нагрева при конвективном массопереносе газообразных продуктов пиролиза

Д.О. Глушков

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

E-mail: dmitriy-glushkov@yandex.ru

В рамках газозной модели зажигания, учитывающей в двумерной постановке процессы теплопроводности, термической деструкции, диффузии и конвекции продуктов пиролиза полимерного материала в среде окислителя, выполнено моделирование процесса зажигания полимера одиночной нагретой до высоких температур частицей. Разработанная модель позволила провести анализ конвективного механизма массопереноса, физико-химических превращений. Установлены зависимости времени задержки зажигания полимерного материала от начальной температуры, размеров и материала локального источника энергии. Определены минимальные значения начальной температуры и размеров частицы, при которых возможно возгорание в системе «одиночная частица – полимерный материал – окислитель».

В последние годы (2003–2011 гг.) получены результаты, отражающие масштабы влияния локальности источника нагрева конденсированного вещества на условия воспламенения (работы Г.В. Кузнецова, Т.Я. Мамонтова, Г.В. Таратушкиной, П.А. Стрижака, Н.В. Барановского, А.В. Захаревича, В.И. Максимова, Р.С. Буркиной). Решены задачи твердофазного зажигания однородных твердых конденсированных веществ, получены экспериментальные данные об условиях и характеристиках зажигания модельных топливных композиций, жидких топлив и легковоспламеняющихся жидкостей при локальном нагреве.

Но до настоящего времени [1, 2] не решены задачи зажигания полимерных материалов (ПМ), широко используемых в строительстве и при производстве различных промышленных изделий, в случае воздействия локальных источников тепла (например, одиночных «горячих» частиц, образующихся при сварке металлов). Механизмы физико-химических превращений при высокотемпературном нагреве термопластичных полимеров, жидких топлив и твердых ракетных топлив существенно отличаются. Поэтому разработанные вышеперечисленными исследователями математические модели и методы решения задач зажигания нельзя формально использовать при прогностическом моделировании процессов, протекающих при интенсивном локальном нагреве термопластичных полимеров.

Целью настоящей работы является численный анализ макроскопических закономерностей газозной зажигания смеси продуктов термической деструкции ПМ и окислителя разогретой до высоких температур частицей в рамках модели, учитывающей комплекс взаимосвязанных физико-химических процессов в малой окрестности локального источника нагрева и приповерхностного слоя полимера.

Рассматривался процесс зажигания в системе «одиночная частица – полимерный материал – окислитель» (рис. 1). Предполагалось, что локальный источник энергии – разогретая до высоких температур частица в форме параллелепипеда малых размеров инерционно выпадает на поверхность типичного полимерного материала с известными теплофизическими и термохимическими характеристиками.

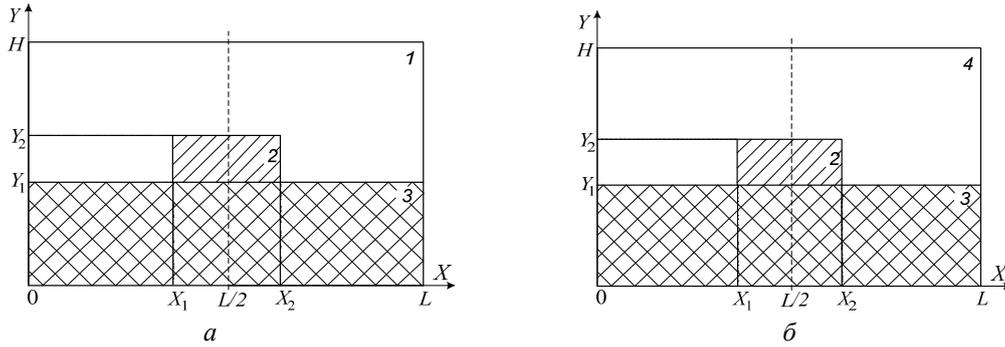


Рис. 1. Схема области решения задачи в начальный ($\tau=0$) момент времени (а) и при $0 < \tau < \tau_d$ (б): 1 – воздух, 2 – частица, 3 – полимерный материал, 4 – газовая смесь

При прогреве приповерхностного слоя полимера за счет тепла горячей частицы достигаются условия термической деструкции. В результате последующего прогрева значительно ускоряется процесс газификации ПМ вблизи нижней грани источника энергии. За счет диффузионно-конвективного массопереноса газообразные продукты термического разложения перемешиваются с воздухом и разогреваются. Формируется газовая смесь (рис. 1, б), состоящая из окислителя (воздуха) и продуктов пиролиза вещества. В результате достижения предельных значений концентрации компонентов и температуры газовой смеси реакция окисления принимает необратимый характер. Как следствие, происходит газифазное зажигание.

В качестве источника воспламенения рассматривалась одиночная стальная частица в форме параллелепипеда малых размеров $l_p = (2,4 \div 6,4) \cdot 10^{-3}$ м, $h_p = (1,2 \div 3,2) \cdot 10^{-3}$ м. В веществе и воздухе выделялись области, существенно превышающие размеры частицы $l = 20 \cdot 10^{-3}$ м, $h = 20 \cdot 10^{-3}$ м. Исследования выполнены для широко распространенного полимерного материала – полистирола.

Численный анализ исследуемого процесса выполнен при следующих условиях воспламенения:

1. Тепло, выделяемое в результате химической реакции горючих газов с окислителем, больше тепла, передаваемого от частицы полимерному материалу.
2. Температура газовой смеси превышает начальную температуру частицы.

Система нестационарных дифференциальных уравнений, соответствующая сформулированной физической постановке задачи, в декартовой системе координат и безразмерных переменных имеет следующий вид:

при $0 < X < X_1$, $Y_1 < Y < Y_2$; $X_2 < X < L$, $Y_1 < Y < Y_2$; $0 < X < L$, $Y_2 < Y < H$:

$$\frac{1}{Sh} \frac{\partial \Omega}{\partial \tau} + U \frac{\partial \Omega}{\partial X} + V \frac{\partial \Omega}{\partial Y} = \frac{1}{Re} \left(\frac{\partial^2 \Omega}{\partial X^2} + \frac{\partial^2 \Omega}{\partial Y^2} \right) + \frac{Gr}{Re^2} \frac{\partial \Theta_4}{\partial X}, \quad (1)$$

$$\frac{\partial^2 \Psi}{\partial X^2} + \frac{\partial^2 \Psi}{\partial Y^2} = \Omega, \quad (2)$$

$$\frac{1}{Sh} \frac{\partial \Theta_4}{\partial \tau} + U \frac{\partial \Theta_4}{\partial X} + V \frac{\partial \Theta_4}{\partial Y} = \frac{1}{RePr} \left(\frac{\partial^2 \Theta_4}{\partial X^2} + \frac{\partial^2 \Theta_4}{\partial Y^2} \right) + \frac{Q_0 W_0 l}{\rho_4 C_4 \Delta T V_0}, \quad (3)$$

$$\frac{1}{Sh} \frac{\partial C_f}{\partial \tau} + U \frac{\partial C_f}{\partial X} + V \frac{\partial C_f}{\partial Y} = \frac{1}{ReSc} \left(\frac{\partial^2 C_f}{\partial X^2} + \frac{\partial^2 C_f}{\partial Y^2} \right) - \frac{W_0 l}{\rho_4 V_0}; \quad (4)$$

$$\text{при } X_1 < X < X_2, Y_1 < Y < Y_2: \frac{1}{Fo_2} \frac{\partial \Theta_2}{\partial \tau} = \frac{\partial^2 \Theta_2}{\partial X^2} + \frac{\partial^2 \Theta_2}{\partial Y^2}; \quad (5)$$

$$\text{при } 0 < X < L, 0 < Y < Y_1: \frac{1}{Fo_3} \frac{\partial \Theta_3}{\partial \tau} = \frac{\partial^2 \Theta_3}{\partial X^2} + \frac{\partial^2 \Theta_3}{\partial Y^2} + \frac{Q_3 W_3 l^2}{\lambda_3 \Delta T}. \quad (6)$$

Начальные ($\tau=0$) условия (рис. 1, а):

$$0 < X < L, \quad 0 < Y < Y_1$$

$$X_1 < X < X_2, \quad Y_1 < Y < Y_2$$

$$0 < X < X_1, \quad X_2 < X < L, \quad Y_1 < Y < Y_2; \quad 0 < X < L, \quad Y_2 < Y < H$$

$$\Theta_3 = \Theta_0, \quad \varphi_3 = \varphi_0;$$

$$\Theta_2 = \Theta_p;$$

$$\Theta_1 = \Theta_0, \quad C_f = 0, \quad \Psi = 0, \quad \Omega = 0.$$

Граничные условия (рис. 1, б) при $0 < \tau < \tau_d$:

на границах «частица – газовая смесь» ($Y=Y_2, X_1 < X < X_2; X=X_1, X=X_2, Y_1 < Y < Y_2$), «частица – ПМ» ($Y=Y_1, X_1 < X < X_2$) граничные условия IV рода для уравнений энергии и уравнения теплопроводности, условие равенства нулю градиента соответствующих функций – для уравнения диффузии, движения, Пуассона; на границах «ПМ – газовая смесь» ($Y=Y_1, 0 < X < X_1, X_2 < X < L$) для уравнения энергии заданы граничные условия IV рода с учетом газификации полимера, для уравнений диффузии, движения, Пуассона заданы граничные условия второго рода с учетом вдува газообразных продуктов пиролиза в газовую область; на внешних границах ($X=0, 0 < Y < H; X=L, 0 < Y < H; Y=0, 0 < X < L; Y=H, 0 < X < L$) для всех уравнений задано условие равенства нулю градиента соответствующих функций.

Приняты следующие обозначения: Ω – безразмерный аналог вектора вихря; Ψ – безразмерный аналог функции тока; X и Y – безразмерные составляющие координат декартовой системы, соответствующие x и y ; U и V – безразмерные составляющие скорости горючих газов в проекции на ось x и y соответственно; Θ – безразмерная температура; T – температура; T_0 – начальная температура воздуха и вещества; T_p – начальная температура частицы; ΔT – разность температур ($\Delta T = T_p - T_0$); C_f – концентрация газообразных продуктов пиролиза ($0 < C_f < 1$); C – удельная теплоёмкость; ρ – плотность; λ – коэффициент теплопроводности; Q_0 – тепловой эффект реакции окисления газовой смеси; Q_3 – тепловой эффект реакции термического разложения полимера; W_0 – массовая скорость окисления газовой смеси; W_3 – массовая скорость газификации ПМ; φ – объёмная доля вещества ($0 < \varphi < 1$); V_0 – масштаб скорости конвекции газов вблизи поверхности КВ; t_0 – масштаб времени; τ – безразмерное время; τ_d – безразмерное время задержки зажигания; Sh, Re, Gr, Pr, Sc, Fo – число Струхала, Рейнольдса, Грасгофа, Прандтля, Шмидта, Фурье соответственно; индексы «1», «2», «3», «4» соответствуют воздуху, частице, ПМ, газовой смеси.

По результатам численного анализа впервые установлено положение зоны локализации ведущей химической реакции (рис. 2) в малой по размерам газовой области над верхней гранью частицы.

Полученные распределения показывают достаточно существенные отличия механизма газофазного зажигания ПМ в условиях конвекции по сравнению с диффузионной моделью тепло-массопереноса при воспламенении полимера.

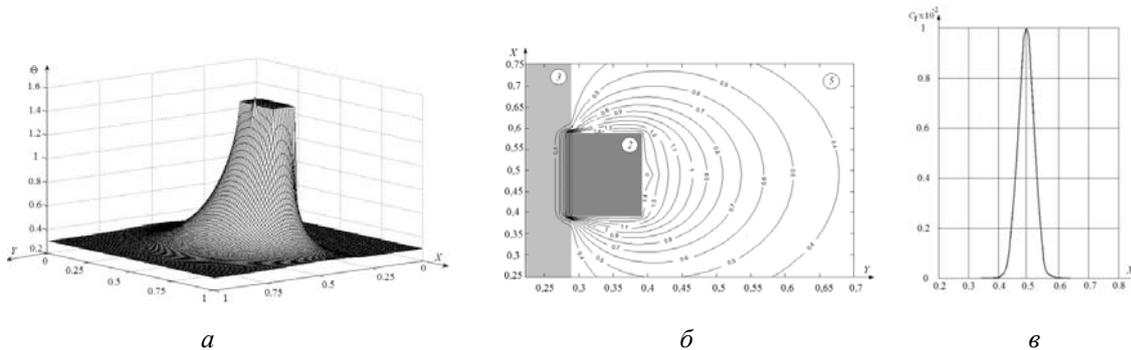


Рис. 2. Распределение температур (а), положение характерных изотерм (б), распределение концентрации продуктов пиролиза ПМ по оси X при $Y=0,4$ (в) в момент воспламенения при $L_p=0,2, H_p=0,1, \Theta_p=1,5$

Установлено, что зажигание происходит в малой по размерам газовой области над частицей в районе оси симметрии. Это объясняется тем, что температура продуктов термической деструкции ПМ в условиях конвекции ниже температуры, соответствующей началу химической

реакции их окисления, а интенсивность процесса массопереноса выше по сравнению со скоростью движения газов при диффузии. Вследствие этого продукты пиролиза в условиях конвекции быстрее удаляются от поверхности полимера и медленнее нагреваются при теплообмене с боковыми гранями частицы. В итоге газы достигают максимальных температур и массовых концентраций (рис. 2) только над частицей.

Из результатов выполненных численных исследований установлено, что в отличие от твердых топлив и жидких конденсированных веществ невозможна реализация нескольких режимов зажигания ПМ. Для систем (рис. 1) с ПМ возможно либо выполнение условий зажигания при достижении предельных концентраций продуктов пиролиза полимера и температуры газовой смеси, либо отсутствие возгорания (происходит газификация с последующим затуханием процесса).

Список литературы:

1. Щеглов П.П., Иванников В.Л. Пожароопасность полимерных материалов – М.: Стройиздат, 1992. – 110 с.
2. Асеева Р.М., Заиков Г.Е. Горение полимерных материалов. – М.: Наука, 1981. – 280 с.

УДК 681.3.06

О повышении эффективности воздействия на промышленные стоки открытым газогенератором

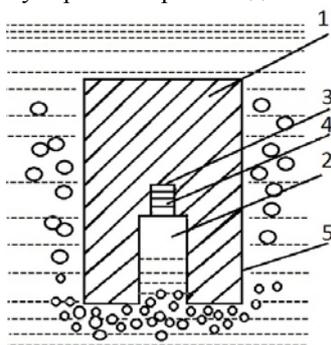
С.В. Голдаев, А.А. Литвинов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

E-mail: shyrgant@mail.ru

В последнее время унитарные твердые топлива (УТТ) находят широкое применение в теплогенерирующих устройствах различного назначения, где они эксплуатируются в жидких средах. Особенно эффективно их использование в устройствах для подъема затонувших объектов [1], где они эксплуатируются в воде при высоком гидростатическом давлении.

В работе [2] рассмотрена возможность применения автономных аппаратов погружного горения на основе ТТ для обезвреживания жидких отходов и сточных вод, как в аппаратах погружного горения, работающих на газообразном топливе [3]. Тепло-химическое воздействие происходит за счет процессов, протекающих между продуктами сгорания и растворами. В качестве ТТ использовалась смесь окислителя (нитрат аммония) и горючего (эпоксидный компаунд). При сжигании ТТ в устройстве, помещенном на некоторую глубину в жидкость, продукты сгорания истекают через сопло. Они, барботируя в жидкости, разбиваются на газовые пузырьки, образующие при всплывании большую межфазную поверхность тепло и массообмена. При непосредственном контакте продуктов сгорания с раствором достигается насыщение газовых пузырьков парами воды.



Сравнение двух теплогенерирующих устройств на основе ТТ, проведенное в работе [4], показало, что использование открытого газогенератора (ОГ) предпочтительнее, т.к. в нем применяется стандартное твердое топливо баллиститного типа и отсутствует прочный корпус, уменьшающий стоимость такого устройства.

Рис. 1. Схема открытого газогенератора

Выполним оценку эффективности теплового воздействия на промышленные стоки ОГ, который состоит (рис. 1) из шашки УТТ баллиститного типа 1, по оси которой предусмотрен канал 2, свободно сообщающийся с окружающей средой [2]. В стенке канала высверлено углубление для размещения негерметичного электрического воспламенительного устройства 3, представляющего собой шашку со сквозным каналом для установки в нем спирали накаливания 4. Боковая поверхность покрыта бронирующим составом 5. После подачи напряжения на спираль накаливания мощностью 25...30 Вт происходит зажигание шашки воспламенительного устройства, образующиеся газы поступают в канал, вытесняют воду и воспламеняют его стенки. В дальнейшем продукты сгорания вытекают в окружающую воду, дробятся на пузырьки, которые всплывают, охлаждаясь при этом.

По принципу гидродинамического и теплового воздействия на жидкость ОГ аналогичен трубчатому барботеру [3]. При выборе его характеристик принимают во внимание глубину внедрения струи продуктов сгорания в обрабатываемые жидкости (h_c) и диаметр обратной струи D_0 , которая достигала границы раздела жидкости и воздуха [3].

Для количественной оценки этих параметров был осуществлен расчет стационарных перепадов давления и температуры продуктов сгорания, заполняющих канал 2 в шашке УТТ, находящейся на глубине 5 м. Связь h_c и D_0 с характеристиками продуктов сгорания учитывалась с помощью соответствующих аппроксимационных зависимостей из монографии [5]. Как отмечено в работе [1], с увеличением отношения длины канала (l_k) к его диаметру (d_k), возрастает перепад давлений и соответствующая ему скорость истечения газов. При превышении отношения l_k/d_k значения 26, истечение газов становится звуковым и ОГ при малых гидростатических давлениях начинает функционировать неустойчиво. Поэтому для нормальной эксплуатации ограничивают это отношение значением 8...10.

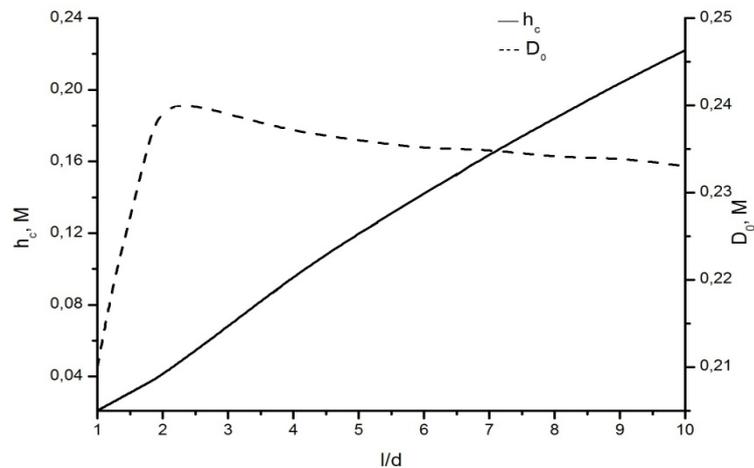


Рис. 2. Параметрический анализ влияния отношения l_k/d_k на h_c и D_0 .

На рис. 2 приведены результаты параметрического анализа влияния отношения l_k/d_k на h_c и D_0 . Тепловая эффективность связана с площадью поверхности теплообмена газовых пузырьков с жидкостью, которая, в свою очередь, пропорциональна D_0 . Температура истекающих газов примерно равна 630 К.

Таким образом, выбор ОГ с начальными размерами канала: $l_k = 0,04$ м и $d_k = 0,02$ м, обеспечит устойчивое его функционирование даже при малых гидростатических давлениях и позволит осуществить эффективное тепловое воздействие на промышленные стоки.

Список литературы:

1. Барсуков В.Д., Голдаев С.В.. Подводное зажигание и горение унитарных твотплив. Теория, эксперимент, технические предложения. Томск. Ихд-во Том.ун-та 2003.– 343 с.
2. А.Р. Мухутдинов Моделирование и разработка теплогенерирующих устройств на основе твердого топлива, эксплуатируемых в жидкой среде// Проблемы энергетики, 2007. – № 3-4. – С. 76–82.
3. Алабовский А.Н., Удыма П.Г. Аппараты погружного горения – М.: Изд-во МЭИ, 1994 – 256 с.
4. Голдаев С.В., Литвинов А.А. Сравнение двух теплогенерирующих устройств на основе твердого топлива, эксплуатируемых в жидкой среде /В кн Теплофизические основы энергетических технологий. Сборник научных трудов II Всероссийской научно-практической конференции – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – С.322–323.
5. Алабовский А.Н. Выпарные аппараты погружного горения – Киев: Наукова думка, 1980 – 119 с.

УДК 697.34

Эколого-технический подход к исследованию эффективности энергоснабжения в условиях Крайнего Севера

В.А. Иванов

Институт физико-технических проблем Севера СО РАН, г. Якутск, Россия

E-mail: msta.v@mail.ru

Энергоснабжение в каждом регионе имеет свои особенности. Территориальные и суровые природно-климатические условия Республики Саха (Якутия) препятствуют охвату всей

территории линиями электропередачи, малая плотность энергопотребления приводит к нецелесообразности и нерентабельности сооружения энергоисточников больших установленных мощностей. Это связано с переходом на рыночные отношения в экономике, в результате массовой миграции населения из улусов в центральные города, что в свою очередь привело к снижению потребности к тепловой и электрической энергии.

Населенные пункты Севера Якутии обеспечиваются электроэнергией и теплом от изолированных друг от друга локальных систем энергоснабжения. В данных регионах не функционируют крупные производственные мощности, в связи с этим энергоснабжение носит изолированный характер. Эти изолированные энергорайоны обслуживаются компаниями: ОАО «Сахаэнерго» - для электроснабжения; ГУП «ЖКХ РС (Я)» и ОАО «Теплоэнергосервис» - для теплоснабжения. Территория обслуживания ОАО «Сахаэнерго» охватывает 2/3 часть Якутии, т.е. 2,2 млн. км² с населением 175 тыс. человек. Для электроснабжения изолированных потребителей работают более 125 дизельных электростанций, с общей мощностью 192 МВт. Для теплоснабжения работают 187 котельных установок ГУП «ЖКХ РС (Я)» и 20 котельных ОАО «Теплоэнергосервис», с общей выработкой тепловой энергии 959,45 тыс. Гкал.

Полезный отпуск электрической и тепловой энергии по данным 2010 года составило 237,2 млн. кВт·ч и 1744,25 тыс. Гкал соответственно.

Таблица 1. Динамика полезного отпуска электро- и теплоэнергии [1].

Показатели	2008 г.	2009 г.	2010 г.
Полезный отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч	262,2	250,3	237,2
Полезный отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал В том числе:			
• ОАО «Сахаэнерго»	28,6	60,2	106,9
• ОАО «Теплоэнергосервис»			677,9
• ГУП «ЖКХ РС (Я)»		2798,01	3132,72

Применение увеличивающегося по цене дорогостоящего жидкого топлива, низкие эксплуатационные характеристики энергоисточников и увеличение транспортных тарифов приводят к высокой себестоимости энергии, которую, при установленных единых тарифов на электро-, и теплоэнергию, покрывается за счет бюджетных дотаций путем перекрестного субсидирования. Средний тариф на электроэнергию для потребителей республики составляет 3,75 рубля за 1 кВт час; средний тариф на тепло, по состоянию 2008 г., составил 945,0 руб./Гкал.

Основная доля перекрестного субсидирования приходится на дотирование изолированных северных энергорайонов. Себестоимость выработки электроэнергии здесь варьируется в зависимости от расстояния завоза топлива и коэффициента использования мощности от 5 до 25 руб./кВт·ч. При этом, доля затрат на топливно-транспортную составляющую составляет 60%.

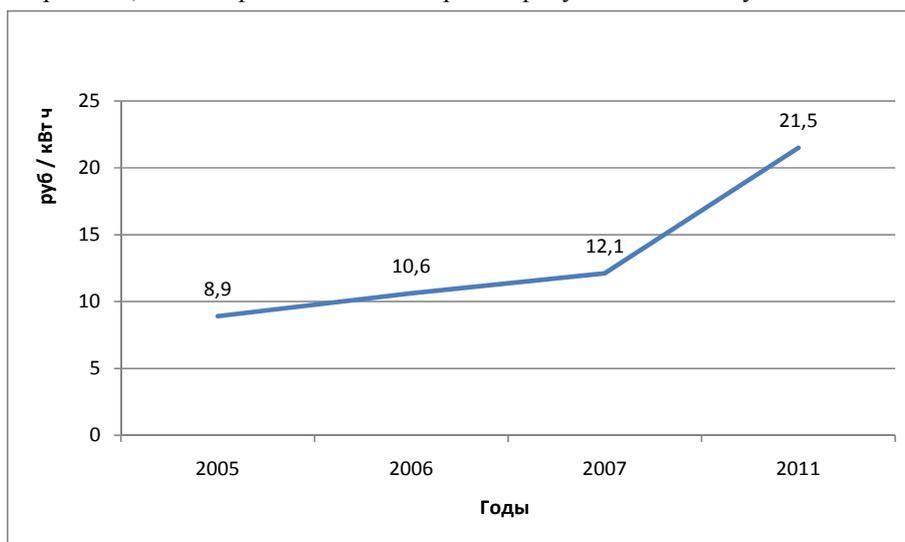


Рис. 1. Себестоимость выработанной электроэнергии в зоне локального электроснабжения

Таблица 2. Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии по улусам, снабжающихся электроэнергией от локальных энергокомплексов компании ОАО «Сахаэнерго» [2].

Район (улус)	Административный центр	Себестоимость 1 кВт·ч, руб
Алданский	г. Алдан	22,67
Аллайховский	п. Чокурдах	14,56
Анабарский	п. Саскылах	18,69
Абыйский	п. Белая Гора	16,85
Булунский	пгт. Тикси	13,80
Верхоянский	п. Батагай	17,84
Верхнеколымский	пгт. Зырянка	11,20
Жиганский	п. Жиганск	12,50
Кобяйский	пгт. Сангар	13,80
Момский	с. Хонуу	15,43
Нижнеколымский	п. Черский	7,01
Оймяконский	пгт. Усть-Нера	17,61
Оленёкский	п. Оленёк	19,00
Среднеколымский	г. Среднеколымск	16,90
Усть-Янский	п. Депутатский	18,24
Эвено-Бытантайский	п. Саккырыр	21,75

В качестве основного критерия экономической, энергетической эффективности и надежности, экологической безопасности выступают минимум годовых полных затрат энергоснабжения и себестоимость производимой энергии, а также сокращение дотаций на энергоснабжение изолированных северных регионов. Поэтому развитие энергоснабжения изолированных потребителей Севера может быть достигнута, с учетом экологических требований, путем:

- нормированного и обоснованного применения высококалорийного (компактного) вида «северного» топлива, с повышением норм резерва топливоснабжения;
- усовершенствования и модернизации состава основного оборудования энергоисточников различных типов и комбинаций: традиционных ДЭС, источников комбинированного производства энергии, паротурбинных ТЭЦ на угле, газотурбинных агрегатов, плавучих атомных станций малой мощности, а также автономных источников теплоснабжения на базе индивидуальных теплогенераторов;
- своевременного обеспечения дальнепривозным жидким топливом труднодоступных районов Крайнего Севера с учетом сезонности функционирования морского, речного и автотранспорта и погодных условий;
- обеспечения надежности и безопасности бесперебойного энергоснабжения населения и производства с применением оборудования, позволяющего использование разных видов топлива (многотопливных энергоисточников);
- освоения и применения местных топливно-энергетических ресурсов, в первую очередь уголь в мини ТЭЦ;
- создания сборных, легких энергоэффективных жилых, общественных и производственных зданий, сооружений и тепловых сетей [3].

Такие мероприятия энергоресурсосбережения смогут решить главную цель программы оптимизации локальной энергетики Республики Саха (Якутия) на 2008-2013 гг. – сокращения перекрестного субсидирования.

Неудовлетворительное состояние энергоисточников, устаревших технологий и оборудования для энергоснабжения северных территорий может привести к дестабилизации энергообеспечения. Поэтому в настоящее время основной задачей является обеспечение надежности и качества энергоснабжения потребителей. Но в некоторых районах республики отмечается рост развития промышленности (горнодобывающие, алмазо-, золото-), производства, социальной инфраструктуры. В этих районах будет расти потребление к электро- и теплоэнергии, это приведет к нехватке энергетической мощности, которая станет сдерживающим фактором возможного развития региона. Это обстоятельство и крайне низкая эффективность производства электро- и теплоэнергии в существующих энергоисточниках требуют в большинстве случаев ввода новых современных источников энергии малой мощности [4].

Одним из направлений развития систем теплоснабжения изолированных потребителей Севера может стать использование электроэнергии в целях теплоснабжения. Такое решение имеет место вблизи крупных источников энергии, в виде переизбытка электричества от необходимого уровня потребления электроэнергии данного региона.

Экстремальные условия Крайнего Севера являются естественной природной лабораторией, суровые условия жизнеобеспечения в районах Крайнего Севера требуют гораздо большей степени уровня надежности, безопасности и живучести нежели, чем это требовалось бы в других природно-климатических условиях страны. Так как Крайний Север России является «полюсом холода» планеты, и если человек решил в нем строить жизнь, то должен создать высокоэнергоэффективную, высоконадежную систему жизнеобеспечения - экосистему – электро-, теплоснабжения, водообеспечения и т.п.

Список литературы:

1. Годовые отчеты за 2010 г. ОАО АК «Якутскэнерго», ОАО «Сахаэнерго».
2. Земные звезды зажигаем мы! 10 лет ОАО «Сахаэнерго». – Хабаровск: Дизайн-студия «Пилигрим», 2010. – 200 с.
3. Шадрин А.П. Задачи теплоснабжения потребителей Крайнего Севера. Энергетика и транспорт, №4, 1986. - 13-19 с.
4. Кузьмин А.Н., Михеева Е.Ю. Малая энергетика Севера Якутии: проблемы и перспективы развития. – Якутск: ЯНЦ СО РАН, 2009. – 160 с.
5. Восточный вектор энергетической стратегии России: современное состояние, взгляд в будущее / под ред. Н.И. Воропая, Б.Г. Санеева; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. – Новосибирск: Гео, 2011. – 368 с.
6. Энергетика России в XXI веке: проблемы и научные основы устойчивого и безопасного развития // сборник докладов Всероссийской конференции. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2001. – 615 с.

УДК 697.0

Методические основы создания котлов малой теплопроизводительности

В.С. Игнатьев, А.В. Степанов, А.П. Шадрин

Институт физико-технических проблем Севера СО РАН, г. Якутск, Россия

E-mail: ignatiev_vs@inbox.ru

Как показывает практика эксплуатации малых котлов различных марок со слоевым сжиганием топлива в Республике Саха (Якутия), теплопроизводительность и к.п.д. малых котлов с ручным обслуживанием топочного процесса не достигает рекомендованных заводами изготовителями.

Процессы тепло-массообмена в топках малых котлов, ввиду их конструктивной особенности. К ним можно отнести малый объем топочного пространства, малые расстояния между поверхностями нагрева и слоем горящего топлива, большими значениями коэффициента избытка доходящие до 1,8 и более. Исследованиями проведенными в ИФТПС установлено, что в топках малых котлов процесс теплообмена происходит без преобладания лучистой составляющей, как это происходит в топках больших котлов. Большую роль начинает играть конвективная составляющая теплообмена. Этому способствует повышенное в сравнении с крупными котлами избыток воздуха в малом объеме, чем вызывается снижение температуры в объеме топки уменьшающее радиационную составляющую теплообмена.

Разработка методики расчета теплообмена в топках малых котлов основан на общепринятых инженерных методах расчета, разработанные в «Нормативном методе» и другой специальной литературы по сжиганию топлив и проектированию топок различного назначения и предлагаемые разными авторами уточнение при расчете топок малых котлов со слоевым сжиганием твердого топлива (1,2,3,4, 5,6,7).

Одним из предпосылок, а также основой некоторых положений при разработке нашей методики расчета малых котлов стали выполненные институтом исследования по использованию углей Тихонского и Кангаласского месторождений в котельных, конкретно стального котла КСВм-0,6Т установленного в котельной п. Нижний-Бестях (8,9).

Методика разработана на основе конвективно-радиационной модели, предложенной С.Н. Шориным (10) и развитая Е.А. Мироновой, для расчета суммарного теплообмена в топках чугунных котлов шатрового типа при сжигании твердого топлива в слое и газообразного топлива в

подовых горелках. Результат теплового расчета – максимально достижимый к.п.д. и температура уходящих газов при заданной теплопроизводительности котла. Методика разработана для сжигания топлива в слое с неподвижным слоем топлива (Таблица 1.).

Таблица 1. Расчет топки

Расчитываемая величина	Обозначение	Размерность	Формула или обоснование
1	2	3	4
Площадь поверхности теплообмена (радиационная)	H_T	m^2	Принимается по конструктивным данным
Площадь поверхности стен, ограждающих топку	H_{CT}	m^2	Принимается по конструктивным данным
Площадь зеркала горения	$R_{зг}$	m^2	Принимается по конструктивным данным
Объем топки (от слоя топлива)	V_T	m^3	Принимается по конструктивным данным
Теоретическая температура горения	T_a	$^{\circ}K$	Определяем по I- Θ диаграмме при расчетной α_T
Объем дутьевого воздуха в топку	V_B	$m^3/kg.$	$B_p \cdot V^0 \cdot \alpha_T$;
Теоретически необходимый расход воздуха на горение,	V^0	$m^3/kg.$	Принимаем из расчета объемов продуктов сгорания.
Объем дымовых газов на выходе из топки при α_T	V_G	m^3/kg	$V_G^0 + (\alpha_T - 1) \cdot V^0$;
Объем продуктов сгорания при $\alpha=1$,	V_G^0	m^3/kg	Принимаем из расчета объем продуктов сгорания.
Характерный размер топки	$\ell_{эkv}$	m	$\frac{4 \cdot V_T}{H_{CT}}$
Скорость газов в топке, отнесенная к площади поверхности нагрева	ω_n	$m/сек$	$\frac{B_p \cdot V_G}{H_T}$
Критерий Рейнольдса	Re_H	-	$\frac{\omega_n \cdot \ell_{эkv}}{\nu'}$
Кинематическая вязкость	ν'	$m^2/сек$	По табл.1V. Из нормативного метода.[1]
Определяем критерий Стентона	St	-	$\frac{1}{1 + A \cdot Re_H^n \cdot 0,115 / \ell_{эkv}}$;
Коэффициент	A	-	A по (3)
Коэффициент	n	-	По (3)
Температура газов на выходе из топки	g''	-	$1 - St(1 - g_{CT})$;
Относительная температура газов на выходе из топки	g_{CT}	-	$\frac{T_{CT}}{T_a}$;
Температура стенки топки Прим. t1, t2 температуры сетевой воды на входе и на выходе	T_{CT}	$^{\circ}K$	$T_0 + q_{cp} \cdot R_H$; где $T_0 = \frac{t_1 + t_2}{2} + 273$;
Средний тепловой поток.	q_{cp}	$Вт/m^2$	Значением q_{cp} сначала задаемся
Абсолютная температура дымовых газов на выходе из топки.	T''	$^{\circ}K$	$g'' \cdot T_a$

Продолжение таблицы 1.

1	2	3	4
Суммарное термическое сопротивление стенки топки	R_H	$\frac{m^2 \cdot град}{Вт}$	$\frac{1}{\alpha_0} + \sum R_{CT}$; α_0 -коэффициент теплоотдачи от стенки к воде, Вт/м ² *к; $\sum R_{CT}$ - суммарное термическое сопротивление всех слоев стенки, м ² *к/Вт; Рекомендуется принимать равным 0,0017-0,0035 м ² *к/Вт;
Коэффициент сохранения тепла	φ	-	$\frac{1}{1 + q_5 / \eta}$
Полезное тепловыделение в топке	I_a	кДж/кг	$[Q_n^p (100 - q_3) / 100] + I_{xв}$
Количество тепла, воспринятого в топке на 1кг топлива	Q_T	кДж/кг	$\varphi(I_a - I'')$; I'' - энтальпия продуктов сгорания при температуре газов (T'') на выходе из топки (по I- Θ диаграмме).
Удельное тепловосприятие топки	q_{cp}^T	Вт/м ²	$\frac{B_p \cdot Q_T \cdot 10^3}{H_T}$
Невязка	$\Delta_б$	%	$(q_{cp} - q_{cp}^T) \cdot \frac{100}{q_{cp}}$

Примечание. Находим q и сравниваем с предварительно принятой, если расхождение не превышает 5%, расчет заканчиваем.

Расчет конвективных поверхностей нагрева производится по (1).

Список литературы:

1. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. М.: Энергия, 1973. - 293 с.
2. Блох А.Г. Теплообмен в топках паровых котлов. Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1984. - 240 с.
3. Борщов Д.Я. Чугунные секционные котлы в коммунальном хозяйстве. Н., Стройиздат, 1977. - 248 с.
4. Исламов Н.Ш. Проектирование топок специального назначения. Л.: Энергоиздат. Ленингр. отд-ние, 1982. - 168 с.
5. Щеголев М.М., Гусев Ю.Л., Иванова М.С. Котельные установки. М.: Стройиздат, 1972. - 384 с.
6. Расчеты аппаратов кипящего слоя: Справочник. Л.: Химия, 1986. - 352 с.
7. Зуперман Д.А., Локшин В.А. О расчете теплообмена сложноомываемых трубчатых поверхностей нагрева – В кн.: Отопительное оборудование, санитарно-технические приборы арматура. Сб. трудов НИИ Сантехники, №43. М., НИИ сантехники. 1974.
8. Отчет о НИР «Отработка технологии сжигания угля Тихонского месторождения в котельной «Центральная» с.Соболох». Якутск, 2003. - 42 с.
9. Отчет о НИР «Опытно-экспериментальная установка котла КСВ-1,1ж(0,6т) с разработкой топочного устройства и проведения балансовых испытаний на угле Тихонского месторождения». Якутск, 2004. - 42 с.
10. Шорин С.Н. Теплопередача. М.: Высшая школа, 1964. - 491 с.

Пути повышения эффективности ГТУ**И.Ш. Ислямов***Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**E-mail: iish-88@yandex.ru*

Газотурбинная установка - это агрегат, состоящий из газотурбинного двигателя, редуктора, генератора и вспомогательных систем. Поток газа, образованный в результате сгорания топлива, воздействует на лопатки турбины и создает крутящий момент и вращает ротор, который соединен с генератором. Генератор вырабатывает электроэнергию. В основе конструкции газотурбинного агрегата лежит принцип модульности: ГТУ состоят из отдельных блоков. Модульная конструкция быстро и эффективно производить сервисное обслуживание и ремонт, наращивать мощность, а также экономить средства за счет того, что все работы могут производиться быстро на месте эксплуатации.

Газотурбинные энергоустановки применяются в качестве постоянных, резервных или аварийных источников тепло- и электроснабжения в городах, а также отдаленных, труднодоступных районах. Основные потребители продуктов работы ГТУ следующие:

- Нефтедобывающая промышленность;
- Газодобывающая промышленность;

Создание высокоэффективных энергетических установок, обеспечивающих наряду с экономией топлива улучшение экологических показателей, уменьшение стоимости всего жизненного цикла, является одной из самых актуальных задач.

Сложились два направления развития энергетических газотурбинных установок:

1. Повышение температуры газа перед турбиной в ГТУ простого цикла. Сейчас разрабатываются ГТУ простой схемы с температурой газа 1773...1873 К, предназначенные в основном для работы в составе комбинированных газопаровых энергетических установок с общим КПД 60 – 65%, где непосредственно ГТУ имеют КПД 40...42%.
2. Создание многоагрегатных ГТУ более совершенных термодинамических схем с КПД до 45...47% и более.

Подход, развитый научной школой газотурбостроения МГТУ им. Баумана, состоит в улучшении безрегенеративных и регенеративных ГТУ и комбинированных установок, работающих при разных температурах газа и обеспечивающих получение КПД на уровне 40 – 46% при умеренных температурах и более 60% при ее повышении [1].

Примером разработки эффективной ГТУ для второго направления может служить установка по схеме В.В. Уварова ГТУ 200-750 мощностью до 200 МВт [1]. Особенность ГТУ данного типа является приближение термодинамического цикла к циклу Карно путем использования промежуточных охладений в процессах сжатия с высоким значением степени повышения давления в компрессоре высокого давления, промежуточных подогревов в процессах расширения с большим значением степени расширения в турбине низкого давления.

Если рассматривать высокотемпературную ГТУ, то здесь целесообразна полузамкнутая система охлаждения турбин [3]. Одной из причин увеличения мощности ГТУ с полузамкнутой системой охлаждения является то, что через ступени турбины с полузамкнутым охлаждением идет полный расход газа, равный сумме расхода воздуха при выходе из компрессора и расхода топлива в камере сгорания за вычетом утечек через уплотнения.

В последнее время зарубежные производители провели ряд экспериментов по разработке ГТУ на повышенные степени увеличения давления до 40 с применением промежуточного охлаждения при сжатии, что позволило уменьшить мощность, потребляемую компрессорами, и снизить температуру воздуха, идущего на охлаждение газовой турбины.

В созданных установок повышение КПД и удельной мощности достигается за счет введения промежуточного подогрева после ТВД, впрыском пара в камеру сгорания ГТУ, впрыском воды на входе в компрессор, впрыском воды на входе в рекуператор ГТУ регенеративного цикла. В некоторых случаях КПД таких парогазовых установок с утилизацией теплоты может достигать до 52% при высоком уровне коэффициента использования топлива и улучшении экологических показателей. Расположение камер сгорания промежуточного подогрева возможно в двух вариантах: 1) перед турбиной низкого давления и 2) перед турбиной среднего давления на роторе с нагрузкой [1].

Внедрению ГТУ замкнутого цикла повышенной единичной мощности мешает наличие нагревателя – воздушного котла, который ухудшает технико-экономические и эксплуатационные

показатели ГТУ закрытого цикла по сравнению с ГТУ открытого цикла. Затраты на нагреватель могут составить примерно 40% всех капиталовложений в установку.

При проектировании установок мощностью от 25 МВт схему стационарной ЗГТУ возможно усложнить, увеличив число компрессоров, турбин, введя промежуточное охлаждение и промежуточный подогрев рабочего тела, а также турбонадув котла.

Огромное преимущество ЗГТУ – это возможность отдачи большого количества теплоты в теплофицированную сеть без понижения электрического КПД установки.

Важнейшим этапом повышения эффективности ГТУ является разработка горелочного устройства камеры сгорания ГТУ [2]. В работе [2] показано влияние геометрической формы жаровой трубы на прилипание факела пламени, а именно то, что жаровая труба с квадратной формой поперечного сечения в этом плане эффективнее, чем труба круглого сечения.

Примерно 77% эксплуатируемых газотурбинных установок, работающих в простом цикле, имеют огромные тепловые потери на выхлопных газах ГТУ. Компания GE нашла несколько инновационных решений для увеличения прибыли от эксплуатации ГТУ за счет повышения суммарного КПД установок, получения дополнительной электроэнергии и ограничения выбросов вредных веществ в атмосферу [4]. Компания предложила доработать газотурбинную установку комплексом оборудования с пентановым циклом для утилизации выхлопных газов. Данная концепция представляет собой циклический термодинамический процесс, основанный на классическом цикле Ренкина с использованием органической рабочей жидкости. Повышение термодинамической эффективности простого цикла газотурбинного двигателя традиционно осуществляется за счет увеличения начальной температуры газа в двигателе и совершенствование его элементов [5]. При достигнутых значениях начальной температуры газа в двигателе дальнейшее повышение энергоэффективности обычно осуществляется за счет усложнения цикла ГТД, а также создания комбинированных ГТУ, где дополнительный двигатель, работающий по паротурбинному или газотурбинному циклу, использует энергию выхлопных газов основного ГТД.

Уже десятилетия природный и попутный газ являются основными энергоисточниками, а газотурбинные установки самым эффективным генерирующим оборудованием. Поэтому научные сотрудники и компании-производители продолжают заниматься исследованиями в этой области, искать новые решения в повышении эффективности и экологичности согласно жестким требованиям рыночной конкуренции.

Список литературы:

1. Перспективные направления повышения эффективности ГТУ. М.И. Осипов, В.Д. Моляков, К.А. Олесевиц, Р.З. Тумашев. Апрель, 2011 – №3 (94). Стр. 2-7.
2. Влияние формы жаровой трубы камеры сгорания ГТУ на структуру потока. А.Ф. Ведищев, Л.А. Данилец, Б.В. Хряков. Газотурбинные технологии. Декабрь, 2010 – №10 (91). Стр. 6-9.
3. Уваров В.В. Газовые турбины и газотурбинные установки. – М.: Высшая школа, 1970. – 320 с.
4. Повышение общей эффективности термодинамического цикла газотурбинной установки. А. Буррато. Газотурбинные технологии. Сентябрь, 2010 – №7 (88). Стр. 16-17.
5. Энергоэффективность комбинированных ГТУ с утилизирующими турбинными двигателями. В.Т. Матвеевко, В.А. Очеретяный. Газотурбинные технологии. Сентябрь, 2010 – №7 (88). Стр. 44-48.
6. Ю.С. Елисеев, Э.А. Манушин, В.Е. Михальцев, М.И. Осипов, И.Г. Суровцев. Теория и проектирование газотурбинных и комбинированных установок. – М.: Изд.-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2000. – 64- с.

Выражается благодарность научному руководителю С.Н. Харламову – профессору, д.ф.-м.н. кафедры Транспорта и хранения нефти и газа Института природных ресурсов Томского политехнического университета.

УДК 697.1

Энергосбережение теплоты в зданиях с использованием теплонасосной установки

В.С. Логинов, А.С. Трамона

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

E-mail: tramona@sibmail.com

Главное назначение теплового насоса – использование низкопотенциальной теплоты с целью получения высокопотенциальной теплоты. Тепловой насос (ТН) основными элементами являются испаритель, компрессор, конденсатор и дроссель (регулятор потока), соединенные

трубопроводом, в котором циркулирует хладагент – вещество, способное кипеть при низкой температуре и меняющие свое агрегатное состояние с газового в одной части цикла, на жидкое – в другой. В тепловом насосе главным становится конденсатор. Теплота конденсации паров хладагента, используется для нагрева воды. Вода используется в качестве источника ГВС в жилых зданиях.

Нарастающий дефицит энергии вынуждает искать альтернативные источники и пути сбережения традиционных источников энергии и топливных ресурсов, эффективно использовать вторичные энергоресурсы, в том числе природные низкотемпературные источники тепла. Одним из наиболее эффективных средств энергосбережения в промышленной и сельскохозяйственных сферах является применение теплонасосных установок (ТНУ), выпуск использование которых во всем мире неуклонно растет [1].

Источники энергии для ТНУ.

При использовании тепла земли можно выделить два типа тепловой энергии – высокопотенциальную и низкопотенциальную. Источником высокопотенциальной тепловой энергии являются гидротермальные ресурсы – термальные воды, нагретые в результате геологических процессов до высокой температуры, что позволяет их использовать для теплоснабжения зданий. Однако использование высокопотенциального тепла земли ограничено районами с определенными геологическими параметрами. В России это, например, Камчатка [2]. В настоящее время использование низкопотенциального тепла земли это одно из наиболее динамично развивающихся направлений использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии. Тепловой режим грунта поверхностных слоев земли формируется под действием двух основных факторов – падающей на поверхность солнечной радиации и потоком радиогенного тепла из земных недр. Низкопотенциальное тепло может использоваться в различных типах зданий и сооружений многими способами: для отопления, горячего водоснабжения, кондиционирования (охлаждения) воздуха [3].

В настоящей статье рассматриваются особенности реализации системы отопления на базе теплонасосных установок, использующих низкотемпературную тепловую энергию земли, объекта, расположенного в г. Топки (Кемеровская область) – жилого 5 этажного дома [4].

Аккумулированное грунтом тепло с определенным температурным уровнем передается рабочему телу теплового насоса, как правило, через промежуточный теплоноситель (рассол) температура замерзания которого принимается равной -15°C . Грунтовые теплообменники выполняют обычно из пластиковых труб. Гарантийный срок службы грунтовых теплообменников составляет 50 лет и более.

В работе мы предлагаем использовать и сравнить в качестве источника энергии – фреон-134, фреон-21, фреон-113.

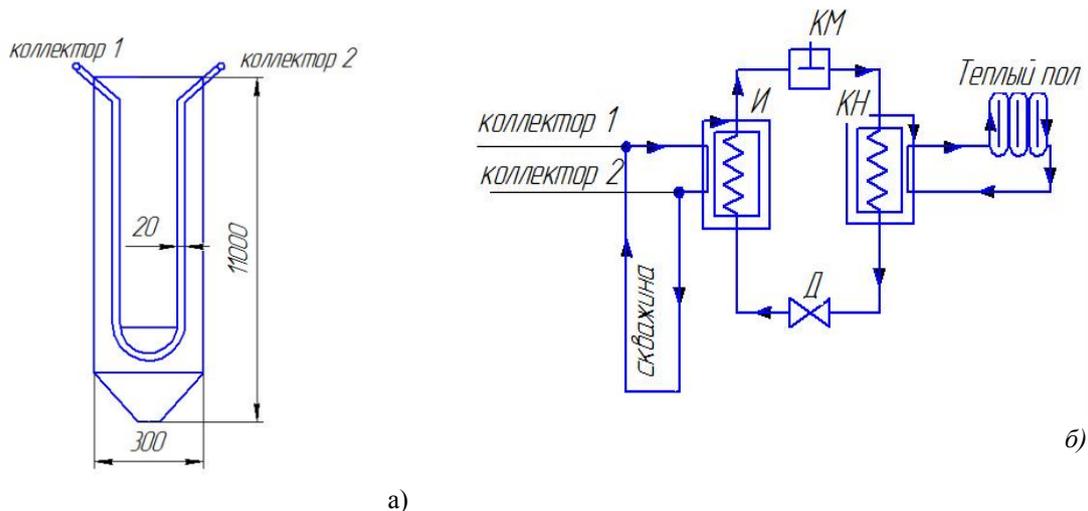


Рис. 1. Схемы а) полая свая, б) циркуляционная схема

Постановка задачи

Целью энергосбережения органического топлива ставится задача использования теплоты грунта. На глубину 11 метров забивают полую свая, через которую пропускают теплоноситель

фреон-134 (рис.1а). При этом полученное тепло используется для обогрева жилого дома. Фреон-134 заливают в пластиковую трубу диаметром 20 мм, уложенную в полый свай.

На рис. 1б приведена циркуляционная схема. В коллектор 1 поступает фреон-134, который затем циркулирует по трубе и под высоким давлением поступает в (И) испаритель, где за счет резкого уменьшения давления происходит процесс испарения. При этом хладагент отбирает тепло у внутренних стенок испарителя, а испаритель в свою очередь отнимает тепло у земляного контура, за счет чего он постоянно охлаждается. Компрессор (КМ) вбирает хладагент из испарителя, сжимает его, за счет чего температура хладагента резко повышается и выталкивает в конденсатор (КН). Кроме этого, в конденсаторе, нагретый в результате сжатия хладагент отдает тепло отопительному контуру (теплый пол) и переходит в жидкое состояние. Отработанный хладагент поступает в коллектор 2 и цикл замыкается.

Термодинамический расчет

Для отопления здания может быть использован тепловой насос (рис.2), в котором нижним источником теплоты служит окружающая среда. В результате его работы теплота передается источнику теплоты с более высокой температурой, чем окружающая среда. Требуется найти эксергетические потери в элементах, если температура охлаждающей среды $t_{oc} = 1^{\circ}C = 274K$, температура нагревательных устройств $t_{н} = 35^{\circ}C = 308K$. В расчетах в качестве холодильного агента используются фреон-134, фреон-21 и фреон-113.

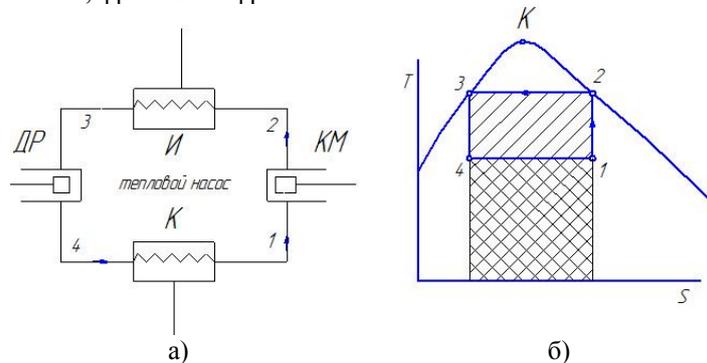


Рис. 2. Тепловой насос а) принципиальная схема, б) T-S схема

Методика проведения расчетов эксергетических потерь подробно приведена в статье [7]. В данной работе полученные результаты потерь эксергии приведены в табл.1.

Таблица 1. Потери эксергии

№	Потери	Фреон-134		Фреон-21		Фреон-113	
		кДж/кг	Проценты, %	кДж/кг	Проценты, %	кДж/кг	Проценты, %
1	Компрессор	-514,100	38,3	-563,374	36,7	-764,804	40,44
2	Конденсатор	510,420	38	556,422	36,3	759,618	40,17
3	Испаритель	43,780	3,26	209,524	13,67	185,858	9,82
4	Дроссель	274,800	20,44	202,572	13,33	-180,672	9,57
	Итого:	314,400	100	405,538	100	0	100

На основе приведенных расчетов можно сделать следующие выводы. Фреон-113 с точки зрения эксергетических потерь не годится для использования в качестве холодильного агента в теплонасосных установках, так как более половины потерь эксергии приходится на конденсатор и испаритель (табл.1), при этом потери эксергии для фреона-134 на конденсаторе и испарителе составляют 41,26 процента, что в абсолютном выражении меньше, чем у фреона-21. Фреон-134, отвечающий по безопасности на реакцию организма человека, а так же экономически выгодным, можно использовать в установках.

Заключение

В работе поставлена задача использования теплоты грунта. Приведены результаты расчеты потерь эксергии для теплового насоса (в качестве холодильного агента использованы фреон-134, фреон-113 и фреон-21). В качестве теплоносителя предлагается использовать фреон-

134, который отвечает требованиям по безопасности на реакцию организма человека, а так же является более экономически выгодным по сравнению с фреоном-113 и фреоном-21.

Список литературы:

1. Сорокин О.А. Применение теплонасосных установок // Промышленная Энергетика. – 2005. – №6. – с. 12-15.
2. Васильев Г.П. Шилкин Н.В. «Использование низкопотенциальной тепловой энергии земли в теплонасосных системах» //АВОК - 2003, №2 – с.10-14.
3. Васильев Г.П. Энергоэффективные здания с теплонасосными системами теплоснабжения // ЖКХ. 2002. № 12-с26 -29.
4. Васильев Г.П. «Энергоэффективный экспериментальный жилой дом в микрорайоне Никулино -2» //АВОК.- 2002. - №4. – с.23-27.
5. Коновалова Л.С. Расчет термодинамических процессов и циклом. Учебное пособие.- Томск: Изд. ТПУ, 1985. – 95с.
6. Коновалова Л.С. Справочные данные по термодинамическим свойствам рабочих тел теплотрансформаторов. Метод. указ. для студентов теплотехнических специальностей. – Томск: Изд. ТПУ, 1998. – 32с.
7. Трамона А.С XII Всероссийский студенческий – научно технический семинар. «Энергетика и Эффективность».

УДК 553.981

Решение задачи газификации отдаленных населенных пунктов

О.Н. Медведева, В.О. Фролов

*Саратовский государственный технический университет им. Ю.А. Гагарина, г. Саратов, Россия
e-mail: medvedeva-on@mail.ru*

В статье представлен один из вариантов обеспечения потребителей газовым топливом. Приводится схема транспортировки природного газа в сжиженном виде.

В настоящее время газовая промышленность России достигла высокого уровня и по добыче газа и по его реализации, однако отсутствие магистральных газопроводов на некоторых территориях страны создает проблемы газификации таких регионов сетевым газом.

Поэтому вполне обоснованной является необходимость создания системы альтернативного трубопровода варианта транспортировки природного газа в сжиженном виде, хотя практическая реализация этого проекта потребует значительных капиталовложений.

Снабжение потребителей на базе СПГ экономически оправдано в следующих условиях:

- небольшие объемы потребления газа объектом, удаленным от магистрального газопровода;
- нестабильные сейсмические условия на участке предполагаемого строительства газопровода;
- сложный рельеф местности на предполагаемой трассе строительства газопровода;
- газифицируемый объект или предполагаемая трасса строительства газопровода находятся в районе с уникальным природным ландшафтом (наличие труднопреодолимой преграды на предполагаемой трассе строительства газопровода).

Как топливо, сжиженный метан обладает следующими преимуществами [1]:

- возможность газификации объектов, удаленных от магистральных газопроводов сетевого газа;
- возможность хранения под небольшим избыточным давлением при температуре около 112К;
- нетоксичность, не вызывает коррозии металлов;
- высокая калорийность по сравнению с другими видами топлива; низкая температура кипения - гарантия полного испарения СПГ при самых низких температурах окружающего воздуха;
- эффективность и удобство хранения, транспортировки и потребления (при сжижении природного газа его плотность увеличивается в 600 раз); использование в качестве моторного топлива.

Технология газификации объектов с использованием СПГ состоит из следующих стадий:

- отбор газа из газовых сетей;
- подача газа на установку сжижения;
- хранение сжиженного газа до момента отгрузки в криогенных резервуарах;
- перелив сжиженного газа в автоцистерну и транспортировка к месту потребления;
- слив и хранение в резервуаре у потребителя;
- регазификация в испарителях;

- подготовка и подача газа потребителю.

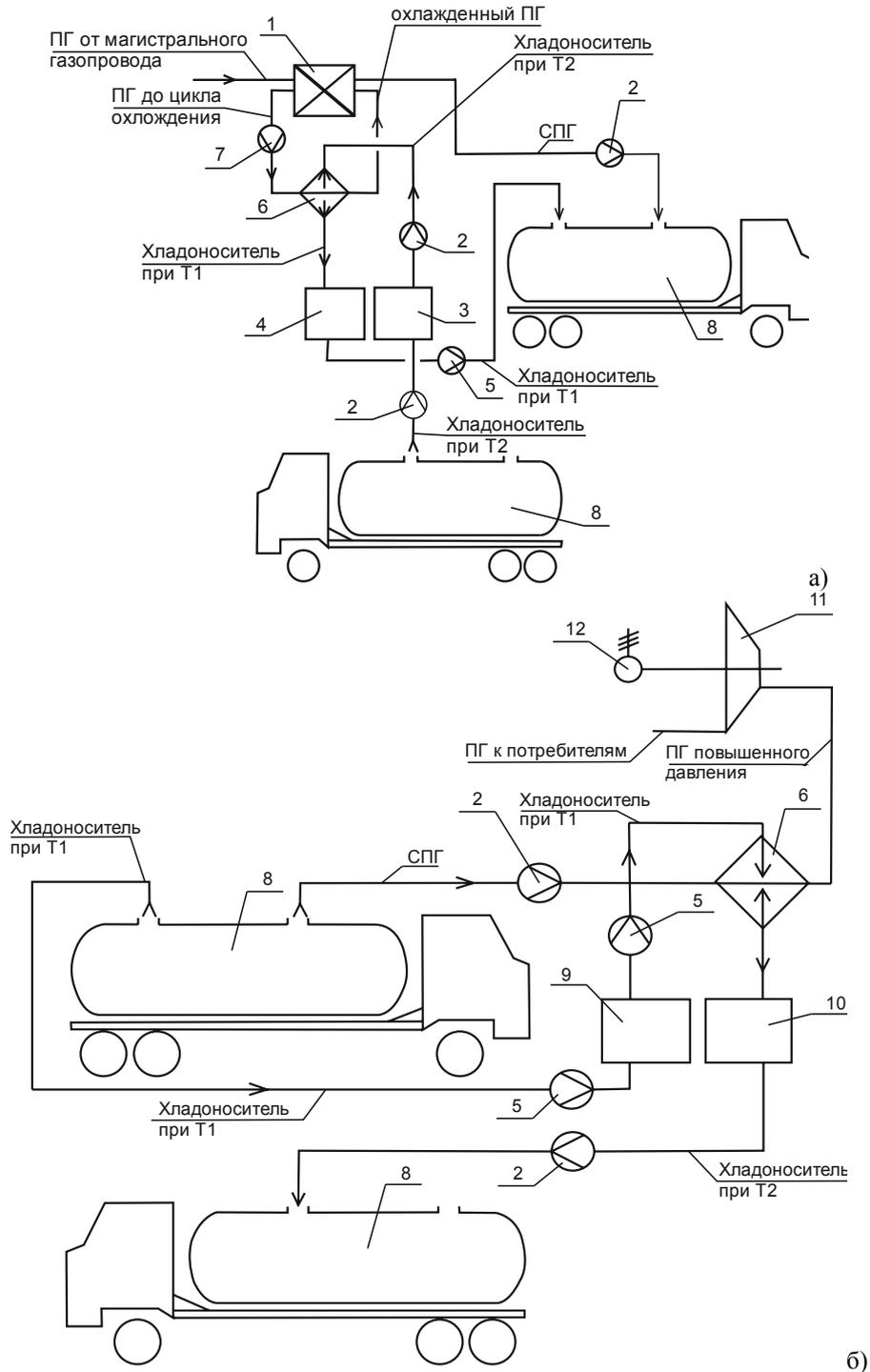


Рис. 1. Схема доставки сжиженного газа потребителям:

а) Схема доставки СПГ от установки по сжижению до потребителя

б) Схема доставки СПГ от потребителя до завода по сжижению:

- 1 - блок сжижения природного газа; 2 - насос криогенный; 3 - емкость приемки хладоносителя при T2; 4 - емкость отпуса хладоносителя при T1; 5 - насос жидкостный; 6 - теплообменник; 7 - компрессор; 8 - цистерна транспортная криогенная многополостная; 9 - емкость приемки хладоносителя при T1; 10 - емкость отпуса хладоносителя при T2; 11 - турбодетандерный агрегат; 12 - генератор переменного тока

В результате анализа существующей схемы газоснабжения на базе СПГ с использованием автомобильного транспорта были выявлены элементы системы, усовершенствование которых приведет к положительному экономическому эффекту [2].

Схема транспортировки включает в себя: установку сжижения, базовое хранилище СПГ на заводе, хранилище у потребителя, транспортные средства доставки газа потребителям, средства газификации у потребителей топлива. Транспортировку СПГ осуществляют в криогенной цистерне, содержащей основную оболочку, внутри которой размещен сосуд для перевозки газа, между основной оболочкой и сосудом для перевозки газа установлена и закреплена дополнительная оболочка и пространство между основной и дополнительной оболочкой используют для перевозки хладоносителей. Пространство между дополнительной оболочкой и сосудом заполняется изолирующим материалом. Регазификация СПГ происходит в теплообменнике, греющим теплоносителем которого является хладоноситель, а редуцирование природного газа осуществляют в турбодетандере. Предварительное охлаждение природного газа производят в теплообменнике с хладоносителем в охлаждающем контуре и холод, полученный при регазификации СПГ, возвращают обратно на завод по получению СПГ и используют для предварительного охлаждения природного газа в цикле сжижения (заявка на полезную модель № 2011130459). Схема представлена на рис. 1.

Использование предлагаемой схемы доставки энергоносителей для газоснабжения зданий, промышленных, коммунальных и сельскохозяйственных потребителей позволит значительно повысить уровень инженерного сервиса. Данная технология может быть использована в качестве дополнения к традиционной газификации посредством строительства газопроводной распределительной сети и позволяет обеспечить потенциальных потребителей природным газом.

Список литературы:

1. Бармин ИВ. Сжиженный природный газ вчера, сегодня, завтра. – М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2009. – 256с.
2. Медведева О.Н., Фролов В.О. Разработка методики оптимального размещения завода по сжижению природного газа// Инновации и актуальные проблемы техники и технологий: Материалы Всероссийской науч.-практ. конф. молодых ученых. – Саратов, 2010. – Т.2. – С.221-223.

УДК 62-7/78

Вибродиагностика, как средство определения дефектов подшипников

И.Л. Москалёв, Л.В. Савостьянова

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

E-mail: moskalew@tpu.ru

На основании ремонтной предыстории турбоагрегатов на Томской ГРЭС-2 были выявлены и систематизированы в виды дефекты подшипников качения и их диагностические (частотные) признаки. В дальнейшем эти данные будут использоваться для разработки математической модели диагностирования подшипников посредством вибрации.

Надлежащее техническое обслуживание и своевременный — по факту состояния, а не после аварий — ремонт способны существенно продлить срок службы промышленного оборудования. А также сократить затраты на его содержание (например, за счет снижения расходов на устранение последствий внеплановых остановов), повысить общую надежность работы предприятия и т. д.

Для крупных энергетических предприятий, особенно использующих сложное и дорогостоящее оборудование, вопросы системы технического обслуживания и ремонтов (СТОИР) являются крайне важными. На основании данных анализа экономической эффективности диагностических работ, проведенного в 2001 по заказу АО Ленэнерго отделом диагностического обслуживания Ассоциации ВАСТ (таблица 1) затраты на СТОИР составляют 25% [5].

Если проанализировать дефекты на Томской ГРЭС-2 за период 2000-2008 гг., повлиявшие на интенсивность изменения мощности, то наибольшая недовыработка электроэнергии отмечалась из-за сбоев в работе оборудования турбинного отделения (рисунок 1).

Таблица 1. Затраты на техническое обслуживание и ремонт

№	Статья расходов	Доля в общих годовых затратах на эксплуатацию ТЭЦ
1	Затраты на топливо	64%
2	Ремонты и материалы для основного и вспомогательного тепломеханического оборудования станций	25%
3	Здания и сооружения	5%
4	Прочее	6%

Причинами снижения уровня мощности Томской ГРЭС-2 в большинстве случаев послужили неисправности турбины, что следует из структуры отказов турбоагрегата в сравнении с другими причинами за 2000-2008 гг. (рисунок 2).



Рис. 1. Причины остановов и разгрузок



Рис. 2. Структура отказов турбоагрегата

Таким образом, доля отказов турбоагрегата=(отказы оборудования турбинного отделения*отказы турбоагрегата в целом)/100%

$$\text{Доля отказов турбоагрегата} = \frac{36\% \cdot 43\%}{100\%} = 15,48\% \quad \text{— процент отказов, вносимый}$$

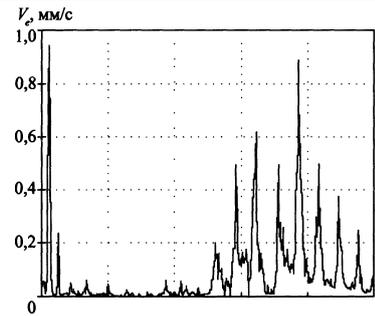
турбоагрегатом в общий показатель отказов Томской ГРЭС-2 за период 2000-2008 гг.

К числу факторов, наиболее неблагоприятно сказывающихся на надежности турбоагрегатов, относится повышенная вибрация. Она особенно сильно сказывается на техническом состоянии подшипников. Анализ данных, полученных с Томской ГРЭС-2, показывает, что отказы этих узлов составляют до 47% от всех отказов турбоагрегата.

В последние годы в отечественной и зарубежной литературе появилось множество публикаций по дефектам подшипников скольжения, несправедливо забывая о подшипниках качения. В данной работе систематизированы по видам дефекты подшипников качения [1-4]:

Вид дефекта и основные причины его возникновения	Частоты основных признаков	Частоты дополнительных признаков
<i>Нарушения смазывания (количества, качества) и обслуживания</i>		
<ul style="list-style-type: none"> – Неправильный выбор смазочного материала. – Недостаточное смазывание. – Избыточное смазывание. – Нарушение качества обслуживания: загрязнение абразивными и инородными частицами (грязь, песок, стружка, посторонние предметы), веществами, приводящими к коррозии (вода, кислота). – Ухудшение качества смазочного материала: разрушение молекул под действием температуры, окисление, деградация присадок, загрязнение продуктами износа (уплотнений, деталей подшипника) и др. 	Рост ВЧ-вибрации	Составляющие в области 800...1800 Гц с шагом 60...130 Гц

Диагностические признаки: рост ВЧ-вибрации; иногда в спектре вибрации появляются 3...8 пиков с интервалом в 60...130 Гц в области 800...1800 Гц; при отсутствии других дефектов, как правило, в спектре огибающей не наблюдаются отдельные частотные составляющие, заметно отличающиеся по величине от общего уровня. Обычно дефекты смазки являются следствием ухудшения качества смазочного материала или нарушения обслуживания, появление признаков, которых требует остановка машины. В аварийных ситуациях при большом износе сепаратора и поверхностей трения резко возрастает число ударных импульсов, происходит их наложение, нарушается периодичность их следования, применение спектрального анализа затруднено.

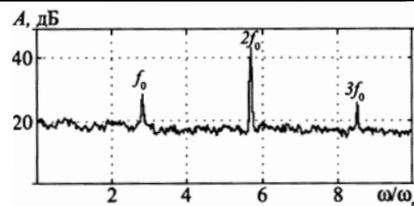
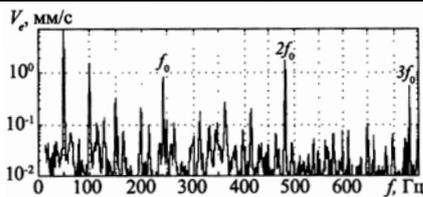


Деформация (перекос) наружного кольца подшипника

– Некруглое (или недостаточное) отверстие корпуса, деформация корпуса (корпусные трещины, нарушения прилегания, отставания опоры, неплоскостность сопряженных опорных поверхностей, дефекты прокладок).
 – Отклонения формы (конусность) шейки вала или отверстия корпуса.
 – Недостаточный размер заплечика корпуса, избыточный радиус выточки на корпусе

$2f_0; kf_0$;
 амплитуды
 вибраций
 четных
 гармоник
 обычно
 больше, чем
 нечетных

ВЧ-вибрация не
 высокая



Диагностические признаки: вибрация на частотах kf_0 , амплитуды вибраций четных гармоник обычно больше чем нечетных, наибольшая вибрация на частоте $2f_0$, $k \sim 3...5$; высокочастотная вибрация, как правило, невысока.

Причина вибрации - высокая нерасчетная статическая нагрузка, действующая на поверхности трения в двух противоположных точках наружного кольца. Обычно вибрация проявляется непосредственно после монтажа. В процессе эксплуатации в результате ускоренного износа признаки перекоса могут временно уменьшиться или исчезнуть, однако ускоренный износ наружного кольца продолжится

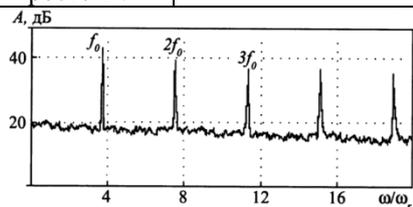
Износ контактирующих поверхностей колец

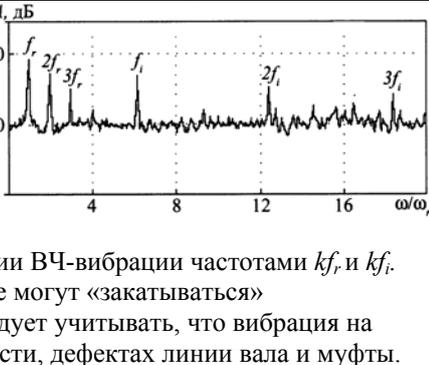
– Неравномерный износ внешнего кольца.
 – Абразивный износ вследствие воздействия абразивных частиц или дефектов смазывания.
 – Естественный абразивный износ.
 – Локальные дефекты в виде закатанных (сглаженных) участков с равномерным плавным отклонением формы поверхности относительно номинальной

kf_0 ;
 амплитуды
 вибрации
 высших
 гармоник
 быстро
 убывают с
 ростом k

Рост ВЧ

Диагностические признаки: вибрация на частотах kf_0 , амплитуды вибраций высших гармоник с ростом k быстро уменьшаются, наибольшая вибрация на частоте f_0 , $k \sim 3...4$; обычно растет высокочастотная вибрация. При наличии вращающейся нагрузки может появляться вибрация $k_1 f_0 \pm k_2 f_r$. Причина вибрации - неравномерный износ отдельных участков поверхности, приводящий к изменению коэффициента трения и появлению модуляции ВЧ-вибрации частотой f_0 . В процессе износа появляются локальные дефекты, которые могут «закатываться» (сглаживаться) в изношенный участок плавной формы



<ul style="list-style-type: none"> – Неравномерный износ внутреннего кольца. – Абразивный износ вследствие воздействия абразивных частиц или дефектов смазывания. – Естественный абразивный износ. – Локальные дефекты, закатанные (сглаженные) в участки с равномерным плавным отклонением формы поверхности относительно номинальной 	kf_r	Рост ВЧ; kf_i ; амплитуды вибраций высших гармоник быстро убывают с ростом k
<p><i>Диагностические признаки:</i> вибрации на частотах kf_r, а также часто возникающие более низкие по уровню вибрации kf_i; амплитуды вибраций высших гармоник с ростом k быстро уменьшаются, наибольшая вибрация на частоте f_r, $k \sim 2 \dots 4$; обычно растет высокочастотная вибрация. Причина вибрации - неравномерный износ отдельных участков поверхности, превышающий по длине расстояние между смежными телами качения, приводящий к изменению коэффициента трения и модуляции ВЧ-вибрации частотами kf_r и kf_i. В процессе износа появляются локальные дефекты, которые могут «закатываться» (сглаживаться) в изношенный участок плавной формы. Следует учитывать, что вибрация на частотах kf_r возникает и при перекосах, нарушениях жесткости, дефектах линии вала и муфты.</p>		

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

Список литературы:

1. Костюк А.Г. Колебания паровых турбоагрегатов // Вибрации в технике: Справ. Т. 3. — М.: Энергоатомиздат, 1980. — 560 с.
2. Барков А.В., Баркова Н.А. Вибрационная диагностика машин и оборудования. Анализ вибрации: учебное пособие. — СПб.: СПбГМТУ, 2004. — 156 с.
3. Неразрушающий контроль: справочник: в 7 т. / под общ. ред. В.В. Клюева. — М.: Машиностроение, 2005. — 829 с.
4. Ширман А. Р. Практическая вибродиагностика и мониторинг состояния механического оборудования. / А. Р. Ширман, А. Б. Соловьев — М.: - Библиогр., 1996.
5. Урьев Е. В. и др. Концепция и реализация систем технической диагностики энергетического оборудования. В сб.: Проблемы вибрации, виброналадки, вибромониторинга и диагностики оборудования электрических станций. // Под общей ред. А. В. Салимона — М.: ВТИ, 2001.

УДК 662.99

Использование энергетических возможностей климата для теплоснабжения зданий (применительно к Приморскому краю)

А.В. Мочалов, Р.С. Федюк

Дальневосточный федеральный университет, г. Владивосток, Россия

E-mail: levv14@mail.ru

Показана возможность применения системного подхода для вовлечения энергии наружного климата для отопления здания и создания в нем оптимально заданного микроклимата.

Наружный климат, тепло земли, водные ресурсы, биомасса и т.д. являются источником энергии, поэтому следует предусмотреть возможность его использования при помощи тепловых насосов солнечных коллекторов, ветроэнергетических установок и т.п.

Методической основой для исследования энергетической способности наружного климата (тепла земли, водных ресурсов и т.д.) является статистическая обработка результатов метеорологических наблюдений. Про построении математической модели совокупности показателей наружного климата можно использовать, например, вероятностный или детерминированный подходы [1,2].

Детерминированный подход основан на использовании реального сочетания совокупности показателей наружного климата каждого географического пункта за многолетний период. Выбираются ежечасные и срочные показатели климата для данного географического пункта, собранные в архивах метеостанции за много лет. Использование такой модели позволяет построить гистограмму распределения частот выходного показателя (нагрузки на систему

регулирования теплового режима, температуры помещения, температуры внутреннего воздуха и т.д.), для этого на оси ординат наносят расчетные интервалы времени (шаги по времени), а на оси абсцисс – возможные (ожидаемые) значения выходного показателя. Анализ распределения частот появления выходного показателя позволяет визуально или численно оценить его обеспеченность.

При вероятностном подходе к построению математической модели совокупности показателей наружного климата изменение этих показателей является случайным процессом, причем нестационарным и многомерным. Показатели климата проявляют взаимные корреляции, как положительные, так и отрицательные. По экспериментальным данным можно построить как одномерные функции распределения показателей наружного климата, так и двухмерные: температура - скорость ветра, температура – солнечная радиация, температура – относительная влажность, энтальпия наружного воздуха – солнечная радиация. Распределение повторяемостей двухмерного комплекса можно представить в виде поверхности, определяемой рядом статистических характеристик. Так, поверхность, подчиняющаяся закону нормального распределения, полностью описывается пятью статистическими характеристиками: двумя средними, двумя среднеквадратичными отклонениями и коэффициентом корреляции.

Известно, что интенсивность солнечной радиации, скорость и направление ветра, температура наружного воздуха изменяются в весьма широких пределах в зависимости от географического положения, орографии, микрорельефа местности и времени года [3].

Воздействие наружного климата на ограждающие конструкции здания целесообразно характеризовать метеорологическим градиентом, который учитывает направление, величину и повторяемость показателей наружного климата. Статистическая обработка наружного климата как совокупности зависимых (или независимых) случайных величин показывает, что в каждой местности для отдельных характерных периодов времени имеет место свой метеорологический градиент, оказывающий направленное воздействие на формирование теплового баланса различно ориентированных помещений, так что в результате совокупного действия ветра, солнечной радиации и температуры различно ориентированные помещения имеют существенно отличающиеся теплотери или теплопоступления.

Анализ графиков изменения суточных сумм прямой солнечной радиации показывает, что эти значения существенно изменяются в годовом цикле, имея обратно пропорциональную зависимость, например, для восточной и южной ориентации. Основываясь на закономерностях поступления солнечной радиации и имея в виду, что в условиях современной мировой энергетической ситуации учет наилучшим образом в тепловом балансе здания тепла солнечной радиации приводит к значительному снижению эксплуатационных затрат, ведущие архитекторы мира разработали строгие правила проектирования зданий. Во-первых, они указывают, что в условиях современного индустриального строительства высотных зданий с большими площадями остекления и легкими ограждающими конструкциями недопустимо подражать старым мастерам. Во-вторых, каждый архитектор обязан знать, что каждому фасаду здания присуща своя структура, зависящая от относительного расположения солнца, тщательно рассчитанной тепловой солнечной нагрузки на здание и требований к оптимальной естественной освещенности интерьера. Однако правила, которые разработали архитекторы, не опираются на математические расчеты, содержащие закономерности учета направленного действия солнечной радиации на тепловой баланс здания [4].

Анализ закономерностей поступления тепла солнечной радиации на поверхности здания открывает большие возможности для уменьшения затрат энергии на отопление помещений в холодный период года.

Наряду с солнечной радиацией и температурой наружного воздуха, скорость и направление ветра относятся к числу важнейших, а часто и решающих факторов, оказывающих влияние на тепловой баланс здания.

Анализ температурно-ветровых особенностей Приморского края показывает, что с одной стороны имеют место существенные колебания температуры, скорости и направления ветра в холодный и теплый периоды года, с другой стороны, имеет место ярко выраженное преобладающее направление наиболее неблагоприятных температурно-ветровых воздействий. В Приморье в отличие от большинства районов России низкие температуры наружного воздуха устойчиво совпадают с господствующими ветрами определенного направления [5].

Задачу наилучшего учета положительного и нейтрализации отрицательного воздействия климата на здание необходимо рассматривать в двух аспектах. Во-первых в части разработки методики обработки климатической информации для целей строительного проектирования. Во-

вторых, в части выбора ориентации и габаритов здания, которые наилучшим образом учитывают положительное и уменьшает отрицательное воздействие наружного климата на его ограждения.

Список литературы:

1. Брайнина Е. Ю. Пути снижения теплопотерь крупнопанельных зданий. Научно-техническое общество строительной индустрии, материалы совещания. Тепловой режим жилых и общественных зданий из крупноразмерных элементов. Выпуск III. М., 1964.
2. Кондратьев К.Я., Пивоварова З.И., Федорова М.П. Радиационный режим наклонных поверхностей. – Л.: Гидрометеиздат, 1978. – 170 с.
3. Мировая энергетика: прогноз развития до 2020 года. – М.: Энергия, 1980
4. Табунщиков Ю. А., Акопов Б. Л. Оценка энергетической эффективности наружного климата для зданий с нетрадиционными источниками теплоснабжения. Строительная климатология'87. 2-й международный симпозиум, 12-15 мая 1987. М., 1987.
5. Табунщиков Ю.А., Бродач М.М. Математическое моделирование и оптимизация тепловой эффективности зданий. М. АВОК-ПРЕСС, 2002

УДК 621.643.001:536.2

Численное моделирование теплопереноса в зонах прокладки теплотрасс

В.Ю. Половников

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

E-mail: polov@tpu.ru

Проведено численное исследование теплопереноса в зонах прокладки теплотрасс с использованием сопряженной кондуктивно-конвективно-радиационной модели переноса. Показаны масштабы влияния теплообмена излучением в полости канала теплопровода на тепловые потери и целесообразность применения предложенного подхода при моделировании тепловых режимов работы тепловых сетей.

Важнейшее направление энергосбережения в области теплоснабжения в современных условиях – это сокращение технологических потерь при передаче тепловой энергии потребителям [1]. При этом одним из ключевых условий, без которого не может быть достигнут необходимый результат, является оптимизация эксплуатационных режимов функционирования тепловых сетей.

Рассматривается наиболее типичный вариант прокладки тепловых сетей в РФ – подземный непроходной неветилируемый железобетонный канал и два трубопровода (подающий и обратный), изолированные минеральной ватой и защитным покровным слоем. Для рассматриваемой области решается двумерная сопряженная стационарная задача кондуктивно-конвективно-радиационного теплопереноса в системе «подземный каналный двухтрубный теплопровод – окружающая среда».

В предлагаемой постановке процесс переноса тепла в рассматриваемой области решения будет описываться следующими выражениями:

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

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

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

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

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

$$\frac{\partial^2 T_{i,o}}{\partial x^2} + \frac{1}{x} \frac{\partial T_{i,o}}{\partial x} + \frac{1}{x^2} \frac{\partial^2 T_{i,o}}{\partial \Theta^2} = 0, \quad i=2, 3, \quad (6)$$

$$\frac{\partial^2 T_i}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T_i}{\partial y^2} = 0, \quad i=5, 6, \quad (7)$$

$$T_{2,n} = T_n = \text{const}, \quad (8)$$

$$T_{2,o} = T_o = \text{const}, \quad (9)$$

$$-\lambda_6 \frac{\partial T_6}{\partial y} = \alpha (T_6 - T_7), \quad (10)$$

$$\lambda_i \frac{\partial T_i}{\partial x} = \lambda_j \frac{\partial T_j}{\partial x}, \quad T_i = T_j, \quad i, j=4, 5, 6, i \neq j, \quad (11)$$

$$\lambda_i \frac{\partial T_i}{\partial y} = \lambda_j \frac{\partial T_j}{\partial y}, \quad T_i = T_j, \quad i, j=4, 5, 6, i \neq j, \quad (12)$$

$$\lambda_i \frac{\partial T_{i,n}}{\partial x} = \lambda_j \frac{\partial T_{j,n}}{\partial x}, \quad T_i = T_j, \quad i, j=2, 3, i \neq j, \quad (13)$$

$$\lambda_i \frac{\partial T_{i,n}}{\partial y} = \lambda_j \frac{\partial T_{j,n}}{\partial y}, \quad T_i = T_j, \quad i, j=2, 3, i \neq j, \quad (14)$$

$$\lambda_i \frac{\partial T_{i,o}}{\partial x} = \lambda_j \frac{\partial T_{j,o}}{\partial x}, \quad T_i = T_j, \quad i, j=2, 3, i \neq j, \quad (15)$$

$$\lambda_i \frac{\partial T_{i,o}}{\partial y} = \lambda_j \frac{\partial T_{j,o}}{\partial y}, \quad T_i = T_j, \quad i, j=2, 3, i \neq j, \quad (16)$$

$$\lambda_3 \frac{\partial T_{3,n}}{\partial x} = \lambda_4 \frac{\partial T_{4,n}}{\partial x} + \varepsilon_{\text{пр}} \sigma (T_{4,n}^4 - T_5^4), \quad T_{3,n} = T_{4,n}, \quad (17)$$

$$\lambda_3 \frac{\partial T_{3,o}}{\partial x} = \lambda_4 \frac{\partial T_{4,o}}{\partial x} + \varepsilon_{\text{пр}} \sigma (T_{4,o}^4 - T_5^4), \quad T_{3,o} = T_{4,o}, \quad (18)$$

$$\frac{\partial T_{i,n}}{\partial \Theta} = 0, \quad i=2, 3, \quad (19)$$

$$\frac{\partial T_{i,o}}{\partial \Theta} = 0, \quad i=2, 3, \quad (20)$$

$$\frac{\partial T_6}{\partial x} = 0, \quad x \rightarrow \pm\infty, \quad (21)$$

$$\frac{\partial T_6}{\partial y} = 0, \quad y \rightarrow -\infty, \quad (22)$$

$$w_x = w_y = 0. \quad (23)$$

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); ε – степень черноты; $\sigma=5.67 \cdot 10^{-8}$ Вт/(м²·К⁴) – постоянная Стефана – Больцмана; 1 – металлическая стенка трубы; 2 – слой тепловой изоляции; 3 – покровный слой; 4 – полость канала; 5 – железобетонная стенка канала; 6 – грунт; 7 – окружающая среда; п, о – подающий и обратный трубопроводы соответственно, пр – приведенный.

Задача (1)–(23) решена методом конечных элементов [2] с использованием аппроксимации Галеркина [2]. Исследования проводились на неравномерной конечно-элементной сетке, имеющей 112993 узлов и состоящей из 19484 элементов. Воздушная полость канала (рисунок 1) содержала 73898 узла и 16163 элемента.

Исследования проводились для трубопроводов с диаметрами условного прохода 600 мм, изолированных минеральной ватой (толщина 70 мм) [3]. Покровный слой – песчано-цементная штукатурка по каркасу из металлической сетки толщиной 20 мм [3]. Рассматривался типичный для тепловых сетей РФ сборный железобетонный канал марки КЛс 210-210 [3] с толщиной стенок 135 мм. Полость канала занимал воздух с относительной влажностью 90 %. Расстояние от поверхности грунта до верхней части канала составляло 1 метр.

Температуры внутренних поверхностей слоев тепловой изоляции подающего и обратного трубопроводов принималась $T_{\text{п}}=363$ К и $T_{\text{о}}=323$ К и соответствовали среднегодовым температурам теплоносителя в подающих и обратных трубопроводах водяных тепловых сетей при их работе по одному из основных температурных графиков – 150/70 °С. Температура окружающей среды во всех вариантах численного анализа принималась равной средней температуре воздуха за отопительный период в городе Томск – $T_{\text{г}}=264,2$ К. Значение коэффициента теплоотдачи от грунта к окружающей среде составляло $\alpha=5$ Вт/(м²·К).

В таблице 1 приведены значения теплофизических характеристик тепловой изоляции, покровного слоя, стенок канала и грунтов, использованные при проведении численных исследований тепловых потерь рассматриваемой системы.

Таблица 1. Теплофизические характеристики материалов

Материал	Тепловая изоляция	Покровный слой	Стенка канала	Грунт				Суглинок с массовой влажностью 42 %
				Глинистый		Песчаный		
				Талый	Мерзлый	Талый	Мерзлый	
λ , Вт/(м·К)	0,059	0,87	1,54	1.1	1.3	2.3	3.7	1.5
c , Дж/(кг·К)	670	837	887	1231	959	1486	1005	1150
ρ , кг/м ³	206	1750	2200	1700	1700	2000	2000	1960
ε	–	0,8	0,85	–	–	–	–	–

В таблице 2 приведены величины тепловых потерь рассматриваемого теплопровода с учетом Q_2 и без учета Q_1 теплового излучения. Так же в таблице 2 представлен расчет тепловых потерь $Q_{\text{сп}}$ с использованием действующих правил по проектированию тепловой защиты трубопроводов тепловых сетей [4] для конфигурации теплопровода соответствующей рассматриваемой системе.

Таблица 2. Результаты расчета тепловых потерь рассматриваемой системы

Грунт		Q_1 , Вт/м	Q_2 , Вт/м	$\frac{Q_2 - Q_1}{Q_2} \cdot 100\%$	$\frac{Q_2 - Q_{\text{сп}}}{Q_2} \cdot 100\%$	$Q_{\text{сп}}$, Вт/м
Глинистый	Талый	158.90	165.84	4.18	10.77	147.98
	Мерзлый	168.12	175.30	4.09	9.82	158.09
Песчаный	Талый	195.69	203.44	3.81	7.13	188.94
	Мерзлый	213.36	221.34	3.60	5.57	209.01
Суглинок с массовой влажностью 42 %		175.64	183.01	4.03	9.06	166.42

Результаты расчета тепловых потерь, приведенные в таблице 2, свидетельствуют о том, что учет теплообмена излучением в полости канала теплопровода приводит к увеличению расчетных значений тепловых потерь на 3,60–4,18 % в зависимости от теплофизических характеристик грунта в зоне прокладки. Расхождение между результатами расчета Q_2 и $Q_{\text{сп}}$ составляет величину до 10,77 %, что подтверждает необходимость перехода к сопряженным постановкам задач при проведении исследований тепловых режимов и тепловых потерь систем транспортировки тепла и возможность усовершенствования действующих правил [4] по проектированию тепловой изоляции трубопроводов тепловых сетей, проложенных канальным способом.

Следует отметить, что наименьшее отклонение между результатами расчетов Q_2 и $Q_{\text{сп}}$ (таблица 2) соответствует прокладке теплопровода в мерзлых грунтах, что позволяет сделать

вывод о том, что методика расчета [4] дает наиболее корректные значения тепловых потерь при прокладке тепловых сетей в грунтах, имеющих достаточно высокую теплопроводность.

Работа выполнена при поддержке гранта Президента РФ (проект № МК-1284.2011.8).

Список литературы:

1. Бытенский О.М. Энергосбережение в тепловых сетях систем теплоснабжения // Энергетик. 2009. № 5. С. 25–28.
2. Самарский А. А., Гулин А. Н. Численные методы математической физики. М.: Научный мир, 2000. 316 с.
3. Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей. / Под ред. А. А. Николаева. Курган: Интеграл, 2010. 357 с.
4. СП 41-103-2000. Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов. М.: Госстрой России, 2001. 42 с.

УДК 622.691

Анализ тепловых и гидравлических характеристик аппаратов воздушного охлаждения природного газа

Е.С. Попков, С.В. Голдаев

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

E-mail: roombo@yandex.ru

С помощью разработанной программы в среде Turbo Pascal был осуществлен параметрический анализ тепловых и гидравлических характеристик аппаратов воздушного охлаждения (АВО) природного газа, который позволит выбрать теплообменный аппарат с наибольшим коэффициентом энергетической эффективности.

Охлаждение природного газа является неотъемлемой частью технологического процесса при его транспортировке по магистральным газопроводам (МГ). В процессе сжатия газа на компрессорных станциях (КС) его температура достигает 75 °С. Высокая температура газа приводит к увеличению мощности на транспортировку, уменьшению пропускной способности газопровода, снижению долговечности газотранспортной системы [1]. Для устранения отмеченных недостатков КС оснащают аппаратами воздушного охлаждения, которые имеют ряд преимуществ перед другими типами теплообменных аппаратов: не требуют предварительной подготовки теплоносителей, надежны в эксплуатации, экологически чисты, имеют простые схемы подключения.

Определение тепловых и гидравлических характеристик АВО необходимо при поверочных расчетах, особенно в условиях изменения режимов эксплуатации на КС. Расчет таких характеристик, даже по инженерным методикам, представляет собой трудоемкую процедуру. Используются громоздкие формулы, привлекаются табличные данные для теплофизических свойств газа и воздуха, а так же номограммы для определения поправок в расчет температурного напора. Все это снижает точность расчета [2].

В разработанной программе использовались аппроксимационные формулы для теплофизических свойств воздуха [3], а для природного газа – интерполяционный многочлен Лагранжа второй степени [4]. Посредством эксплуатации этой программы был осуществлен параметрический анализ влияния начальных температур и физических свойств теплоносителей, интенсивности и площади теплообмена на значения конечных температур, количества переданной теплоты, а так же эффективности аппарата.

Расчеты выполнялись при давлении природного газа 5,5 МПа и 7,5 МПа, массовые расходы газа через один аппарат варьировались в диапазоне от 20 кг/с до 100 кг/с и значениях разности температур газа и воздуха на входе в АВО от 0 °С до 90 °С.

На рис. 1 представлены зависимости коэффициента теплопередачи K от режимных параметров для различных марок АВО. Анализ результатов расчетов показал, что коэффициент теплопередачи незначительно зависит от температур природного газа и воздуха на входе в аппарат (рис. 1 а). С увеличением массового расхода газа темп роста коэффициента теплопередачи гораздо существеннее (рис. 1 б).

Расчеты показали, что коэффициент теплопередачи также мало зависит и от давления природного газа. Так, для АВО фирмы «Крезолуар» при расходе газа 40 кг/с и давлении 5,5 МПа, температурах газа и воздуха на входе в аппарат 50 и -10 °С – $K=17$ Вт/(м²·К), а при том же расходе и температурах на входе в аппарат, но давлении 7,5 МПа – $K=16,8$ Вт/(м²·К). Поэтому с малой

погрешностью можно считать, что коэффициент теплопередачи зависит только от расхода газа через АВО.

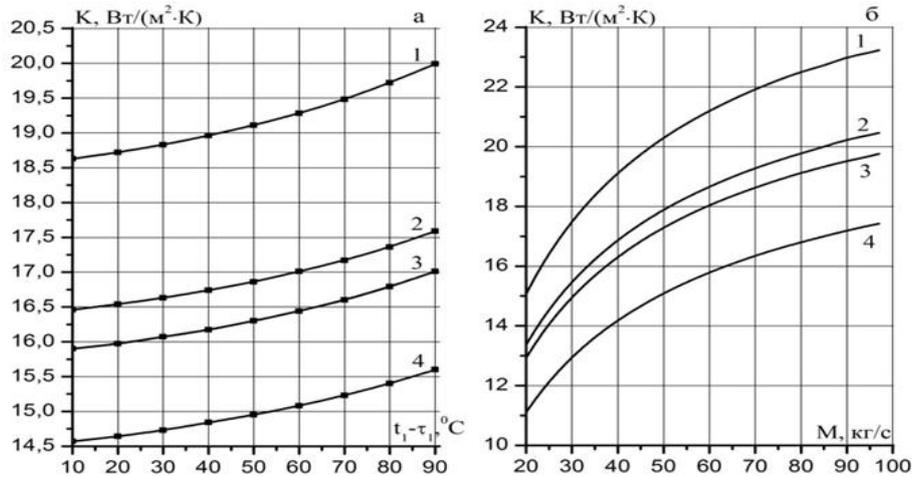


Рис. 1. Коэффициент теплопередачи различных типов АВО в зависимости от расхода газа и разности температур между газом и воздухом:
1 – 2ABГ-75С; 2 – «Крезолуар»; 3 – «Хадсон»; 4 – АВЗ

На рис. 2 представлена зависимость теплопроизводительности Q , мощности N , затрачиваемой на прокачку теплоносителя, коэффициента энергетической эффективности E от массового расхода газа при постоянных температурах природного газа и воздуха на входе в АВО фирмы «Крезолуар». Количество теплоты и затраты мощности на прокачку теплоносителя значительно изменяются в зависимости от расхода газа, причем интенсивность теплообмена выше, чем темп нарастания мощности. В результате чего значения E возрастают, а начиная с некоторого расхода газа темп нарастания гидравлических сопротивлений превышает темп роста теплообмена и происходит уменьшение коэффициента E . Это объясняется тем, что тепловой поток и коэффициент теплоотдачи пропорциональны скорости газа, в то время как гидравлические сопротивления и затраты мощности пропорциональны квадрату скорости.

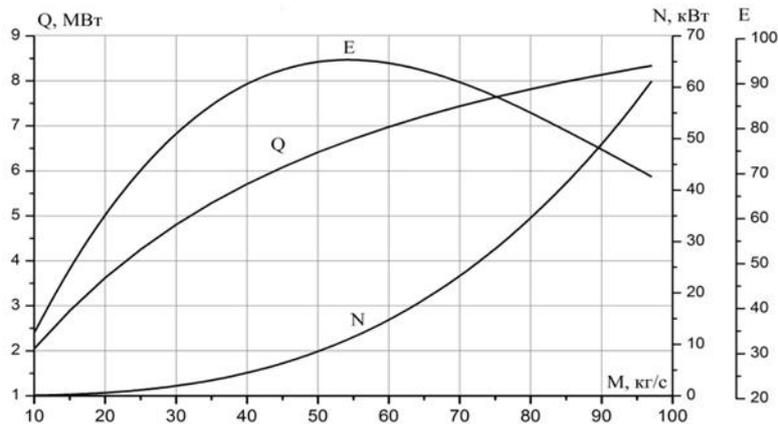


Рис. 2. Изменение теплопроизводительности, затрат мощности на прокачку газа, энергетического коэффициента в зависимости от расхода газа

Наиболее выгодным с этой точки зрения считается аппарат, имеющий $E = E_{\max}$, причем для каждого типа теплообменного аппарата существует расход газа, для которого коэффициент E наибольший. Из рис. 2 видно, что оптимальный расход газа для АВО фирмы «Крезолуар» составляет 55 кг/с при котором $E_{\max} = 95$.

Влияние расхода газа и условий охлаждения (температуры газа на входе в АВО и температуры наружного воздуха) на изменение коэффициента E представлены на рис. 3. Расчет проводился при постоянной температуре газа на входе в аппарат $t_1 = 50$ °C, температура наружного воздуха τ_1 варьировалась от -30 до 40 °C, а расход газа изменялся от 20 до 90 кг/с. Анализ результатов расчетов показал, что при увеличении разности температур ($t_1 - \tau_1$) между газом и

воздухом, коэффициент энергетической эффективности значительно возрастает при переменном расходе природного газа и появляются участки для M , где E достигает максимальных значений.

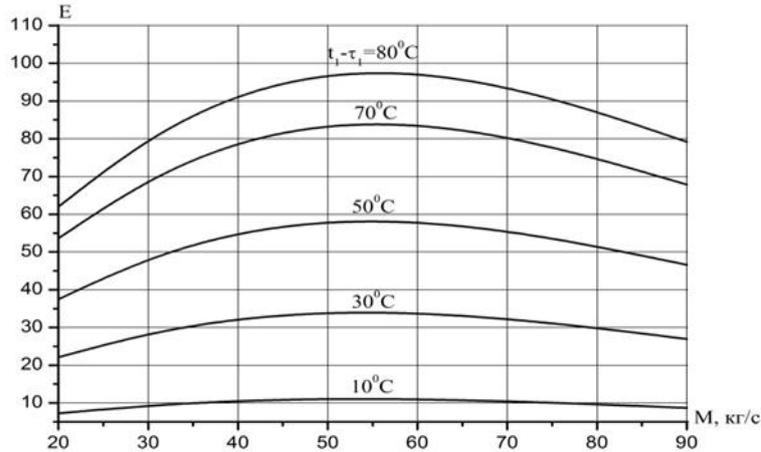


Рис. 3. Изменение энергетического коэффициента в зависимости от расхода газа и температурного напора

На рис. 4 представлено изменение теплового потока в зависимости от разности температур между газом и воздухом при разных расходах газа.

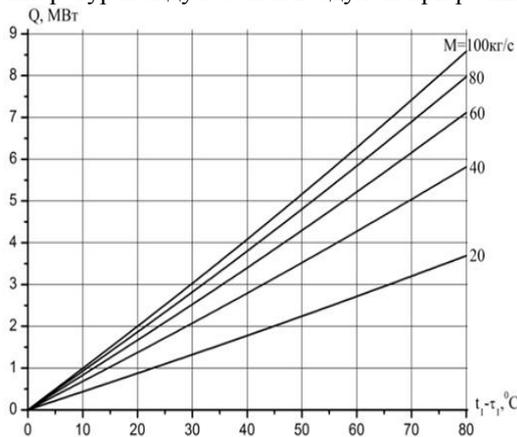


Рис. 4. Изменение теплового потока в зависимости от разности температур между газом и воздухом при разных расходах газа

На основании этих же расчетов построен график, при помощи которого при заданных температурах наружного воздуха и природного газа на входе в аппарат можно определить температуру газа на выходе из АВО фирмы «Крезо-Луар» (рис. 5), что позволит обслуживающему персоналу КС оперативно управлять температурным режимом транспорта газа, а также поддерживать заданную t_2 на выходе из АВО. Все это дает возможность снизить энергетические затраты на охлаждение газа.

Проделанный параметрический анализ позволит быстро выбрать оптимальный тип теплообменного аппарата с наибольшим коэффициентом энергетической эффективности, что весьма важно, особенно для северных районов.

Список литературы:

1. Бахмат Г.В., Еремин Н.В., Степанов О.А. Аппараты воздушного охлаждения газа на компрессорных станциях. – СПб.: Недра, 1994.
2. Степанов О.А., Ли В.Л. Тепловой и гидравлический расчет теплообменного аппарата воздушного охлаждения: Методические указания. – Тюмень: ТюмГАСА, 2002.
3. Бажан П.И., Каневец Г.Е., Селиверстов В.М. Справочник по теплообменным аппаратам. – М.: Машиностроение, 1989.
4. Голдаев С.В. Практикум по надежности и оптимизации систем теплоэнергоснабжения: Учебное пособие. – Томск. Издательство ТПУ, 2005.

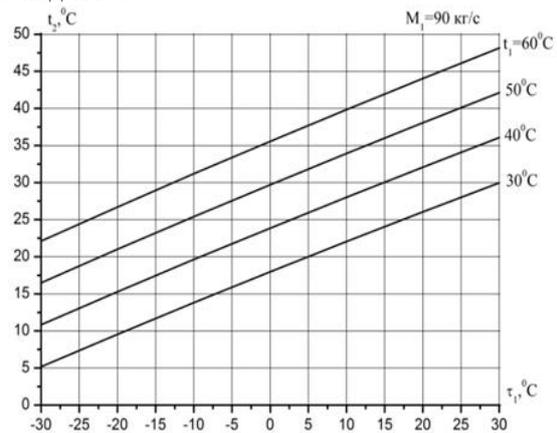


Рис. 5. Влияние температуры газа и воздуха на температуру газа на выходе из аппарата

Результаты моделирования распределения топливозоловых частиц в низкотемпературной вихревой топке.*Л.Ю. Родина, Б.В. Лебедев**Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**E-mail: rodina_lubov@sibmail.com*

Рассмотрен котле БКЗ-220-100, реконструированный в 2003 г. на низкотемпературную вихревую технологию сжигания подмосковного бурого угля. С помощью метода математического моделирования получено распределение массовых концентраций твердых частиц в нижней части НТВ-топки. Представлена зависимость массы коксовых частиц от скорости горелочного дутья. Сделан вывод о том, что максимальные значения массы золовых частиц приходятся на скорость горелочного дутья равную 15 м/с при скорости нижнего дутья 10 м/с.

Котельный агрегат БКЗ-220-100, изготовленный на Барнаульском котельном заводе, реконструирован на низкотемпературную вихревую (НТВ) технологию для сжигания подмосковного бурого угля в 2003 году. Применение нового НТВ способа сжигания позволяет снизить температуру в топке, углубить помол угольной пыли, увеличить время пребывания частиц в топке за счет многократной циркуляции в вихре с горизонтальной осью вращения, а также обеспечить устойчивое воспламенение и горение топлива без подсветки газом и мазутом.

Схема пылеприготовления рассматриваемой котельной установки – индивидуальная, с прямым вдуванием. Установлены 4 молотковых мельницы ММТ 1300/2030/735 с инерционными сепараторами пыли, сушильным агентом является горячий воздух. Работа системы пылеприготовления осуществляется под избыточным давлением 200 мм вод. ст. Для поступления пылевоздушной смеси в топку котельного агрегата предусмотрена установка 8 устройств подачи пылевоздушной смеси на нижней образующей фронтального выступа [1]. Горелки повернуты вниз под углом 45° к горизонту. Крайние устройства подачи пылевоздушной смеси повернуты к центру в горизонтальной плоскости на угол 5°. Смесь топлива и первичного воздуха подается через центральный канал горелки, вторичный воздух подается по периферии.

При исследовании режимных параметров на основе математического моделирования [2] получено распределение массовых концентраций топливозоловых частиц в нижней части топки, которые представлены на рисунках 1а, 1б, 1в, 1г, где можно выделить зоны максимальных и минимальных концентраций.

Движение топливозоловых частиц в вихревой зоне определяется уровнем скоростей в горелках (первичное и вторичное дутье) и нижнего дутья (в устье холодной воронки). Под действием центробежных сил вихря и силы тяжести формируется повышенная концентрация по направлению горелочных струй к заднему экрану и на обеих скатах холодной воронки. Центральная часть вихря имеет застойную зону обедненную твердыми частицами.

При исследовании исходная пыль по фракционному составу была разделена на пыль крупного, среднего и мелкого помола [3].

На рисунке 1 показаны распределения топливозоловых частиц в НТВ топке для различной тонины помола топлива в продольном сечении по оси горелок.

При анализе рисунков 1а можно наблюдать, что концентрация частиц топлива имеет максимальное значение на выходе из горелки, на заднем скате холодной воронки, на фронтальном скате холодной воронки, на вертикальном участке фронтального ската и находится в промежутке с концентрацией от 0,14 кг/кг до 0,205 кг/кг. Наименьшая концентрация частиц топлива находится в центре вихревого потока и выше уровня горелок находится в промежутке с концентрацией от 0 кг/кг до 0,07 кг/кг. Для крупной фракции с увеличением скорости нижнего дутья концентрация возрастает по всему вихревому потоку. При увеличении скорости нижнего дутья и первичного дутья концентрация в вихревом потоке снижается, так как наблюдается вынос частиц в прямооточную часть факела.

Для мелкой фракции наибольшая концентрация для нижнего дутья со скоростью 10 м/с находится на заднем скате холодной воронки, на выходе из горелки и на фронтальном скате холодной воронки и составляет от 0,14 кг/кг до 0,205 кг/кг. Наименьшая концентрация частиц топлива находится в центре вихревого потока и выше уровня горелок находится в промежутке с концентрацией от 0 кг/кг до 0,07 кг/кг. Для нижнего дутья со скоростью 25 м/с находится на заднем скате холодной воронки, на выходе из горелки и на вертикальном участке фронтального ската и составляет от 0,14 кг/кг до 0,205 кг/кг. Наименьшая концентрация частиц топлива

находится в центре вихревого потока и выше уровня горелок находится в промежутке с концентрацией от 0 кг/кг до 0,07 кг/кг.

Если сравнивать характеристики концентраций для разных размеров частиц, то видно, что наилучшее вихревое движение потока будет при крупной фракции частиц, что способствует лучшему их выгоранию, чем для мелкой фракции. Для последнего случая частицы будут потоком газов выноситься вверх, так как они имеют меньшую массу относительно крупной фракции.

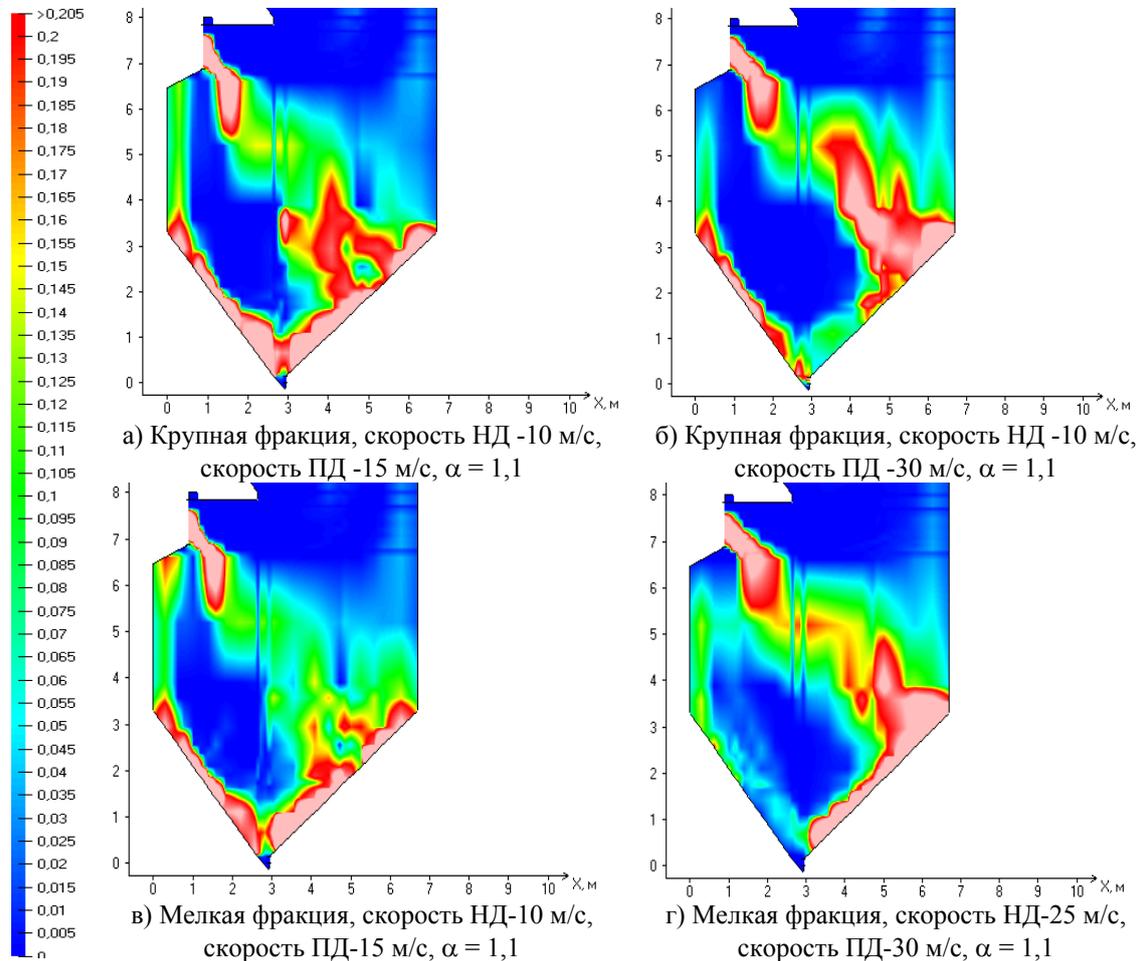


Рис. 1. Концентрация твердых частиц в нижней части НТВ топки

Концентрация твердых частиц в вихревой зоне больше при более грубой исходной пыли.

При изучении аэродинамической картины топочной камеры важную роль играет концентрация твердых частиц, которая представлена в виде графика зависимости массы частиц в топке от скорости горелочного дутья на рисунке 2.

Содержание массы твердых частиц (рисунок 2) по высоте топки изменяется от 289 кг до 204 кг на выходе из топки. Максимальная масса твердых частиц для первого варианта достигается при скорости горелочного дутья 15 м/с и составляет 289 кг. Сначала масса твердых частиц падает с 289 кг до 225 кг при скорости 20 м/с. Затем масса изменяется от 225 кг до 238 кг.

Содержание минеральной части по высоте топки изменяется от 240 кг до 166 кг на выходе из топки. Максимальная минеральной части для первого варианта достигается при скорости горелочного дутья 15 м/с и составляет 240 кг. Сначала минеральной части падает с 240 кг до 166 кг при скорости 15 м/с. Затем масса изменяется от 166 кг до 144 кг.

Содержание массы коксовых частиц по высоте топки изменяется от 48 кг до 72 кг на выходе из топки. Максимальная массы коксовых частиц для первого варианта достигается при скорости горелочного дутья 15 м/с и составляет 72 кг. Минеральной части падает с 72 кг до 59 кг при скорости 25 м/с.

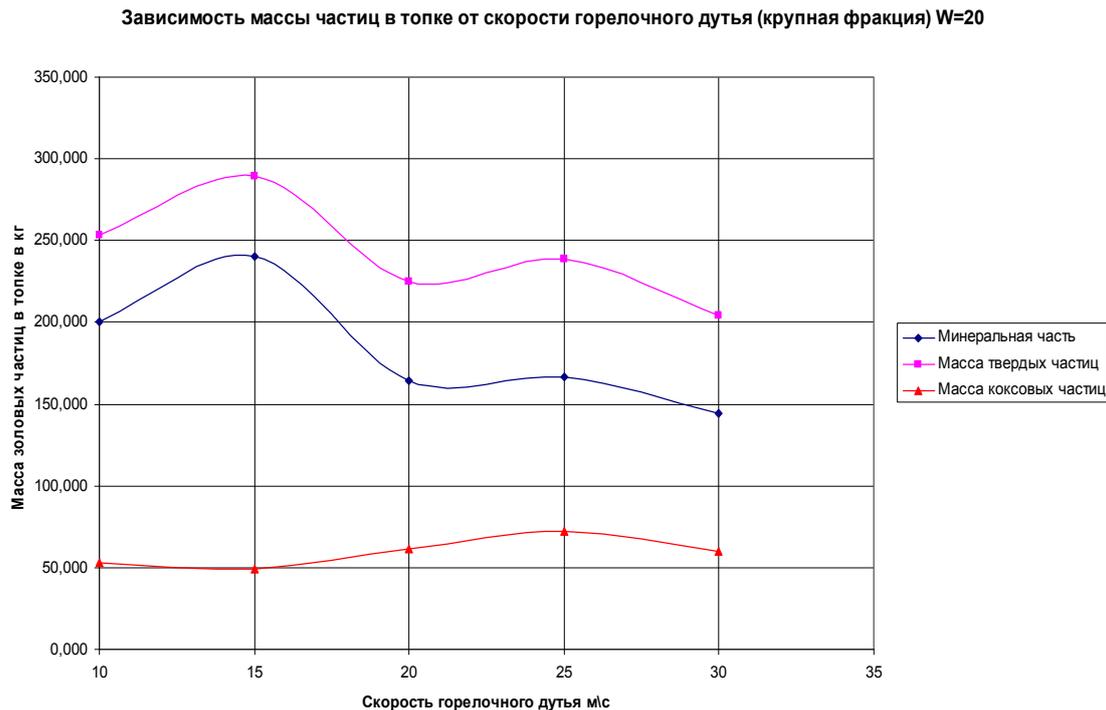


Рис 2. Зависимость массы коксовых частиц в топке от скорости горелочного дутья при НД-10

Максимальное значение массы твердых частиц в топке приходится на скорость горелочного дутья равную 15 м/с при скорости нижнего дутья 10 м/с. Масса топыризовых частиц в топке задается исходным фракционным составом пыли и зависит от аэродинамики в нижней части топки, которая определяется соотношением скоростей горелочного и нижнего дутья.

Список литературы:

1. Лебедев Б.В. Загорин А.С. Распределение минеральной части угля в горизонтальном вихревом низкотемпературном факеле // Известия Томского политехнического университета. - 2009. - №5, Том 315 - С.15-20
2. Бубенчиков А.М., Старченко А.В., Численные модели динамики и горения аэродисперсных смесей в каналах. Томск: Изд. Том. ун-та, 1998. – 236 с.
3. Родина Л.Ю., Лебедев Б.В. Оценка роли влияния фракционного состава пыли на процессы а НТВ топке. XVII Международная научно-практическая конференция студентов и молодых учёных «Современные техника и технологии» (СТТ-2011). Томск: ТПУ, 2001.

УДК 620.9:662.92; 658.264

Оценка энергоэффективности системы централизованного теплоснабжения

А.А. Середкин

Забайкальский государственный университет, г. Чита, Россия

E-mail: aleksandr-ns@mail.ru

Показана возможность расчета энергоэффективности объектов комплекса «ТЭЦ-Потребитель». Приведены критерии оценки энергоэффективности рассматриваемого комплекса. Сформулированы предложения по повышению энергоэффективности комплекса.

Комплексная оценка энергоэффективности комплекса «ТЭЦ-Потребитель» не возможна без организации учета тепла у подавляющего числа потребителей. При полноценной организации учета тепла у потребителей для оценки энергоэффективности комплекса «ТЭЦ-Потребитель» можно предложить комплексные критерии оценки энергоэффективности рассматриваемого

комплекса - КПД комплекса «ТЭЦ-Потребитель» и удельный расход условного топлива на полезно использованную теплоту у потребителя.

Расчетный КПД комплекса «ТЭЦ-Потребитель» по использованию тепла:

$$\eta_{\text{ТЭЦ-ПОТР}}^{\text{РАСЧ}} = \frac{Q_{\text{П}}^{\text{РАСЧ}}}{b_{\text{Т}}^{\text{РАСЧ}} \cdot Q_{\text{Т}}^{\text{РАСЧ}} \cdot Q_{\text{Н}}^{\text{P}}} = \frac{Q_{\text{П}}^{\text{РАСЧ}}}{b_{\text{Т}}^{\text{РАСЧ}} \cdot Q_{\text{Т}}^{\text{РАСЧ}} \cdot 8,14}.$$

Фактический КПД комплекса «ТЭЦ-Потребитель» по использованию тепла:

$$\eta_{\text{ТЭЦ-ПОТР}}^{\text{ФАКТ}} = \frac{Q^{\text{ФАКТ}}}{b_{\text{Т}}^{\text{ФАКТ}} \cdot Q_{\text{Т}}^{\text{ФАКТ}} \cdot Q_{\text{Н}}^{\text{P}}} = \frac{Q^{\text{ФАКТ}}}{b_{\text{Т}}^{\text{ФАКТ}} \cdot Q_{\text{Т}}^{\text{ФАКТ}} \cdot 8,14},$$

где: $Q_{\text{П}}^{\text{РАСЧ}}$ - расчетное теплоснабжение, $\text{МВт} \cdot \text{ч}$, определяется как сумма расчетных значений количества тепловой энергии на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий за рассматриваемый период и продолжительности рассматриваемого периода (месяц, отопительный период, год); $Q^{\text{ФАКТ}}$ - количество теплоты, доведенной до потребителя, $\text{МВт} \cdot \text{ч}$, определяемое по показаниям приборов учета тепловой энергии у потребителей за рассматриваемый период (при 100 % оснащенности системами учета тепловой энергии); $b_{\text{Т}}^{\text{РАСЧ}}, b_{\text{Т}}^{\text{ФАКТ}}$ - расчетный и фактический удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии на ТЭЦ, $\frac{m}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}$; $b_{\text{Т}}^{\text{РАСЧ}}$ - определяется как средний нормативный и $b_{\text{Т}}^{\text{ФАКТ}}$ как средний фактический за рассматриваемый период; $Q_{\text{Т}}^{\text{РАСЧ}}$ - расчетное количество теплоты отпущенной с ТЭЦ, $\text{МВт} \cdot \text{ч}$, по графику отпуска тепла с ТЭЦ за рассматриваемый период; $Q_{\text{Т}}^{\text{ФАКТ}}$ - фактическое количество теплоты отпущенной с ТЭЦ, $\text{МВт} \cdot \text{ч}$, определяется по показаниям приборов учета тепловой энергии на ТЭЦ за рассматриваемый период; $Q_{\text{Н}}^{\text{P}} = 8,14$ – низшая теплота сгорания условного топлива, $\frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{m}$.

Расчетный удельный расход условного топлива на полезно использованную теплоту у потребителя, $\frac{m}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}$,

$$b_{\text{ТЭЦ-ПОТР}}^{\text{РАСЧ}} = \frac{1}{Q_{\text{Н}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{ТЭЦ-ПОТР}}^{\text{РАСЧ}}} = \frac{b_{\text{Т}}^{\text{РАСЧ}} \cdot Q_{\text{Т}}^{\text{РАСЧ}}}{Q_{\text{П}}^{\text{РАСЧ}}},$$

Фактический удельный расход условного топлива на полезно использованную теплоту у потребителя, $\frac{m}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}$,

$$b_{\text{ТЭЦ-ПОТР}}^{\text{ФАКТ}} = \frac{1}{Q_{\text{Н}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{ТЭЦ-ПОТР}}^{\text{ФАКТ}}} = \frac{b_{\text{Т}}^{\text{ФАКТ}} \cdot Q_{\text{Т}}^{\text{ФАКТ}}}{Q^{\text{ФАКТ}}},$$

где: $Q_{\text{Н}}^{\text{P}} = 8,14$ – низшая теплота сгорания условного топлива, $\frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{m}$;

На основании разницы значений $b_{\text{ТЭЦ-ПОТР}}^{\text{ФАКТ}}$ и $b_{\text{ТЭЦ-ПОТР}}^{\text{РАСЧ}}$ при низкой энергоэффективности комплекса, определяется потенциал энергосбережения путем расчета величины перерасхода топлива на ТЭЦ, m ,

$$\Delta B = (b_{\text{ТЭЦ-ПОТР}}^{\text{ФАКТ}} - b_{\text{ТЭЦ-ПОТР}}^{\text{РАСЧ}}) \cdot Q^{\text{ФАКТ}}.$$

Для повышения энергоэффективности рассматриваемого комплекса «ТЭЦ-Потребитель» города Читы можно предложить следующие направления работы:

1. Организация учета тепловой энергии на вводах в существующие здания, в новостройках дополнительно предусматривать проектом поквартирный учет;

2. Проведение энергоаудита как можно большего числа потребителей тепла, особенно в бюджетной сфере;
3. Составление и регулярное обновление энергетических паспортов новостроек и существующих зданий, с указанием фактических классов энергоэффективности;
4. Постепенная модернизация ограждающих конструкций существующих зданий с целью повышения класса их энергоэффективности (капитальный ремонт с утеплением, устройство вентилируемых фасадов и т.п.);
5. Установка систем автоматического регулирования и модернизация теплообменного оборудования систем ГВС у потребителей тепла;
6. Устранение утечек сетевой воды и сверхнормативных потерь тепла через изоляцию в тепловых сетях;
7. Повышение КПД основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ и котельных, увеличение доли комбинированной выработки электроэнергии.

Таким образом, реализация вышеназванных мероприятий позволит практически полностью исключить сверхнормативные потери тепла. Дальнейший рост тарифов на тепловую энергию создаст потребителям экономические стимулы к энергосбережению. С теплоснабжающих же организаций, будет необходимо требовать выдерживать расчетные критерии энергоэффективности в комплексе с оптимальными тарифами для потребителей. Контроль в этом вопросе за теплоснабжающими организациями могут выполнять соответствующие энергонадзорные структуры ответственные за энергосбережение.

УДК 536.2, 622.692.4.058

Моделирование нестационарной температуры теплоносителя в трубопроводе с разрушенными участками тепловой изоляции

О.С. Симонова, В.С. Логинов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Скорость коррозионных процессов в трубопроводах тепловых сетей во многом зависит от выбора основного конструкционного материала стали от низколегированных до высоколегированных. При эксплуатации трубных систем в результате термических и физико-химических воздействий возникают фазовые превращения, которые изменяют свойства сталей и приводят к резкой неоднородности внутренних зональных напряжений. Статистика повреждений труб котлов свидетельствует [1]: дефект металла – 25%, дефекты изготовления – 20%, термоусталостной коррозии – 20%, газовой коррозии – 20%, тепловому перегреву из-за нарушения водно-химического режима и отложений – 15%. За 20-30 тыс. часов эксплуатации температура труб повышается на 80 -100 °С, и при температурах 540 – 550 °С происходит образование продольных коррозионно-усталостных трещин и свищей при плотности тепловых потоков 30 -40 Вт/см² [2, 3]. В [4] решена стационарная задача конвективного переноса теплоты теплоносителем в трубопроводе с антикоррозионным покрытием с учетом теплопередачи в окружающую среду.

Точное аналитическое решение нестационарной задачи конвективного теплообмена:

$$\frac{d\mathcal{G}}{d\tau} + u \frac{d\mathcal{G}}{dx} = -Bv(x, \tau), \quad \tau > 0, \quad 0 < x < L; \quad (1)$$

начальное условие

$$\mathcal{G}(\tau = 0, x) = \mathcal{G}_n, \quad (2)$$

граничное условие

$$\mathcal{G}(\tau, x = 0) = \mathcal{G}_0 \quad (3)$$

получить методом разделения переменных Фурье или интегральным преобразованием Лапласа затруднительно.

Здесь приняты следующие обозначения

$$\mathcal{G}(x, \tau) = T(x, \tau) - T_{жс},$$

$T(x, \tau)$, $T_{жс}$ - соответственно температуры теплоносителя и окружающей трубопровод среды, К;

$B = \frac{4k}{c_p \rho d_1}$, k - коэффициент теплопередачи, Вт/(м²К); c_p - удельная массовая изобарная

теплоемкость, Дж/(кг. К); ρ - плотность, кг/м³, u - скорость теплоносителя, м/с; τ - время, с; x -

продольная координата, м; L- длина трубопровода, м; d_1 - внутренний диаметр трубопровода, м.

Приближенное решение задачи (1) - (3) имеет вид:

$$T(x, \tau) \approx T_{жс} + (T_0 - T_{жс}) \left[1 - \exp\left(-\frac{2u\tau}{x}\right) \right] + (T_n - T_{жс}) \exp\left[-2\left(\frac{2k}{c_p \rho d_1} + \frac{u}{x}\right)\tau\right]. \quad (4)$$

Анализ решения (4):

1) при $\tau = 0$ $T(x, \tau) = T_n$;

2) при $x = 0$ $T(x, \tau) = T_0$,

т.е. полученное решение удовлетворяет краевым условиям.

Для установившегося во времени процесса теплообмена ($\partial T(x, \tau) / \partial \tau = 0$) решение дифференциального уравнения (1) с учетом граничного условия (3) имеет простой вид

$$T(x) = T_{жс} + (T_0 - T_{жс}) \exp\left(-\frac{4k}{c_p \rho u} \cdot \frac{x}{d_1}\right). \quad (5)$$

При $x \rightarrow \infty$ решение (4), (5) дают одинаковый результат $T(x) \rightarrow T_{жс}$, т.е. наступает термодинамическое состояние равновесия.

При решении задачи (1) – (3) было принято допущение, что переносом теплоты теплоносителем вдоль трубопровода пренебрегаем. С целью проверки этого допущения определим плотность теплового потока

$$q_\lambda = -\lambda \frac{\partial T}{\partial x} = 2u\tau \frac{\lambda_\tau}{x^2} \left((T_0 - T_{жс}) \exp\left(-2u\frac{\tau}{x}\right) - (T_n - T_{жс}) \exp\left(-2\left(2\frac{k}{c_p \rho d_1} + \frac{u}{x}\right)\tau\right) \right), \quad \text{Вт/м}^2$$

При проведении теплотехнических расчетов трубопровода важна локальная оценка тепловых потерь от теплоносителя через стенку трубопровода в окружающую среду

$$q = k[T(x, \tau) - T_{жс}].$$

В стационарном тепловом состоянии полные тепловые потери от теплоносителя в трубопроводе длиной L в окружающую среду будут равны

$$Q = k[\bar{T} - T_{жс}] \pi d_2 L.$$

$$\text{Здесь } \bar{T} = \frac{1}{L} \int_0^L T(x) dx = T_{жс} + (T_0 - T_{жс}) \cdot \left[1 - \exp\left(-\frac{4kL}{c_p \rho u d_1}\right) \right] \cdot \frac{c_p \rho u d_1}{4kL}.$$

Список литературы:

1. Антикайн П.А. Обеспечение надежной эксплуатации паровпроводов тепловых электростанций// Теплоэнергетика. – 2000. -№4. –С.2 -5.
2. Марковиченко Н.Ф., Соловей П.П. Пути повышения надежности поверхностей нагрева при сжигании низкокалорийного топлива/Надежность котельных поверхностей нагрева и актуальные вопросы теплообмена и гидродинамики: Сб.тезисов докладов заседания секции совета ГКНТ СССР. – Ленинград – Подольск. – 1984. – С.67-75.
3. Артамонцев А.И., Заворин А.С., Любимова Л.Л., Макеев А.А. Изменение внутренних напряжений в сечениях котельных труб при пластическом деформировании//IV семинар вузов Сибири и Дальнего Востока по теплофизике и теплоэнергетике. – Владивосток: изд. ДВГТУ, 2005. – С.35.
4. Любимова Л.Л., Ташлыков А.А., Макеев А.А., Артамонцев А.И.//Известия Томского политехнического университета. – 2006. Том 309. - № 6. –С.114-119.

Анализ тепловой схемы ТЭЦ с одноцилиндровыми турбинами различного давления

О.Ю. Ромашова, А.С.Смоляров

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

dieseloknv@gmail.com

Энергетика является одной из ведущих и наиболее высокоорганизованных отраслей народного хозяйства. Технологический процесс производства и распределения электрической и тепловой нагрузки достиг относительно высокой степени совершенства. В процессе развития

энергетики непрерывно повышается экономичность энергетических предприятий, что выражает в снижении затрат на производство и передачу тепловой и электрической энергии.

В данной статье предлагается способ повышения экономичности ТЭЦ путем проектирования ТЭЦ с одноцилиндровыми турбинами различного давления за место целостных турбин. Данная конструкция позволяет корректировать работу цилиндров различного давления, в зависимости от режима работы станции, путем отключения их, что позволяет нам достигать максимальной эффективности ТЭЦ.

Постановка задачи:

Провести анализ 2х тепловых схем ТЭЦ. Первая тепловая схема ТЭЦ содержит одну турбину, состоящую из цилиндров различного давления (на примере турбины ПТ-135-130). Будем рассматривать режим работы по тепловому графику с минимальным расходом в конденсатор для охлаждения, в этом режиме внутренняя мощность равна 0. Вентиляционный пропуск в конденсатор равен 5% от расхода пара на турбину (рис. 1).

Вторая тепловая схема ТЭЦ содержит три одноцилиндровые турбины различного давления (высокого, среднего и низкого давления). Тепловая схема ТЭЦ будет содержать коллектора, в которые попадает пар, а после с коллекторов попадать в турбины (рис. 2). Принимая потери на дросселирование при поступлении пара с коллектора к цилиндру давления турбины равными 5%, 7% и 10%, рассчитаем параметры 2х тепловых схем на разные режиме работы, а именно на теплофикационный и конденсационный режим работы.

В данной задаче будем принимать следующие допущения:

- Потери от выходных камер цилиндров до коллекторов не будем учитывать;
- Потерями давления в перепускных трубопроводах будем пренебрегать.

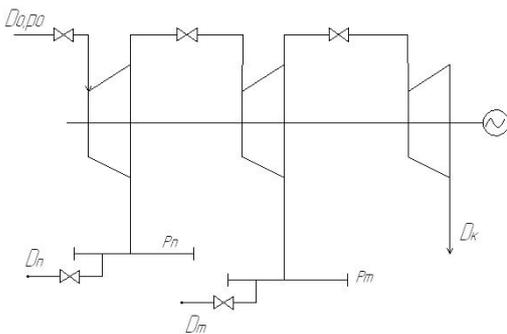


Рис. 1. Схематичное представление турбины типа ПТ

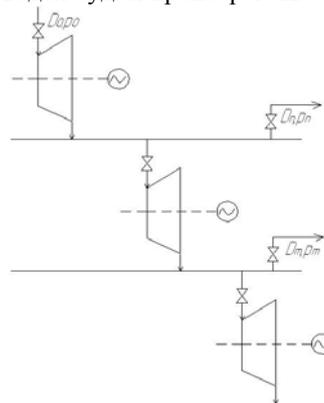


Рис. 2. Схематичное представление 3х турбин различного давления

Исходные данные: $P_0 = 13$ МПа; $t_0 = 540^\circ\text{C}$; $P_r = 0,12$ МПа; $P_n = 1,5$ МПа; $P_k = 0,004$ МПа; $D_k = 0,05D_0$; $Q_n = 200,36$ МВт; $Q_r = 120,04$ МВт.

Параметр, по которому будет производиться сравнения, является - q^3 (удельный расход теплоты по выработке электроэнергии турбоустановкой).

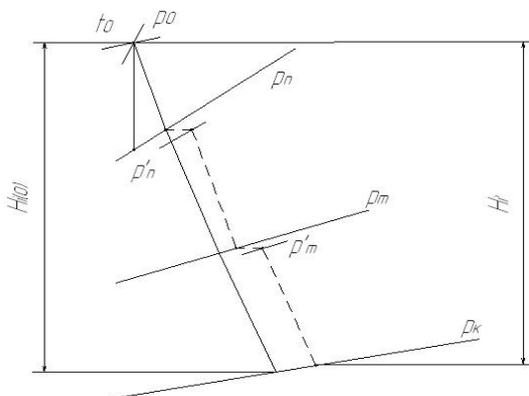


Рис. 3. Процессы работы пара в hs-диаграмме

Проведем расчет 2х схем в зимний период времени, когда турбины работают в теплофикационной загруженности. С помощью 2ой тепловой схемы мы можем отключать и включать цилиндры различного давления из работы, в зависимости от режима работы. Так как в конденсаторе слишком большие потери, то целесообразно отключить цилиндр низкого давления (рис. 2).

Таблица 1. Результаты расчетов в теплофикационном режиме

$\Delta p, \%$	$D_0, \text{кг/с}$	$H_i, \text{кДж/кг}$	$N_i, \text{МВт}$	$Q_{my}, \text{МВт}$	q^m
0	154,97	878,13	100,88	432,2	1,105
5	147,22	871,26	93,79	407,79	0,928
7	147,22	868,38	93,62	408,33	0,935
10	147,22	863,99	93,37	409,17	0,947

Проведем расчет 2х схем в летний период времени, когда турбины работают по конденсационному режиму работы, тем самым мы включаем в работу во 2ой схеме цилиндр низкого давления.

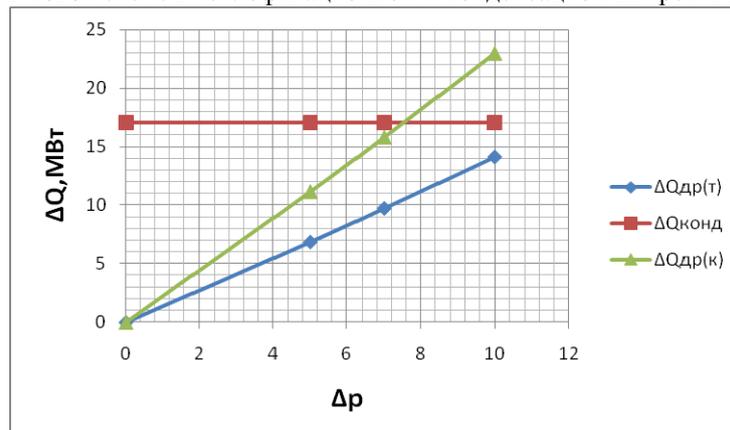
Таблица 2. Результаты расчетов в конденсационном режиме

$\Delta p, \%$	$D_0, \text{кг/с}$	$H_i, \text{кДж/кг}$	$N_i, \text{МВт}$	$Q_{my}, \text{МВт}$	q^k
0	154,97	1250,86	191,8	515,07	2,686
5	154,97	1239,68	190,08	515,07	2,709
7	154,97	1235,03	189,38	515,07	2,719
10	154,97	1227,86	188,27	515,07	2,736

Таблица 3. Изменение параметров в теплофикационном и конденсационном режиме при изменении потери при дросселировании

$\Delta p, \%$	$\delta H_i, \%$	$\delta N_i, \%$	$\delta Q_{my}, \%$	$\delta q, \%$
Теплофикационный режим работы				
5	0,78	7,03	5,65	16,02
7	1,11	7,19	5,52	15,39
10	1,61	7,45	5,33	14,29
Конденсационный режим работы				
5	0,89	0,89	-	0,86
7	1,27	1,26	-	1,23
10	1,84	1,84	-	1,86

Проанализируем соотношение вытесняемых потерь тепла в конденсаторе и потерь от дросселирования в новой схеме в теплофикационном и конденсационных режимах работы.

**Рис. 4.** График изменения потерь тепла от изменения потерь на дросселирование

Изменение потерь не является объективным критерием для сравнения 2х тепловых схем, так как при применении тепловых схем изменяется экономичность работы турбоустановки в зимнем и летнем режимах.

Сравним 2е тепловые схемы в годовом разрезе в зависимости от годового числа часов использования установленной мощности:

Принимаем годовое число часов использования $\tau_y = 6000$ ч.

Для сравнения выбираем критерий - ΔQ_0^{zod} - экономия (перерасход) годового количества тепла в свежем паре, которая определяется как

$\Delta Q_0^m + Q_0^k = \Delta Q_0^{zod}$, где ΔQ_0^m - экономия (перерасход) количества тепла в теплофикационном режиме работы турбины; Q_0^k - экономия (перерасход) количества тепла в конденсационном режиме работы турбины;

$$\Delta Q_0^k = \delta q_k \cdot \mathcal{E}_k,$$

$\Delta Q_0^m = \delta q_m \cdot \mathcal{E}_m$, где $\mathcal{E}_k, \mathcal{E}_m$ - годовая выработка электроэнергии в конденсационном и теплофикационном режимах работы турбины; $\delta q_k, \delta q_m$ - экономия (перерасход) удельного расхода теплоты по выработке электроэнергии турбоустановкой;

$$\mathcal{E}_m = N_m^0 \cdot \tau_{\max},$$

$\mathcal{E}_k = N_k^0 \cdot \tau_{\text{конц}}$, где N_m^0, N_k^0 - действительная мощность турбины в теплофикационном и конденсационном режимах работы в исходном варианте (без потерь на дросселирование); τ_{\max} - число часов использования максимальной тепловой мощности турбины в теплофикационном режиме работы; $\tau_{\text{конц}}$ - число часов работы турбины в конденсационном режиме работы;

$\tau_{\text{конц}} = \tau_y - \tau_{\max}$ - формула, связывающая $\tau_{\text{конц}}$ и τ_{\max} ;

Таблица №4 «Таблица результатов расчета»

Tmax	Qот (5%)	Qот (7%)	Qот (10%)	Qок (5%)	Qок (7%)	Qок (10%)
0	0	0	0	18497,5	36995,0	40212
1000	-17855,8	-17149,6	-15939,0	15414,6	30829,2	33510
2000	-35712,6	-34300,2	-31879,0	12331,7	24663,4	26808
3000	-53567,3	-51448,8	-47817,1	9248,8	18497,5	20106
4000	-71423,0	-68598,4	-63756,2	6165,8	12331,7	13404
5000	-89278,8	-85748	-79695,2	3082,9	6165,8	6702
6000	-107134,6	-102897,6	-95634,2	0	0	0

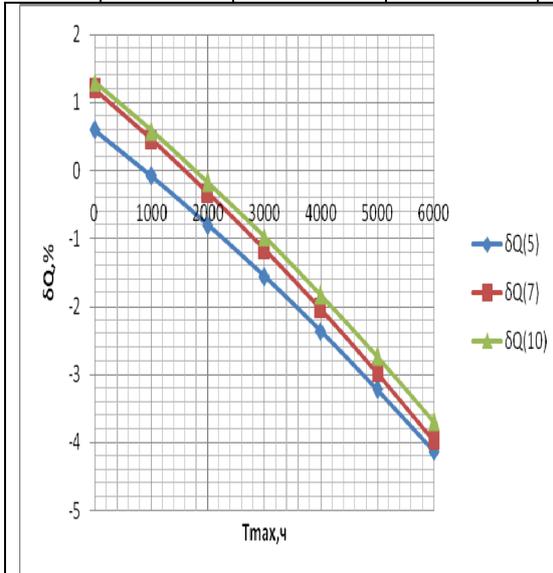


Рис. 5. График зависимости относительной экономии (перерасхода) тепла от числа часов использования максимальной тепловой мощности турбины

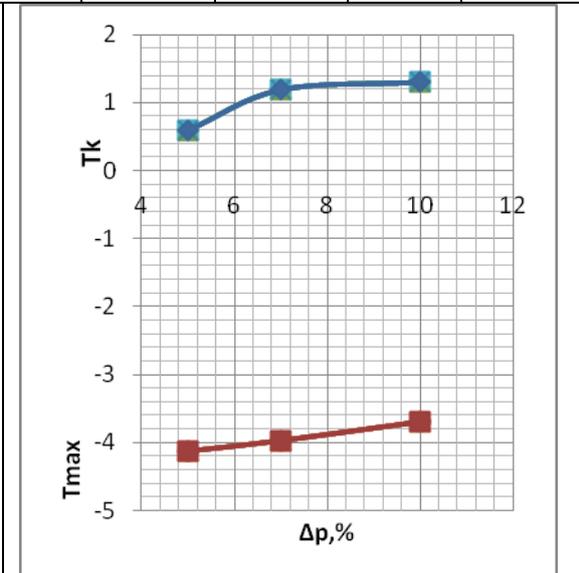


Рис. 6. График зависимости относительной экономии (перерасхода) тепла в конденсационном и теплофикационных режимах от изменения потерь на дросселирование

Графически получили, что переход к схеме с поперечными связями между цилиндрами дает экономию тепла (топлива) при числе часов использования максимальной тепловой мощности более 1000 часов (при 5% потерь на дросселирование) и 1900 часов (при 10% потерь на дросселирование). Увеличение потерь от дросселирования до 10% экономически оправдано при использовании турбины в режиме с максимальной тепловой мощности более 1900 часов.

УДК 621.039

Вопросы обеспечения безопасности при использовании ядерных технологий

*Б.П. Степанов, А.Н. Базарова**

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

** Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

ruslan-almira96@mail.ru

Мирное использование ядерных технологий является частью структуры современной жизни. Зачастую оно оказывается незаметным в таких применениях, как сохранение пищевых продуктов и медицинское лечение. Иногда вокруг него разгораются страсти, как в случае атомных электростанций, которые производят около 16-20 процентов мировой электроэнергии. Однако использование ядерных технологий должно быть безопасным. Это означает, что они должны использоваться так, чтобы не ставить под угрозу здоровье и безопасность людей, не оказывать неблагоприятного воздействия на окружающую среду и не создавать какой-либо иной ущерб.

Целью настоящей работы является анализ подходов по обеспечению безопасности при использовании ядерных технологий.

На сегодняшний день развитие ядерных технологий, рост их доступности вызывают основные проблемы:

- огромные запасы выделенных ядерных материалов, непосредственно пригодного для производства оружия массового уничтожения;
- накопленные ядерные мощности и возможность передачи технологии, в первую очередь, технологии обогащения урана и переработки отработавшего ядерного топлива, позволяющих нациям приблизиться к овладению ядерным оружием, вызывая потенциальную угрозу неконтролируемого распространения ядерных материалов.

В целом ядерные технологии имеют дело с расщепляющимися ядерными материалами, которые потенциально могут быть использованы в качестве материала для ядерных взрывных устройств. Поэтому одной из задач развития и использования ядерных технологий является обеспечение безопасности применяемых ядерных материалов на всех стадиях цикла технологий и сохранение риска на его нынешнем уровне с целью недопущения использования ядерных материалов в противозаконных целях [1].

В этой связи специфическая опасность деятельности, связанной с использованием ядерных материалов и радиоактивных веществ, определила особое внимание к формированию единого мирового подхода к обеспечению безопасности ядерных технологий. В документах МАГАТЭ, национальных Нормах и Правилах безопасности содержится подробное описание системы технических мер и организационных мероприятий, предпринимаемых для обеспечения безопасности использования ядерных технологий, такие как:

- обеспечение контроля за доступом к ядерным технологиям для предотвращения утраты и несанкционированных изъятия, владения, передачи и использования радиоактивного материала;
- обеспечение физической безопасности обращения с радиоактивными источниками и материалом;
- обеспечение контроля за радиационным облучением людей и выбросом радиоактивного материала в окружающую среду [2].

В мире лидирующие позиции в области организации международного сотрудничества ядерно-энергетических стран, сбора и анализа информации по общим направлениям развития, проблемам ядерной безопасности занимает МАГАТЭ. Агентство разрабатывает международные нормы безопасности, в которых рассматриваются вопросы обеспечения безопасного использования ядерных технологий, используемых для производства электроэнергии, и многочисленных источников излучения, используемых в таких применениях, как медицинская диагностика и лечение, стерилизация и разнообразная промышленная радиография [1].

В ноябре 2006 г. в серии изданий норм МАГАТЭ по безопасности опубликован документ категории основы безопасности – «Основные принципы безопасности». В обсуждаемом документе общая философия обеспечения безопасности, касающаяся всех аспектов деятельности МАГАТЭ, была изложена в виде десяти общих принципов. В обсуждаемом документе представлена основные цели безопасности, а также принципы и концепции безопасности, образующие основу норм безопасности МАГАТЭ и программ Агентства, связанных с безопасностью. Принципы безопасности обеспечивают основу для разработки требований и принятия мер по защите людей и охраны окружающей среды от радиоактивных рисков, а также по обеспечению безопасности ядерных технологий, использования излучений и радиоактивных источников, перевозку радиоактивного материала и обращение с радиоактивными отходами [3].

Для достижения основных цели безопасности должны выполняться соответствующие требования и предприниматься меры безопасности, которые разрабатываются на основе сформулированных десяти принципов безопасности:

1. Ответственность за безопасность.
2. Роль правительства.
3. Управление безопасностью.
4. Оправданность установок и видов деятельности.
5. Оптимизация защиты.
6. Ограничение индивидуального риска.
7. Защита нынешних и будущих поколений.
8. Предотвращение аварий.
9. Готовность на случай аварии.
10. Защитные мероприятия по уменьшению радиационных рисков.

Выше приведенные принципы безопасности могут применяться в соответствующих случаях на протяжении всего жизненного цикла всех ядерных технологий, используемых в мирных целях и в отношении защитных мер для уменьшения возможных радиационных рисков для населения.

В 2009 г. была опубликована новая структура стандартов МАГАТЭ по безопасности [4]. Действующая в настоящее время система стандартов, относящаяся к серии стандартов по безопасности (SSS), охватывает все виды ядерных технологий и деятельности.

На рис.1. представлена классическая пирамида новой структуры стандартов (SF-1) МАГАТЭ. На верху пирамиды находятся основы безопасности (Safety Fundamentals, SF), которые, как отмечалось выше, устанавливаются цели и принципы безопасности. Далее следуют общие требования по безопасности (General Safety Requirements, GSR), предъявляемые ко всем установкам и деятельности. Затем идут конкретные требования по безопасности (Specific Safety Requirements, SSR), применимые к конкретным установкам и деятельности. Замыкают пирамиду общие руководства по безопасности (General Safety Guides, GSG), которые предназначены для всех установок и деятельности, и конкретные руководства по безопасности (Specific Safety Guides, SSG), применимые к конкретным установкам и деятельности [5].

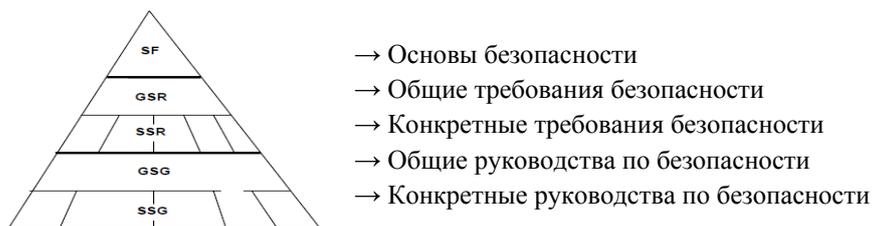


Рис. 1. Пирамида структуры стандартов МАГАТЭ по безопасности

В соответствии со стандартом, существуют общие требования по безопасности:

- правительственная, законодательная и регулирующая основа безопасности;
- руководство и управление в целях безопасности;
- радиационная защита и безопасность радиационных источников;
- обращение с радиоактивными отходами перед захоронением;
- оценка безопасности для установок и деятельности;
- вывод из эксплуатации и прекращение деятельности;
- аварийная готовность и реагирование.

Кроме того, в указанном стандарте рассмотрены общие и конкретные руководства по безопасности ядерных технологий и следующих видов деятельности:

- атомные электростанции;
- исследовательские реакторы;
- установки ядерного топливного цикла;
- установки захоронения радиоактивных отходов;
- радиационные источники;
- добыча и переработка руды;
- транспортировка радиоактивных материалов.

В настоящее время особое значение приобретают надзор за распространением ядерных технологий и установление международного контроля ядерного топливного цикла (ЯТЦ).

Нормы МАГАТЭ по безопасности рассматриваются в качестве эталона, который отражает международный подход в отношении того, что является основой высокого уровня безопасности для защиты людей и охраны окружающей среды от вредного воздействия радиоактивных веществ. На конференции по ядерной безопасности на уровне министров, состоявшейся 20-24 июня 2011 года, была подчеркнута важность принятия более активных национальных и международных мер по обеспечению самого высокого и самого строгого уровня ядерной безопасности на основе норм МАГАТЭ по безопасности, которые следует постоянно анализировать, совершенствовать и максимально широко и эффективно внедрять [6].

Таким образом, в процессе проделанной работы при изучении международных документов проведен анализ возможных подходов к реализации мероприятий обеспечению безопасности при использовании ядерных технологий. Установлено, что современные подходы по обеспечению безопасности применяемых ядерных технологий, являются необходимым и обязательным компонентом в вопросах обоснования безопасного развития атомной энергетики.

Список литературы:

1. Международное агентство по атомной энергии. МАГАТЭ за работой. 2004. –http://www.un.org/russian/ga/iaea/iaea_at_work.pdf
2. Международное агентство по атомной энергии. Основополагающие принципы безопасности. Серия норм МАГАТЭ по безопасности. № SF-1. Вена, 2007 г.
3. Исаев А. Н. Обобщенные принципы безопасности // Атомная техника за рубежом. 2007. №4.
4. Structure of the IAEA safety standards and current status. Vienna, May 2009. – <http://www-ns.iaea.org/downloads/standards/status.pdf>
5. Long term structure of the IAEA standards and current status. Vienna, October 2011. - <http://www-ns.iaea.org/downloads/standards/status.pdf>
6. Конференция МАГАТЭ по ядерной безопасности на уровне министров. Доклад Генерального директора. 20-24 июня 2011. - <http://www.iaea.org>

УДК 621.039.54

Классификация основных дефектов тепловыделяющих элементов, причины и статистика

*А.В. Власов, А.В. Кузьмин, В.Ю. Рождествен**

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

**ОАО «Концерн Росэнергоатом», Калининская АЭС, г. Удомля, Россия*

E-mail: kuzminav@tpu.ru, criticalmazz@mail.ru

Подчеркиваются важные причины снижения коэффициента использования установленной мощности современных АЭС с легководными реакторами. Представлена существующая классификация дефектов тепловыделяющих элементов ВВЭР, PWR и BWR. Рассмотрены основные особенности и факторы, определяющие характер процесса возникновения дефектов. Дается статистика существующих дефектов в связи, с чем ставится вопрос о пересмотре требований к стандартным режимам и операциям.

Зачастую основной из причин сравнительно невысоких значений коэффициента установленной мощности (КИУМ) являются статистически неопределенно возникающие повреждения тепловыделяющих сборок (ТВС) из-за дефектов оболочек тепловыделяющих элементов (ТВЭЛ) [1].

Весьма значительными факторами увеличения КИУМ являются [2]:

- уменьшение затрат времени на контроль герметичности оболочек (КГО) во время плановой перегрузки топлива в случае наличия в топливной загрузке ТВС с поврежденными твэлами;
- и предотвращение внепланового останова из-за превышения активности осколков деления в теплоносителе сверх установленного эксплуатационного предела.

Современные дефекты твэлов

На начальных этапах развития атомной энергетики операторы сталкивались с большим числом инцидентов, связанных с повреждениями ТВС и твэл. По мере совершенствования этих важнейших элементов ядерного реактора изменялись и причины их повреждений. Некоторые дефекты практически сошли к минимуму, например, появляющиеся вследствие взаимодействия топлива с оболочкой или полученные при производстве и транспортировке твэлов. В то же время нужно отметить, что увеличилась доля повреждений твэлов из-за дебрис-частиц и вследствие прочих неопознанных факторов. Также наблюдается множество «вторичных» дефектов, формирующихся под воздействием теплоносителя, проникшего внутрь твэла через первичный дефект: хрупкий отрыв заглушек, сквозные визуально регистрируемые трещины, а также гидридные пятна, распространяющиеся на наружную поверхность оболочек.

В результате послереакторных обследований облученных ТВС как в наши дни [3], так и по материалам исследования дефектов на ранних этапах развития атомной энергетики [4,5], выделяют следующие механизмы повреждения твэл [1, 6]:

- фреттинг решетка-твэл (GTRF – Grid-To-Rod Fretting);
- повреждения из-за дебрис-частиц (Debris fretting);
- локальная коррозия, вызванная отложениями (CILC – Cruel-Induced-Localized-Corrosion);
- взаимодействие таблетки с оболочкой (PCI – Pellet-Cladding Interaction);
- изменение формы и размеров твэл при эксплуатации (Rod bow);
- вторичные дефекты.

Рассмотрим основные особенности этих дефектов.

Особенности фреттинга решетка-твэл (GTRF). Материалы решеток ТВС имеют тенденцию к росту, что ведет к релаксации пружин ячейки решетки и тем самым, к ослаблению поддержки твэлов. В результате твэлы, вибрирующие в потоке теплоносителя, будут изнашиваться.

Наиболее важными факторами, определяющими характер данного механизма повреждения, являются [6]:

- 1) контакт с поверхностями элементов решетки;
- 2) трение между решеткой и твэлом;
- 3) амплитуда и частота вибрации конструкции;
- 4) рост решетки и размерная стабильность;
- 5) характеристики ячейки решетки.

Особенности влияния дебрис-частиц. Присутствие в теплоносителе первого контура посторонних предметов приводит к повреждению твэл за счет механического воздействия на оболочку.

Определяющими характер воздействия дебриса являются [6]:

- 1) наличие и характер механических загрязнителей;
- 2) место локализации скоплений механических загрязнителей.

Основные условия коррозии, вызванной отложениями. Продукты коррозии, циркулирующие в теплоносителе, оседают на оболочках в местах с большим тепловыделением и, накапливаясь в некоторых случаях в значительных количествах, уменьшают теплопередачу, увеличивают локальную температуру оболочки и ускоряют коррозию. Определяющими характер механизма повреждения являются совокупность эксплуатационных химических и теплотехнических режимов [6]:

- 1) локальная температура и варианты теплопередачи твэла;
- 2) величина и степень недогретого пузырькового кипения на топливе PWR и скорость отложения на топливе;
- 3) основные источники продуктов коррозии;
- 4) воздействие химического состава теплоносителя на коррозию и отложения;
- 5) скорость коррозии материала оболочки.

Взаимодействие таблетки топлива с оболочкой. Механическое взаимодействие таблетки с оболочкой связано с дефектами в таблетке или оболочке, например с нарушением

поверхности таблетки (missing pellet surface - MPS), которое создает в оболочке избыточное напряжение. Быстрые изменения локальной мощности вызывают расширение таблетки, что вместе с этим избыточным напряжением оболочки может привести к ее повреждению. Другой тип взаимодействия таблетки с оболочкой – растрескивание оболочки в результате коррозии под напряжением. Высокие уровни мощности интенсифицируют выделение газообразных продуктов деления. Сплавы циркония имеют коррозионную неустойчивость к йоду. Присутствие йода вокруг оболочки в таких условиях ускоряет ее растрескивание из-за коррозии под напряжением. При запуске реактора из-за быстрого изменения мощности может также иметь место PCI-эффект. Определяющими механизмом повреждения являются [6]:

- 1) значение и скорость изменения локального энерговыделения;
- 2) качество таблетки – форма таблетки, плотность;
- 3) качество оболочки – материал оболочки, характер химического взаимодействия с продуктами деления.

Изменение формы и размеров твэла при эксплуатации. Под действием совокупности температурных, механических и радиационных факторов в ходе эксплуатации происходит изменение геометрических параметров твэла. Выделяют следующие нарушения [7]:

- смятие оболочек;
- эффект удлинения твэлов.

Определяющими характер процесса изменения геометрических параметров твэла причинами являются [6, 7]:

- 1) радиационное уплотнение таблеток;
- 2) форма торцов таблетки;
- 3) исходные производственные допуски в оболочках на овальность и на эксцентриситет;
- 4) технология производства оболочек твэлов – режимы холодной деформации и термообработки;
- 5) давление теплоносителя.

Вторичные дефекты. Данный класс дефектов, обусловлен проникновением воды через первичные дефекты и дальнейшими повреждениями оболочки в результате окисления внутренней поверхности оболочки и локального гидрирования.

Статистика по причинам повреждения твэлов

Работы по улучшению эксплуатационных характеристик топлива отразились крупномасштабными работами зарубежных производителей топлива и эксплуатирующих АЭС предприятий [1, 6]:

- Robust Fuel Program в 1998 г;
- Fuel Integrity Initiative в 2005 г.

По данным, накопленным на АЭС США за 2000-2010 гг., наиболее часто наблюдаются повреждения топлива, обусловленные такими причинами, как коррозия и отложения продуктов коррозии, фреттинг, взаимодействие топлива и оболочки (рис. 1) [1].

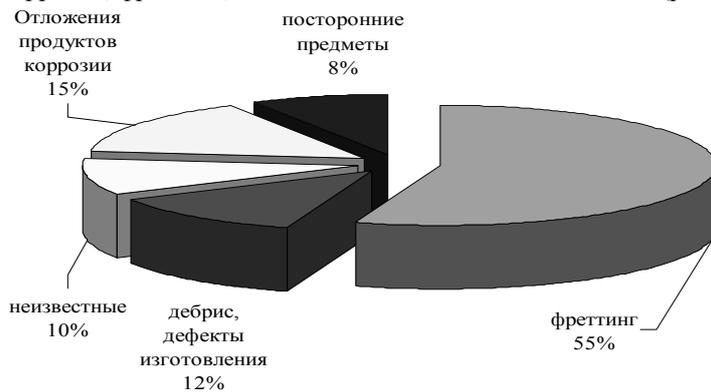


Рис. 1. Причины повреждения твэлов на АЭС США 2000-2010гг

В результате функционирования «Программы по надежности топлива» (Fuel Reliability Program – FRP, Electrical Power Research Institute - EPRI) создана база данных по надежности топлива (Fuel Reliability Database - FRED). По статистике среди механизмов повреждений топлива на PWR США (69

энергблоков) в период 2000-2008 гг. 77% составляет фреттинг решетка-твэл (GTRF), 12% - повреждение из-за дебрис-частиц, дефектов изготовления, коррозии и взаимодействия таблетки с оболочкой (PCI), 11% определены как «неизвестные». По данным FRED, в других странах процент повреждений топлива PWR из-за GTRF (34%) меньше, чем в США. Это различие объясняется быстрым внедрением более стойких топливных проектов и меньшим числом АЭС с жесткими условиями потока теплоносителя. Повреждения из-за коррозии/отложений, дебрис-частиц и PCI

составляют 33%, из-за дефектов изготовления - 8%. Не малый интерес представляет то, что частота повреждений топлива выше на PWR по отношению к BWR. В США отношение PWR к BWR составляет почти 2:1 (BWR -35, PWR -69 энергоблоков), отношение же общего числа PWR с поврежденными ТВС к таким же BWR около 2,6.

Известна статистика, накопленная в ходе эксплуатации реакторов компании EdF (Électricité de France) в период 1997-2008 гг., представлена на рисунке 2 [6].

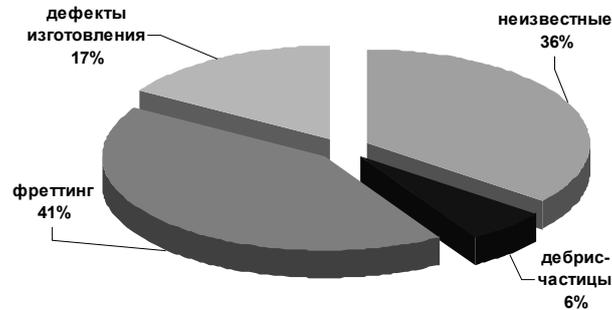


Рис. 2. Причины повреждения твэлов на АЭС EdF 1997-2009

Известно так же о результатах послереакторных исследований ТВС в отечественной практике (Рис.3) [8].

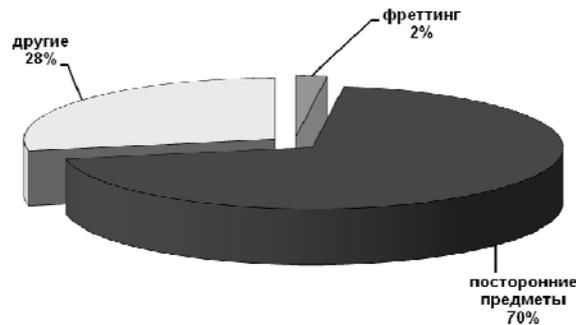


Рис. 3. Причины повреждения твэлов на АЭС ВВЭР и РБМК

Заключение.

Высокая конкуренция на энергетическом рынке усиливала внимание энергетических фирм к вопросам надежности топлива АЭС. В результате, на протяжении последних десятилетий шло непрерывное накопление экспериментальных результатов по эксплуатации топлива в стационарных и переходных режимах.

Дальнейшие работы по повышению выгорания и эффективности эксплуатации АЭС предъявляют новые требования к технологиям производства и эксплуатации топлива, чтобы поддерживать, а возможно и снизить уровень его повреждаемости, который существует на сегодняшний день.

Работы по увеличению кампании топлива и номинальной мощности ВВЭР за счет снижения консервативных запасов [9], [10] приводят к необходимости детального рассмотрения стандартных эксплуатационных режимов и операций. В качестве примера приведем гидравлические испытания первого контура, которые проводятся ежегодно под давлением 18 МПа и раз в четыре года под давлением 25 МПа, в то время как номинальное давление в 1-м контуре варьируется в пределах 15-16 МПа. В условия испытаний попадают как вновь загруженные в реактор, так и проработавшие в реакторе несколько кампаний тепловыделяющие сборки, отличающиеся по прочностным характеристикам. Отличия обусловлены последствиями облучения и числом переменных тепловых нагрузок, увеличивающиеся с повышением выгорания топлива [11].

Список источников:

1. Кидд С. Частота повреждения топлива снижается. // Атомная техника за рубежом. – 2009. – №4. – С. 22-24.

2. Типовой технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблоков АЭС с реактором ВВЭР-1000 (В-320). – ТРВ-1000-5. – ВНИИАЭС. – 2009.
3. Review of Fuel Failures in Water Cooled Reactors. – Technical Report Series. – International Atomic Energy Agency. – Vienna. – 2010.
4. Review of Fuel Failures in Water Cooled Reactors. – Technical Report Series. – International Atomic Energy Agency. – Vienna. – 1998.
5. Proceedings of the 1997 International Topical Meeting on Light Water Reactor Fuel Performance. – Portland. – Oregon. – March 2-6. – 1997.
6. Соколова И.Д. Опыт эксплуатации топлива в реакторах PWR // Атомная техника за рубежом. – 2010. – №6 – С. 3-11.
7. Калашников В.В., Соляный В.И. Материаловедческие аспекты эксплуатационной надежности твэлов энергетических реакторов с водяным теплоносителем // Атомная энергетика. – 1987. – Т. 44. – Вып.6.
8. Марков Д.В., Перепелкин С.О., Поленок В.С., Смирнов В.П., Смирнов А.В., Сухих А.В., Неугодников Д.С. Причины разгерметизации и послереакторное состояние негерметичных твэлов ВВЭР и РБМК. // Атомная энергия. - 2005. - Т. 99. - Вып. 5. – С. 376-379.
9. ВВЭР-1000. Повышение мощности // Журн. Росэнергоатома. – 2008. – №8. – С. 13-16.
10. Игнатов В.И., Шутиков А.В. Тепло- и нейтронно-физические характеристики энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000 при эксплуатации на мощности выше номинальной (на примере второго блока Балаковской АЭС) // Атомная энергия. – 2009. – Т. 107. – Вып. 1.
11. Эндрюс М., Лобр Дж. Поведение твэлов при увеличении продолжительности циклов облучения // Атомная техника за рубежом. – 1989. – Вып. 18. – С. 24.

Термодинамическое моделирование поведения цезия и стронция при горении радиоактивного графита

М.П. Дальков, Н.М. Барбин, А.В. Пешков, М.Р. Шавалеев

Уральский институт ГПС МЧС России, г. Екатеринбург, Россия

В ядерной энергетике России имеются одиннадцать энергоблоков с реакторами РБМК-1000, четыре энергоблока с реакторами ЭГП-6 и два остановленных реактора АМБ-100 и АМБ-200 Белоярской АЭС. Кроме того, остановлены десять из тринадцати промышленных уран-графитовых реакторов России.

Активная зона и отражатель реактора РБМК-1000 содержит 1850т ядерно-чистого графита, реактора ЭГП-6 – 700т, реакторов АМБ-100 и АМБ-200 – по 1025т, промышленных реакторов – по 1300т.

Масса графитовой кладки одного водографитового реактора (ВГР) (в зависимости от типа реактора) составляет 1,5-2,5 тыс.т. Общая масса облучённого графита в России равна примерно 60 тыс.т.

Облученный реакторный графит подразделяют на три основные группы:

- 1) графитовые блоки кладки активной зоны (блочный графит);
- 2) графитовые внутриблочные втулки (втулочный графит);
- 3) графит, загрязненный просыпями ядерного топлива и продуктами деления.

Отличительными свойствами облучённого реакторного графита являются наличие в нем широкого спектра радионуклидов-загрязнителей, большие объемы и значительная активность [1].

Для исследования испарения и конденсации радиоактивных элементов при горении радиоактивного графита в атмосфере воздуха использовался метод термодинамического моделирования.

Подробно метод термодинамического моделирования в высокотемпературных неорганических системах, включая оценку достоверности результатов и способов учёта неидеальности и частичной неравномерности, описан в работе Ватолина Н.А. и др. [2].

Для описания метода в нашем случае определим, что объектом нашего исследования будет облучённый графит кладки реактора активной зоны, предметом – изменение фазового состава отдельных элементов облучённого графита при его горении.

Для расчёта равновесных состояний во многокомпонентных гетерофазных системах использовали программный комплекс АСТРА [3], содержащий базу термодинамических данных индивидуальных веществ.

Предполагается, что равновесный состав компонентов реактора может содержать газообразные и конденсированные вещества. Каждое из соединений в твердом или жидком состоянии образуют отдельную фазу, а все газообразные компоненты входят в состав единой фазы. Возможность образования конденсированной фазы устанавливается в самой программе. Алгоритмом и программой допускается проведение расчёта для состояния фазового перехода.

В качестве определяющих параметров нами использовалась одна «механическая» - общее давление p , и одна «энергетическая» - температура T , характеристики системы. Используемый в программе алгоритм позволяет проводить расчёты для любой комбинации названных величин.

Рассматривалась закрытая система (содержание азота 78%, кислорода 21%, 1% - остальные примеси), при начальном давлении $p = 0,98 \cdot 10^5$ Па (одна техническая атмосфера). Температура изменялась от 300 до 1600° К с шагом 100° К. В расчетах учитывались только компоненты с концентрацией не менее 10^{-10} моль/кг. Временем, которое требуется для изменения фазового состояния, газообменом с окружающей средой, и скоростью протекания реакции – пренебрегаем.

При расчёте использованы термодинамические функции 33 конденсированных и 35 газообразных элементов и соединений.

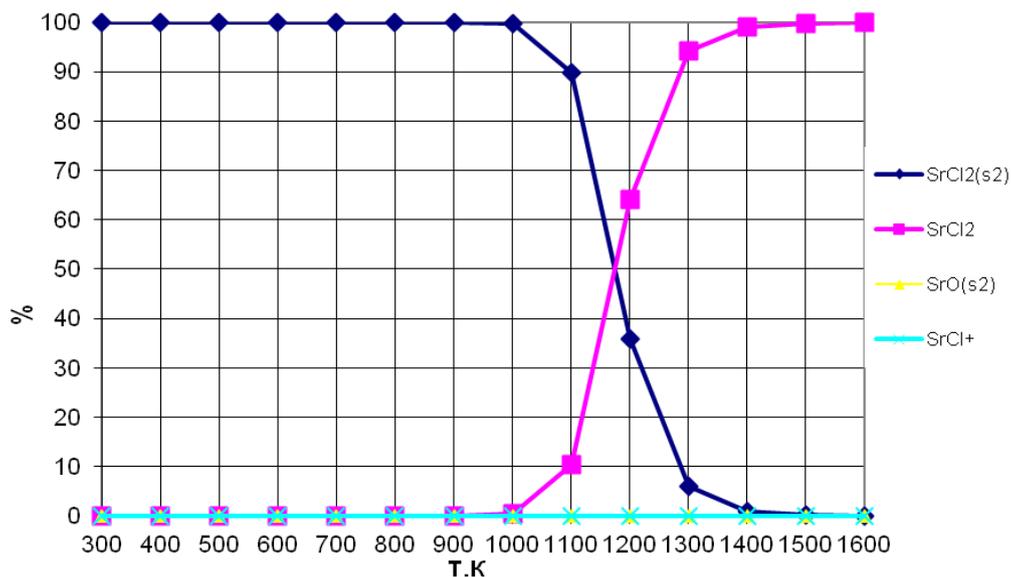


Рис. 1. Распределение кальция по фазам при сжигании радиоактивного графита

Наиболее значимыми компонентами конденсированной фазы при горении графита в атмосфере воздуха являются UO_2 , $UOCl$, $UOCl_2$, $CaCl_2$, BeO . Их концентрация превышает 10^{-2} мольных долей. В интервале температур 1300-1500°К UO_2 становится преобладающим компонентом с концентрацией 0,98 мольных долей.

Распределение стронция по фазам приведено на рисунке 1. При температуре 300-1000°К примерно 100% стронция находится в виде конденсированного $SrCl_2$, повышение температуры до 1300К ведет к переходу хлоридов полностью в газовую фазу.

Распределение цезия по фазам приведено на рисунке 2. При температуре 300-700К примерно 100% цезия находится в виде конденсированного $CsCl$. Повышение температуры до 900-1400К ведёт к 100% переходу хлорида цезия в газовую фазу.

Основными элементами загрязнения прилегающих территорий, в случае протекания описанных реакций, будут являться стронций-137, цезий-90 и углерод-14. Период полураспада цезия-137 составляет 30 лет, стронция-90 – 28 лет, углерода-14 – 5570 лет.

Радиоактивные элементы либо остаются с негорючей частью, либо испаряются. Газообразные радиоактивные элементы конденсируются в более крупные частицы. Вынесенные субмикрометровые частицы поступают в окружающую среду, легко вдыхаются в лёгкие. Также они переносятся на поверхность земли, водоёмов, растительные и продовольственные культуры.

С поверхности земли загрязняющие вещества мигрируют через зону аэрации в подземные воды. В зависимости от вида вещества, нагрузки (количество его, приходящегося на единицу площади поверхности земли) и физико-химических свойств покровных отложений, загрязняющее вещество либо не достигает подземных вод, т.е. полностью обезвредится в зоне аэрации

(сорбируется, минерализуется, пойдет на питание растений перейдет в газообразное состояние, трансформируется в безвредное вещество), либо достигнет. В последнем случае в результате смешения с пластовой водой и процессов массообмена с водовмещающими породами в зависимости от вышеуказанных факторов изменение качества подземных вод либо не превысит нормативы в пункте водопользования т.е. оно допустимо, либо превысит. Последнее вызовет сокращение ресурсов подземных вод т.е. уменьшит их природно-ресурсный потенциал. В этом случае необходимо осуществляя мероприятия по охране подземных вод.

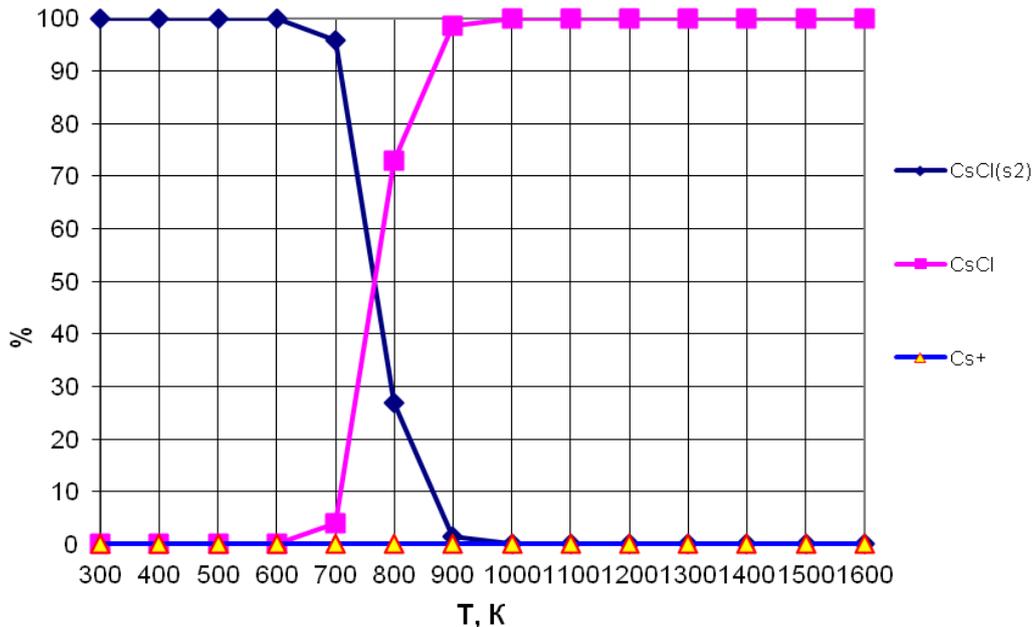


Рис. 2. Распределение цезия по фазам при сжигании радиоактивного графита

Мероприятие должно быть рациональным, т.е. с одной стороны, гарантировать сохранение нормативного качества подземных вод, и, с другой стороны, быть наиболее экономичным.

Реализация этой концепции содержит множество сложных вопросов. Освещение их с высокой степенью полноты в данной теме нереально. Поэтому авторы рассмотрели проблемы, возникающие при аварийных ситуациях с использованием геохимических барьеров для защиты водных объектов.

При этом основными мероприятиями, направленными на защиту водных объектов от радиоактивного загрязнения должны быть следующими:

- 1) Остекловывание твердых отходов;
- 2) Установка защитных сооружений, препятствующих попаданию радиоактивных стоков с водосборной территории в водные объекты. При этом радиоактивные вещества попадают в растения, которые затем скашиваются и подвергаются захоронению;
- 3) Реорганизация стока путем перевода его в почвенно-грунтовый, что разубоживает содержание радиоактивных веществ до допустимых концентраций.

Список литературы:

1. Барбин Н.М., Пешков А.В., Дальков М.П., Терентьев Д.И., Алексеев С.Г. Оценка поведения радионуклидов при горении радиоактивного графита//Безопасность критичных инфраструктур и территорий: Тезисы докладов II Всероссийской конференции и XII школы молодых учёных. Екатеринбург:УрОРАН, 2008. С.67.
2. Ватолин Н.А., Моисеев Г.К., Трусов Б.Г. Термодинамическое моделирование в высокотемпературных неорганических системах.-М.: Металлургия.1994.352с.
3. Синярев Г.Б., Ватолин Н.А., Трусов Б.Г., Моисеев Г.К. Применение ЭВМ для термодинамических расчетов металлургических процессов. – М.: Наука, 1982. – 263 с.

УДК 621.039.542.3

Проблема конверсии исследовательских реакторов*Д.А. Иксанов, А.Г. Наймушин**Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия**E-mail: agn@tpu.ru*

Рассматривались основные вопросы по проблеме конверсии исследовательских реакторов. Показан вклад в дело конверсии программы снижения обогащения исследовательских и экспериментальных реакторов в различных странах. Рассмотрены основные виды топлива и их использование в исследовательских реакторах.

Эксплуатация исследовательских реакторов неизбежно приводит к появлению рисков, связанных с топливом, требующимся для работы установки. С технической точки зрения следует рассматривать два пути:

- хищение высокообогащенного урана;
- производство плутония.

Основную опасность с точки зрения терроризма представляет хищение высокообогащенного урана (ВОУ) на этапах производства и эксплуатации топлива.

Определение низкообогащенного урана (НОУ) было впервые использовано Комиссией по Атомной Энергии США в 1955 году. Такая же условность была позже использована МАГАТЭ, в которой низкообогащенный уран определяется как «обогащенный уран с содержанием менее 20 % изотопа U-235». МАГАТЭ классифицирует НОУ как «косвенный материал», что в свою очередь определяется как ядерный материал, который не может быть использован для «создания ядерного взрывного устройства без превращения или дальнейшего обогащения» [1].

В 1978 году в Аргонской Национальной Лаборатории (ANL) группой ученых при поддержке Департамента Энергетики (DOE) США была создана программа Снижения обогащения исследовательских и экспериментальных реакторов (Reduce Enrichment for Research and Test Reactors – RERTR) [2]. На сегодняшний день программа продолжает свою работу при финансовой поддержке Департамента Энергетики и управления Государственным Департаментом (DOS). Основной целью данной программы является разработка технологий, необходимых для использования низкообогащенного урана вместо высокообогащенного урана в исследовательских реакторах и экспериментальных установках без существенного снижения эффективности работы и без ущерба в аспектах экономики и безопасности реакторов.

Конверсия исследовательского реактора является очень сложным техническим и административным процессом, так как затрагиваются интересы операторов и пользователей реактора. Потенциальные критерии для рассмотрения процесса конверсии включают минимальные изменения активной зоны, минимальными изменениями в характеристиках и значениях плотностей нейтронных потоков, минимальные проблемы с лицензированием, минимальной стоимостью топливного цикла, и т.д.

В общем виде, топливо делят на три категории: керамическое, дисперсионное и монокристаллическое. Самым распространенным керамическим топливом является диоксид урана (UO_2), который в основном используется в коммерческих энергетических реакторах. В исследовательских реакторах такое топливо менее распространено из-за плохой теплопроводности и сложностей с изготовлением пластин из такого материала.

Дисперсионное топливо состоит из микроскопических частиц топлива, диаметром обычно меньше 100 мкм, вкрапленных в инертный и неделяющийся материал, гарантирующий строго заданное поведение облученного топлива. Основная идея дисперсионного топлива заключается в изоляции топливных частиц с целью локализации в самой матрице газообразных продуктов деления, выделяющихся в процессе облучения. То есть, не требуется никаких дополнительных зазоров или пустот между топливом и оболочкой для продуктов деления и сдерживания радиационного роста и ползучести. Эффективная теплопроводность дисперсионного топлива может быть очень высокой при том условии, что материал оболочки матрицы подобран точно. В результате, температура в центре топлива значительно ниже, чем по сравнению с керамическим топливом. Поэтому дисперсионное топливо обеспечивает более высокое энерговыделение и является предпочтительным для использования в топливных пластинах. Можно выделить несколько вариантов дисперсионного топлива: металлические или керамические топливные частицы в металлической или керамической матрице. На практике же широко используется только топливо в металлической матрице.

По ряду причин дисперсионное топливо на алюминиевой основе является стандартным для исследовательских реакторов типа МТР и ИРТ. К этим причинам можно отнести сравнительно низкие температуры в активных зонах таких установок и высокую теплопроводность алюминия.

Также существует металлокерамическое топливо, в котором частицы керамического топлива диспергированы в металлическую не алюминиевую матрицу. Наиболее распространены комбинации из диоксида урана и циркалия или нержавеющей стали.

Последней выделенной категорией является монолитное топливо. Использование металлического урана в качестве топлива, очевидно, дает максимальную плотность делящегося материала. Кроме того, в отличие от оксидов, металл имеет высокую теплопроводность, что выравнивает градиент температур и снижает температуру центральной части. К сожалению, металлический уран показывает плохое поведение при облучении и, к тому же, подвергается фазовым переходам между 300 К и температурой плавления, что делает его непригодным для использования в энергетических реакторах. Тем не менее, известны некоторые сплавы с обогащенным ураном, способные стабилизировать гамма-фазу урана до комнатной температуры. Наиболее подходящим материалом является уран-молибденовый сплав с содержанием молибдена от 10 до 15 % по весу, с оптимальным сочетанием около 10 %. Уран-молибденовое топливо использовалось в некоторых прототипах быстрых реакторов в ранних 60-х годах. Но оно не рассматривалось в качестве топлива для МТР. В 2000-2002 годах возникли проблемы связанные с использованием уран-молибденового сплава в качестве топлива, вводимого в матрицу. В ходе анализа этих проблем, микро-пластины, содержащие чистый сплав уран-молибдена, облучали в условиях исследовательского реактора. Неожиданно, топливо повело себя очень хорошо при высоком выгорании (от 70 до 80 %) изотопа U-235. Эти результаты были впервые опубликованы в 2002 году [3]. Сегодня монолитное топливо является наиболее перспективным кандидатом в новом поколении высокоплотного топлива для исследовательских реакторов.

В настоящее время рассматривается возможность конверсии исследовательского реактора в США – MITR II. Данный реактор был построен в 1956 году и достиг первой критичности в 1958 году. Принадлежит он Массачусетскому Технологическому Институту (MIT). Легкая вода используется в качестве теплоносителя и замедлителя, а отражателем является тяжелая вода. Тепловая мощность реактора в марте 2011 года была увеличена до 6 МВт. Плотность потока тепловых нейтронов – $7 \cdot 10^{13}$ н/(см²·с), быстрых – $1,7 \cdot 10^{14}$ н/(см²·с). Реактор гексагональной формы содержит 27 ячеек, расположенных в трех кольцах. Все три ячейки в центральном кольце заполнены алюминием. В оставшихся ячейках находятся ТВС с алюминиевой оболочкой, содержащие ВОУ топливо в алюминиевой металлокерамической матрице (обогащением 93 %) и плотностью $3,7 \text{ гU}^5/\text{см}^3$, с суммарным содержанием изотопа U-235 в каждом ТВС 506 г [4]. Расчеты показывают, что для перевода реактора на НОУ топливо (обогащение 19,75 %), требуется плотность топлива не менее $14 \text{ гU}^5/\text{см}^3$. Поэтому было выбрано уран-молибденовое топливо с плотностью $17,5 \text{ гU}^5/\text{см}^3$. Важным пунктом в дизайне НОУ ТВС должно быть их геометрическое соответствие ВОУ ТВС, а также минимальная разница в теплогидравлических характеристиках и значениях плотностей потоков нейтронов.

Все больше и больше исследовательских реакторов включаются в программу конверсии. Самым распространенным типом НОУ топлива на сегодняшний день является дисперсионное топливо в алюминиевой матрице. В то же время ведутся разработки перспективного высокоплотного НОУ топлива на основе уран-молибденового сплава. Страны-владельцы исследовательских реакторов находятся на различных этапах выполнения программы конверсии. И, хоть в России ещё ни один исследовательский реактор не был конвертирован для использования НОУ топлива, разработки в этом направлении активно ведутся в МИФИ, Дмитровграде и ТПУ.

Список литературы:

1. Alexander Glaser. On the Proliferation Potential of Uranium Fuel for Research Reactors at Various Enrichment Levels // Science and Global Security. – Princeton, 2006, С. 2–4.
2. Travelli. The U.S. RERTR Program Status and Progress // 1997 International Meeting on Reduced Enrichment for Research and Test Reactors. – Jackson Hole, 1997. – С. 3.
3. Alexander Glaser. Neutronics Calculation Relevant to the Conversion of Research Reactors to Low-Enriched Fuel: PhD thesis – Darmstadt, 2005. – 285 p.
4. T.H. Newton. LEU Conversion Activities at the MIT Research Reactor: Use of Neutronic Models for Safety Analyses // International Meeting on Reduced Enrichment for Research and Test Reactors. – Lisbon, 2010. – С. 2.

УДК 621.039.516.22

Исследование нейтронно-физических характеристик активной зоны реактора ИРТ-Т

А.К. Лиханов, С.Н. Елпашев, А.Г. Наймушин

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

E-mail: agn@tpu.ru

Была разработана детальная модель активной зоны реактора ИРТ-Т [1], со свежей загрузкой высокообогащенного топлива для программы MCU (рис. 1) [2].

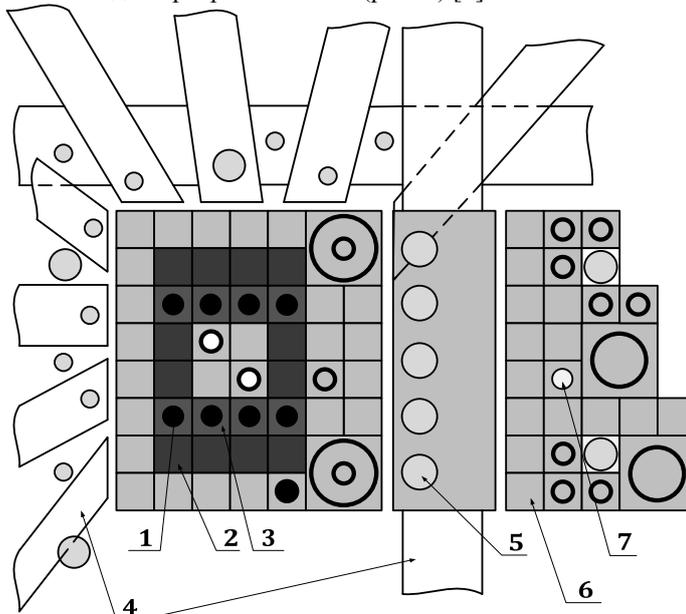


Рис. 1. Схема активной зоны реактора ИРТ-Т: 1. стержни регулирования, 2. 8-ми трубные ТВС, 3. 6-ти трубные ТВС, 4. горизонтальные экспериментальные каналы, 5. вертикальные экспериментальные каналы, 6. бериллиевые блоки, 7. экспериментальные каналы с водой

Были рассчитаны коэффициенты неравномерности энерговыделения:

- высотный ($K_z^{\max} = 1,29$)
- радиальный ($K_r^{\max} = 1,20$)
- азимутальный ($K_\phi^{\max} = 1,52$)
- неравномерность по ячейкам активной зоны ($K_{\text{я}}^{\max} = 1,37$).

Опираясь на коэффициенты неравномерности энерговыделения, получены значения максимальных тепловых потоков с поверхности ТВС (рис. 2).

311,06	343,26	354,15	370,16
309,87	440,97	434,90	395,10
427,21			470,34
434,26			473,34
322,20	436,66	449,96	392,71
306,00	375,04	354,65	373,97

Рис. 2. Максимальные тепловые потоки с поверхности ТВС, кВт/м²

Учитывая полученные результаты, была просчитана полная компания, со свежей загрузкой и рассмотрены следующие характеристики:

- Длительность полной компании, которая составила 383 суток.
- Выгорание U^{235} (рис.3).

- Затраты U^{235} на выработку 1 МВт*сутки энергии: $1,27 \text{ г}U^{235}/(\text{МВт*сутки})$.

42,9	45,7	46,8	47,3
46,5	52,0	53,6	52,2
52,3			58,0
53,1			57,3
49,7	52,7	53,0	51,0
44,1	46,4	46,6	46,5

Рис. 3. Среднее выгорание U^{235} по ТВС, %**Список литературы:**

1. Варлачев В.А., Гусаров О.Ф., Заболотнов С.А. и др. Исследовательский ядерный реактор ИРТ-Т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2002. – 56 с.
2. Алексеев Н.И., Гомин Е.А., Городков С.С. Программа MCU5PTR //РНЦ «Курчатовский институт» Иститут ядерных реакторов, – М., 2007.
3. <http://mcu.vver.kiae.ru/rabout.html>

УДК 621.0

Ресурсы атомной энергетики*И.А. Мальцев, Р.С. Федюк**Дальневосточный федеральный университет, г. Владивосток, Россия**E-mail: captainvmf@yandex.ru*

Рассмотрена проблема ресурсов ядерного топлива. Проанализированы перспективы применения АЭС с реакторами на быстрых нейтронах. Кроме совершенствования самого реактора в докладе обозначены вопросы об улучшении системы безопасности на АЭС.

Атомная энергетика попрежнему остается предметом острых дебатов. Сторонники и противники атомной энергетики резко расходятся в оценках ее безопасности, надежности и экономической эффективности. Кроме того, широко распространено мнение о возможной утечке ядерного топлива из сферы выработки электроэнергии и его использовании для создания ядерного оружия.

Естественным и немаловажным представляется вопрос о ресурсах самого ядерного топлива. Достаточны ли его запасы, чтобы обеспечить широкое развитие ядерной энергетики? По оценочным данным, на всем земном шаре в месторождениях, пригодных для разработки, имеется несколько миллионов тонн урана. Это довольно много, но необходимо также учитывать, что в получивших в настоящее время широкое распространение АЭС с реакторами на тепловых нейтронах лишь очень небольшая часть урана (около 1%) используется для выработки энергии. Поэтому при специализации только на реакторах с тепловыми нейтронами, ядерная энергетика по соотношению ресурсов не так уж много может добавить к обычной энергетике - всего лишь около 10%. Глобального решения надвигающейся проблемы энергетического голода не получается.

Совсем иные перспективы появляются в случае применения АЭС с реакторами на быстрых нейтронах, в которых используются практически весь добываемый уран. Это означает, что объем потенциальных ресурсов ядерной энергетики с реакторами на быстрых нейтронах примерно в 10 раз больше чем в традиционной (на органическом топливе). Более того, при полном использовании урана становится рентабельной его добыча в месторождениях с малой его концентрацией. А это в конечном счете означает практически неограниченное (по современным масштабам) расширение потенциальных сырьевых ресурсов ядерной энергетики.

Итак, применение реакторов на быстрых нейтронах значительно расширяет топливную базу ядерной энергетики. Однако может возникнуть вопрос: если реакторы на быстрых нейтронах так хороши, и существенно превосходят реакторы на тепловых нейтронах по эффективности использования урана, то почему последние вообще строятся? Почему бы с самого начала не развивать ядерную энергетiku на основе реакторов на быстрых нейтронах? Прежде всего, следует

сказать, что на первом этапе развития ядерной энергетики, когда суммарная мощность АЭС была мала и ресурсов было достаточно, вопрос об их воспроизводстве не стоял так остро. Поэтому основное преимущество реакторов на быстрых нейтронах - большой коэффициент воспроизводства - еще не являлся решающим.

В то же время вначале реакторы на быстрых нейтронах оказались не готовыми к внедрению. Дело в том, что при своей кажущейся относительной простоте (отсутствие замедлителя) они технически более сложны, чем реакторы на тепловых нейтронах. Для их создания необходимо было решить ряд серьезных проблем, что потребовало продолжительного времени. Эти проблемы связаны в основном с особенностями использования ядерного топлива, которые, как и способность к воспроизводству, по-разному проявляются в реакторах различного типа. Однако в отличие от последней эти особенности сказываются более благоприятно в реакторах на тепловых нейтронах.

Первая из этих особенностей заключается в том, что ядерное топливо не может быть израсходовано в реакторе полностью, как расходуется обычное химическое топливо. Последнее, как правило, сжигается в топке до конца. Возможность протекания химической реакции практически не зависит от количества вступающего в реакцию вещества. Цепной ядерной реакцией не происходит, если количество топлива в реакторе меньше определенного значения, называемого критической массой.

Уран (плутоний) в количестве, составляющем критическую массу, не является топливом в собственном смысле этого слова. Он на время как бы превращается в некоторое инертное вещество наподобие железа или других конструкционных материалов, находящихся в реакторе. Выгорать может лишь та часть топлива, которая загружается в реактор сверх критической массы. Таким образом, ядерное топливо в количестве, равном критической массе, служит своеобразным катализатором процесса, обеспечивает возможность протекания реакции, не участвуя в ней.

Естественно, что топливо в количестве, составляющем критическую массу, физически неотделимо в реакторе от выгорающего топлива. В тепловыделяющих элементах, загружаемых в реактор, с самого начала помещается топливо, как для создания критической массы, так и для выгорания. Значение критической массы неодинаково для различных реакторов и в общем случае относительно велико.

Так, для серийного отечественного энергетического блока с реактором на тепловых нейтронах ВВЭР-440 (водо-водяной энергетический реактор мощностью 440 МВт) критическая масса уран-235 составляет 700 кг. Это соответствует 2 млн тонн угля. Иными словами, применительно к электростанции на угле той же мощности это означает обязательное наличие при ней такого довольно значительного количества неприкосновенного запаса угля. Ни один килограмм из этого запаса не расходуется и не может быть израсходован, однако без него электростанция работать не может.

Наличие такого крупного количества "замороженного" топлива, хотя и сказывается отрицательно на экономических показателях, но в силу реально сложившегося соотношения затрат для реакторов на тепловых нейтронах оказывается не слишком обременительным. В случае же реакторов на быстрых нейтронах с этим приходится считаться более серьезно.

Реакторы на быстрых нейтронах обладают существенно большей критической массой по сравнению с реакторами на тепловых нейтронах (при заданных размерах реактора). Это объясняется тем, что быстрые нейтроны при взаимодействии со средой оказываются более "инертными", чем тепловые. В частности, вероятность вызвать деление атома топлива (на единицы длины пути) для них в сотни раз меньше, чем для тепловых. Для того, чтобы быстрые нейтроны не вылетали без взаимодействия за пределы реактора и не терялись, их "инертность" необходимо компенсировать увеличением количества закладываемого топлива с соответствующим возрастанием критической массы.

Чтобы реакторы на быстрых нейтронах не проигрывали по сравнению с реакторами на тепловых нейтронах, необходимо повышать мощность, развиваемую при заданных размерах реактора. В таком случае количество "замороженного" топлива на единицу мощности будет уменьшаться. Достижение высокой плотности тепловыделения в реакторе на быстрых нейтронах и явилось главной задачей новых электростанций.

Следует заметить, что сама по себе мощность непосредственно не связана с количеством топлива, находящегося в реакторе. Если это количество превышает критическую массу, то в нем за счет созданной нестационарности цепной реакции можно развить любую требуемую мощность. Вопрос заключается в том, чтобы обеспечить достаточно интенсивный теплоотвод из реактора. Речь идет именно о повышении плотности тепловыделения, ибо увеличение, например, размеров

реактора, способствующее увеличению теплоотвода, неизбежно влечет за собой и увеличение критической массы, т.е. не решает задачи.

Положение осложняется еще и тем, что для теплоотвода из реактора на быстрых нейтронах такой привычный и хорошо освоенный теплоноситель, как обычная вода, не подходит в силу своих ядерных свойств. Она, как известно, замедляет нейтроны и, следовательно, понижает коэффициент воспроизводства. Газовые теплоносители (гелий и другие) обладают в данном случае приемлемыми ядерными параметрами. Однако требования интенсивного теплоотвода приводят к необходимости использовать газ при высоких давлениях (примерно $1,5 \times 10^7$ Па), что вызывает соответствующие технические трудности.

В качестве теплоносителя для теплоотвода из реакторов на быстрых нейтронах был выбран обладающий прекрасными теплофизическими и ядерно-физическими свойствами расплавленный натрий. Он позволил решить поставленную задачу достижения высокой плотности тепловыделения.

Следует указать, что в свое время выбор "экзотического" натрия казался очень смелым решением. Не было никакого не только промышленного, но и лабораторного опыта его использования в качестве теплоносителя. Вызывала серьезные опасения высокая химическая активность натрия при взаимодействии с водой, а также с кислородом воздуха, которая, как представлялось, могла весьма неблагоприятно проявиться в аварийных ситуациях.

Потребовалось проведение большого комплекса научно-технических исследований и разработок, сооружение стендов и специальных экспериментальных реакторов на быстрых нейтронах, для того, чтобы убедиться в хороших технологических и эксплуатационных свойствах натриевого теплоносителя. Как было при этом показано, необходимая высокая степень безопасности обеспечивается следующими мерами: во-первых, тщательностью изготовления и контроля качества всего оборудования, соприкасающегося с натрием; во-вторых, созданием дополнительных страховочных кожухов на случай аварийной протечки натрия; в-третьих, использованием чувствительных индикаторов течи, позволяющих достаточно быстро регистрировать начало аварии и принимать меры к ее ограничению и ликвидации.

Кроме обязательного существования критической массы есть еще одна характерная особенность использования ядерного топлива, связанная с теми физическими условиями, в которых оно находится в реакторе. Под действием интенсивного ядерного излучения, высокой температуры и, в особенности, в результате накопления продуктов деления происходит постепенное ухудшение физико-математических, а также ядерно-физических свойств топливной композиции (смеси топлива и сырья). Топливо, образующее критическую массу, становится непригодным для дальнейшего использования. Его приходится периодически извлекать из реактора и заменять свежим. Извлеченное топливо для восстановления первоначальных свойств должно подвергаться регенерации. В общем случае - это трудоемкий, длительный и дорогостоящий процесс [1].

Для реакторов на тепловых нейтронах содержание топлива в топливной композиции относительно небольшое - всего несколько процентов. Для реакторов на быстрых нейтронах соответствующая концентрация топлива значительно выше. Частично это связано с уже отмеченной необходимостью увеличения количества топлива вообще в реакторе на быстрых нейтронах для создания критической массы в заданном объеме. Главное же заключается в том, что отношение вероятностей вызвать деление атома топлива или быть захваченным в атоме сырья различно для разных нейтронов. Для быстрых нейтронов оно в несколько раз меньше, чем для тепловых, и, следовательно, содержание топлива в топливной композиции реакторов на быстрых нейтронах должно быть больше. Иначе слишком много нейтронов будет поглощаться атомами сырья и стационарная цепная реакция деления в топливе окажется невозможной. Причем при одинаковом накоплении продуктов деления в реакторе на быстрых нейтронах выгорает в несколько раз меньшая доля заложенного топлива, чем в реакторах на тепловых нейтронах. Это приводит к необходимости увеличить регенерацию ядерного топлива в реакторах на быстрых нейтронах. В экономическом отношении это даст заметный проигрыш.

Но кроме совершенствования самого реактора перед учеными все время встают вопросы об улучшении системы безопасности на АЭС, а также изучении возможных способов переработки радиоактивных отходов, преобразовании их в безопасные вещества. Речь идет о методах превращения стронция и цезия, имеющих большой период полураспада, в безвредные элементы путем бомбардировки их нейтронами или химическими способами. Теоретически это возможно, но при современном уровне развития технологии это экономически нецелесообразно. Хотя, возможно, уже в ближайшем будущем будут получены реальные результаты этих исследований, в

результате которых атомная энергия станет не только самым дешевым видом энергии, но и действительно экологически чистым [2].

Список литературы:

1. Синев Н.М. Экономика ядерной энергетики: Основы технологии экономики ядерного топлива. Экономика АЭС. М., 1987
2. Самойлов О.Б., Усынин Г.Б., Бахметьев А.М. Безопасность ядерных энергетических установок. М., 1989

УДК 621.039.516.22

Разработка методики расчета отравления бериллиевого отражателя

А.А. Пахтусов, А.Г. Наймушин

Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

E-mail: agn@tpu.ru

Разработана методика расчета отравления бериллиевого отражателя активной зоны реактора ИРТ-Т. На основе оцененных нейтронных данных получены соответствующие цепочки превращений и составлены дифференциальные уравнения.

Реактор ИРТ-Т (исследовательский реактор типовой) это реактор бассейнового типа с использованием в качестве замедлителя, теплоносителя и верхней защиты дистиллированной воды [1].

Под воздействием реакторного излучения в бериллии происходят реакции, приводящие к замещению его ядер в кристаллической решетке другими ядрами. В частности, в результате взаимодействия нейтронов с ядрами бериллия происходит накопление ядер ${}^6\text{Li}$ и ${}^3\text{He}$, обладающих большим сечением захвата тепловых нейтронов. Ядра ${}^6\text{Li}$ и ${}^3\text{He}$ в дальнейшем будем называть – ядрами-отравителями.

Накопление ядер (${}^3\text{He}$, ${}^4\text{He}$, ${}^3\text{H}$, ${}^6\text{Li}$) в кладке активной зоны реактора приводит к изменению нейтронно-физических и механических характеристик бериллиевых блоков.

Накопление поглотителя нейтронов (ядра ${}^3\text{He}$, ${}^6\text{Li}$) влечет за собой изменение важнейших физических характеристик реактора: запаса реактивности, эффективности органов СУЗ, эффектов реактивности при перегрузке и перераспределению энерговыделения при работе реактора. Возникновение дефектов в кристаллической решетке бериллия, вследствие накопления ядер ${}^3\text{He}$, ${}^4\text{He}$, ${}^3\text{H}$, ${}^6\text{Li}$, снижает прочность и приводит к образованию продольных и поперечных трещин в бериллиевых блоках, что требует своевременной их замены [2].

Поэтому требуется контроль состава бериллиевых блоков, в том числе и расчетными методами.

Была разработана модель для программы MCU [3] (рис. 1).

Для получения более детальной картины выгорания, бериллиевые блоки были разбиты на материальные зоны:

- все блоки по высоте на 10 зон высотой 6,6 см;
- цельные бериллиевые блоки по краям активной зоны были разбиты на две равные зоны, так что одна зона ближе к центру активной зоны, а другая дальше;
- цельные бериллиевые блоки и бериллиевые блоки с пробкой в центре активной зоны и бериллиевый блок с каналом для стержня AP не разбивались;
- бериллиевые блоки с пробками диаметром 96 и 44 мм разбивались на четыре равные зоны по осям OX и OY;
- бериллиевая пластина с каналом ГЭК-4 разбита на две равные зоны по оси OX и пять равных зон по оси OY.

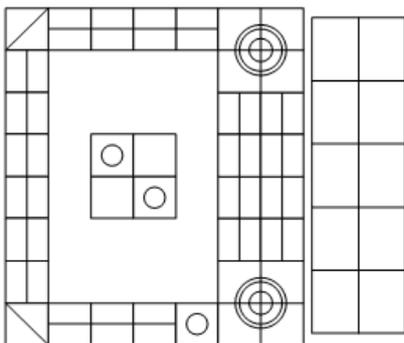


Рис. 1. Схема разбиения бериллиевых блоков

В начале кампании материальный состав всех зон одинаков. Накопление ядер-отравителей в каждой зоне зависит от распределения плотности потока нейтронов в данной зоне.

Для анализа возможных превращений Be^9 были использованы библиотеки оцененных нейтронных данных

ENDF/B-VII.0, CENDL-3.1, JEFF 3.1.1, JENDL 4.0, EAF-2007, TENDL-2009 [4]. На основе этих данных была построена диаграмма всех возможных реакций в бериллиевом блоке. Большинство этих реакций являются пороговыми либо имеют очень малое значение микроскопических сечений и поэтому они были исключены. Используя эти допущения, была получена схема превращений (рис. 2) и составлены соответствующие дифференциальные уравнения (1).

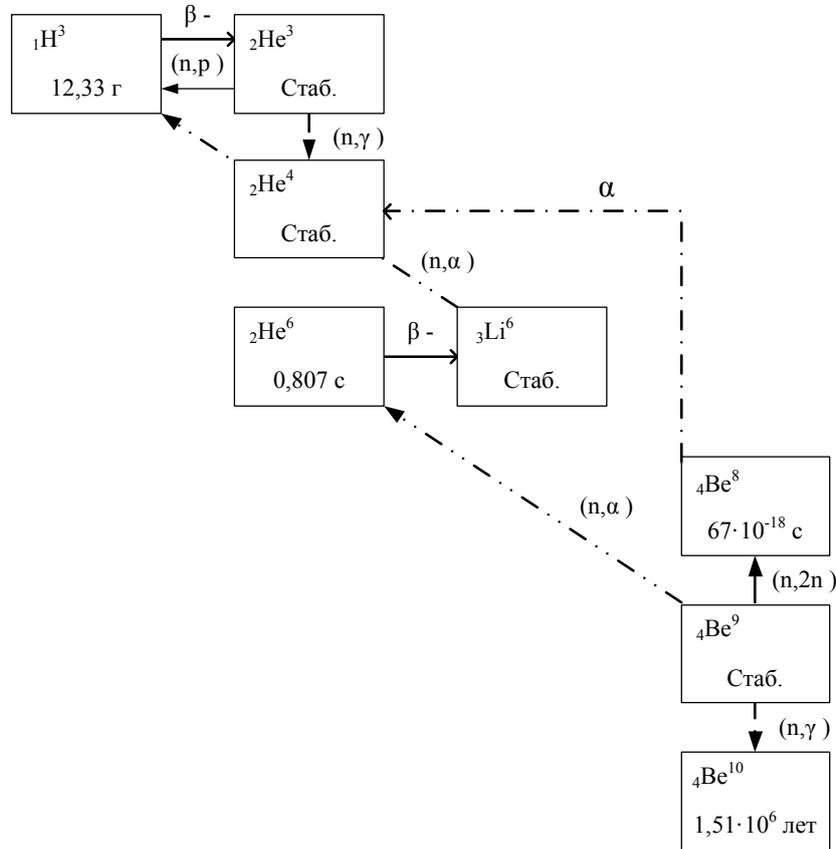


Рис. 2. Схема превращений в бериллиевом блоке

$$\left\{ \begin{array}{l}
 \frac{dN(Be^9)}{dt} = -(\sigma^\alpha(Be^9) + \sigma^\gamma(Be^9) + \sigma^{2n}(Be^9))N(Be^9) \\
 \frac{dN(Be^{10})}{dt} = \sigma^\gamma(Be^9)\Phi N(Be^9) \\
 \frac{dN(Be^8)}{dt} = \sigma^{2n}(Be^9)\Phi N(Be^9) - \lambda(Be^8)N(Be^8) \\
 \frac{dN(He^6)}{dt} = \sigma^\alpha(Be^9)\Phi N(Be^9) - \lambda(Be^6)N(Be^6) \\
 \frac{dN(Li^6)}{dt} = \lambda(He^6)N(He^6) - \sigma^\alpha(Li^6)\Phi N(Li^6) \\
 \frac{dN(H^3)}{dt} = \sigma^\alpha(Li^6)\Phi N(Li^6) - \lambda(H^3)N(H^3) + \sigma^p(He^3)\Phi N(He^3) \\
 \frac{dN(He^3)}{dt} = \lambda(H^3)N(H^3) - \sigma^\gamma(He^3)\Phi N(He^3) - \sigma^p(He^3)\Phi N(He^3) \\
 \frac{dN(He^4)}{dt} = \lambda(Be^8)N(Be^8) + \sigma^p(He^3)\Phi N(He^3)
 \end{array} \right. \quad (1)$$

Разработанная методика будет использована при расчете отравления бериллиевого отражателя активной зоны реактора ИРТ-Т, начиная с 1984 года, даты последней реконструкции установки.

Список литературы:

1. Варлачев В.А., Гусаров О.Ф., Заболотнов С.А. и др. Исследовательский ядерный реактор ИРТ-Т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2002.
2. Бекурц К., Виртц К.. Нейтронная физика. – М.: Атомиздат, 1968.
3. Алексеев Н.И., Гомин Е.А., Городков С.С. Программа MCU5PTR //РНЦ «Курчатовский институт» Иститут ядерных реакторов, – М., 2007.
4. <http://www.oecd-nea.org/janis/>

УДК 621.039.54

Влияние присутствия в теплоносителе дебрис-частиц на надежность тепловыделяющих элементов и безопасность АЭС

А.В. Кузьмин, В.Ю. Рождествен*

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
*ОАО «Концерн Росэнергоатом», Калининская АЭС, г. Удомля
E-mail: kuzminav@tpu.ru, criticalmazz@mail.ru*

Показаны основные причины повреждения тепловыделяющих элементов современных водо-водяных энергетических реакторов и PWR, выявленные по результатам обследования дефектных тепловыделяющих сборок. Подчеркнута особая роль и механизмы повреждения из-за дебрис-частиц. Показано вероятное влияние на безопасность АЭС присутствия механических загрязнителей теплоносителя первого контура.

В настоящее время одной из актуальных эксплуатационных задач атомной энергетики является повышение надежности топлива АЭС. Последние годы отмечены высокой конкуренцией на топливном рынке, приводящей к использованию более агрессивных проектов и условий эксплуатации. К ним следует отнести: увеличение кампании реактора и кампании топлива, увеличение ураноёмкости тепловыделяющей сборки (ТВС), увеличение удельной мощности ТВС за счет уменьшения консервативных проектных запасов и применение новых конструкционных решений. Несмотря на значительное снижение уровня повреждаемости топлива в 90-х гг., повышение надежности топлива не потеряло своей актуальности [1-3]. Функционирование энергетического рынка в свою очередь, формирует тренд на увеличение коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) АЭС.

Зачастую основной из причин сравнительно невысоких значений КИУМ являются статистически неопределенно возникающие повреждения ТВС из-за дефектов оболочек тепловыделяющих элементов (твэл), приводящих к внеплановым остановам и потерям времени на операциях по поиску поврежденных твэл [4, 5].

Работы, проводимые в области повышения надежности твэл можно разделить на два направления [6]:

- улучшение качества и характеристик топлива поставщиками топлива;
- улучшение режимов и условий эксплуатации топлива эксплуатирующими АЭС предприятиями.

Работы по улучшению эксплуатационных характеристик топлива отразились крупномасштабными работами зарубежных производителей топлива и эксплуатирующих АЭС предприятий [4, 7]:

- Robust Fuel Program в 1998 г;
- Fuel Integrity Initiative в 2005 г.

Известно так же о результатах послереакторных исследований ТВС в отечественной практике [8].

По результатам послереакторного обследования облученных ТВС выделяют следующие причины повреждения твэла [4, 7]:

- фреттинг решетки твэла (GTRF – Grid-To-Rod Fretting);
- повреждения из-за дебрис-частиц;
- локальная коррозия, вызванная отложениями (CILC – Cruel-Induced-Localized-Corrosion);
- взаимодействие таблетки с оболочкой (PCI – Pellet-Cladding Interaction).

В свою очередь в причине «повреждение из-за дебрис-частиц» рассматриваются следующие механизмы [3, 8]:

- непосредственно механическое воздействие оболочки твэла и дебрис-частицы;
- нарушение целостности оболочки твэла при захвате дебрис-частицы в местах соприкосновения оболочки твэла и других элементов конструкций ТВС.

Причем в последнем механизме начинают действовать совместно и дебрис-эффекты и фреттинг-коррозия. Такой механизм влияния со стороны теплоносителя на твэлы получил название в литературе как дебрис-фреттинг-фактор (Debriz-Fretting или DF-фактор) [3, 9].

По результатам послереакторных исследований значительное число повреждений было вызвано DF-фактором. Этот вид повреждений стоит на втором месте по количеству вызываемых повреждений после CILC-коррозии [7, 8].

В настоящее время не удастся полностью исключить нахождение в теплоносителе дебрис-частиц и попадания в первый контур посторонних предметов [10]. Поиск решения данной проблемы привел к применению в отечественной и зарубежной практике специальных устройств – антидебрисных фильтров для ТВС ВВЭР [11, 12], предназначенных для улавливания дебрис-частиц.

Кроме влияния на надежность эксплуатации твэл при нормальной эксплуатации, антидебрисные устройства способны оказать существенное влияние и на безопасность АЭС.

В ходе выполнения пусконаладочных работ на одном из блоков АЭС с ВВЭР, а именно при комплексном опробовании систем безопасности в режиме имитации течи теплоносителя первого контура (LOCA) совместно с работой спринклерной системы были получены следующие результаты. Упрощенная схема проведения испытаний представлена на рис.1. В ходе работы насоса ввода бора (1) с «чистого отсека» бака-приямка (3) герметичного объема, наблюдалось уменьшение давления во всасывающем трубопроводе, что привело, в конечном счете, к необходимости его принудительного отключения во избежание срыва и повреждения насоса.

Причиной снижения давления явилось засорение защитного конического фильтра (2), установленного на всасывающем трубопроводе насоса (1) и имеющего размер ячеей 0,2 мм. Основную долю загрязнения составили частицы стеклотканной теплоизоляции. Поступление

загрязнителей в бак-приямок происходит в ходе смывания водой, распыливаемой спринклерной системой, самых разных загрязнителей. Попадание их в «чистый отсек» бака-приямка определяется проектной эффективностью фильтрующих элементов.

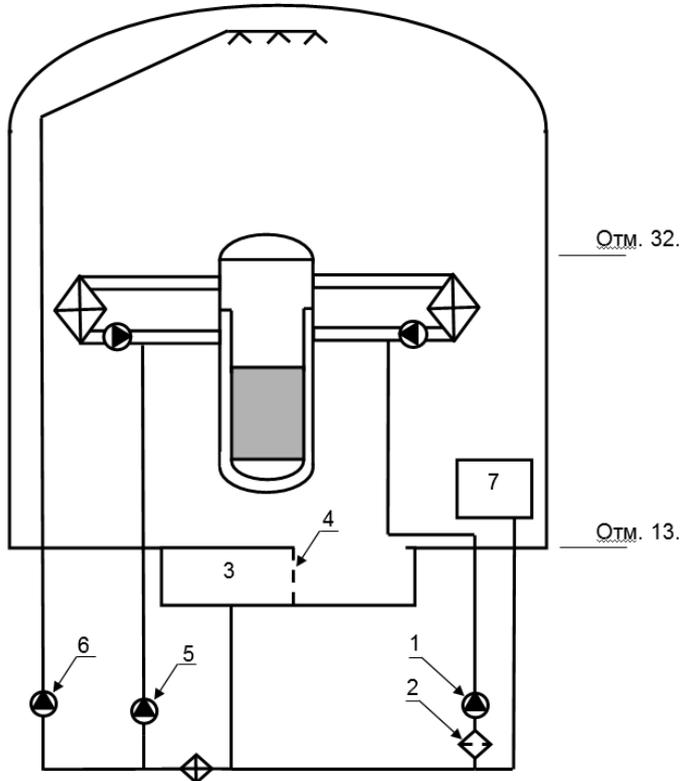


Рис. 1. Схема проведения испытаний:

- 1 – насос ввода бора; 2 – конический фильтр; 3 – «чистый» отсек бака-приямка запаса бора герметичного объема (600 м^3); 4 – система фильтрующих элементов бака-приямка; 5 – насос аварийно-планового расхолаживания; 6 – спринклерный насос; 7 – бак концентрированного раствора бора (15 м^3)

Наряду с насосами ввода бора (1), подача теплоносителя из «чистого отсека» бака-приямка герметичного объема производится насосами расхолаживания низкого

давления (5) не снабженными дополнительными фильтрами, выполняющими в данном случае функцию отвода остаточного энерговыделения от аварийной активной зоны.

В результате присутствия антидебрисных устройств в составе ТВС и поступления загрязнителей в первый контур в ходе аварийного расхолаживания, вероятно их влияние на гидравлическое сопротивление активной зоны при поступлении теплоносителя с «загрязнителями», что, в конечном счете, способно повлиять на протекание аварийного процесса.

Таким образом, оценка захвата механических загрязнителей элементами конструкции ТВС (не только антидебрисными устройствами, но и дистанционирующими решетками, решетками интенсификаторами, антивибрационными решетками) является актуальной задачей, как для нормальной эксплуатации [7] так и для анализа аварийных режимов.

Список литературы:

1. Сообщение ЦНИИАтоминформ, 28 августа 2000 г., N 16 (2001).
2. Петельгузов И.А. Работоспособность тепловыделяющих элементов энергетических атомных реакторов типа ВВЭР, PWR и BWR: Обзор.- Харьков: ННЦ ХФТИ, 1999. – 86 с.
3. Review of Fuel Failures in Water Cooled Reactors. – Vienna: International Atomic Energy Agency, 2010.
4. Кидд С. Частота повреждения топлива снижается // Атомная техника за рубежом. – 2009. – №4. – С. 22-24.
5. Типовой технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблоков АЭС с реактором ВВЭР-1000 (В-320), ТРВ-1000-5, ВНИИАЭС, 2009.
6. Внесение изменений в проект активной зоны. Сообщение о значительном опыте эксплуатации WANO SOER 2004-1.
7. Соколова И.Д. Опыт эксплуатации топлива в реакторах PWR // Атомная техника за рубежом. – 2010. – №6 – С. 3-11.
8. Марков Д.В., Перепелкин С.О., Поленок В.С., Смирнов В.П., Смирнов А.В., Сухих А.В., Неугодников Д.С. Причины разгерметизации и послереакторное состояние негерметичных ТВЭЛов ВВЭР и РБМК // Атомная энергия. – 2005. – Т. 99. – вып. 5. – С. 376-380.
9. Вайдингер Х.Г. Характеристика топлива LWR // Атомная техника за рубежом. – 1997. – №8. – С. 23-26.
10. Белозерцев М.А. Нарушения в работе АЭС обусловленные попаданием посторонних предметов в оборудование и трубопроводы систем АЭС. Информационное сообщение № 675-ЦАЭ/01, ВНИИАЭС, 2001.
11. Гашенко В.А., Курсков В.С., Абакумова О.Н., Локтионов В.Д. О результатах испытаний антидебрисных фильтров для тепловыделяющих сборок реакторов ВВЭР-440. // Вопросы атомной науки и техники. – 2005. – №3. – С. 98-103.
12. Самойлов О.Б., Кайдалов В.Б., Романов А.И. и др. Технические характеристики и результаты эксплуатации ТВСА ВВЭР-1000. – В сб.: МНТК. – Подольск. – 2007.

УДК 659.039.53

О теплофизических свойствах металлического урана

*Е.Ю. Синяткин, А.В. Кузьмин, В.Ю. Рождествен**

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

**ОАО «Концерн Росэнергоатом», Калининская АЭС, г. Удомля*

E-mail: kuzminav@tpu.ru

Показаны основные физические особенности металлического урана, использование его в ядерных технологиях и влияние на конструктивные решения тепловыделяющих элементов ядерных реакторов. Прослеживается изменение расчетных зависимостей по теплофизическим свойствам. Установлена незаконченность обобщения экспериментальных данных по теплопроводности металлического урана.

Применение металлического уранового топлива началось с исторического эксперимента, проводимого под руководством Э.Ферми, в 1942 году на реакторе CP-1. Тогда ещё дефицитный материал (к началу опытов в топливную загрузку графито-воздушного реактора его удалось подготовить только некоторую часть: 5,6 т против почти 33-х т UO₂ и 3,7 т U₃O₈) позволил создать критическую массу, зафиксировать физическую мощность реактора в 200 Вт и тем самым доказать принципиальную возможность осуществления управляемой ядерной реакции. Практически сразу же началась организация военного производства плутония, в котором металлический уран естественного обогащения представлял идеальное сырье из-за наибольшей ядерной концентрации сырьевого нуклида ²³⁸U и высокой теплопроводности.

Изучение урана позволило выявить его существенные физико-химические особенности, обозначить типы и конструктивные решения реакторов с металлическим топливом [1-3]. Экспериментальные данные, полученные до середины 60-х годов, легли в основу первого отечественного справочника по теплофизическим свойствам ядерных материалов [4], который до сих пор пользуется заслуженным вниманием. Более поздние результаты были обобщены Аргонской национальной лабораторией США [5] и представлены с некоторыми изменениями в справочнике [6].

Данная работа преследует следующие цели:

- во-первых, отметить наиболее существенные свойства металлического урана в качестве ядерного горючего, которые повлияли на выбор конструктивных решений тепловыделяющих элементов и реакторов;

- во-вторых, провести анализ возможных изменений данных по теплофизическим свойствам металлического урана. Многие свойства урана определяют его три аллотропические модификации, представленные в табл.1.

Таблица 1. Границы аллотропических модификаций U

Фаза	Тип решетки	Границы фаз, К [4]	Границы фаз, К [6]
α	Орторомбическая	<930	<942
β	Тетрагональная	930-941 – 1045 \pm 3	942-1049
γ	Ортоцентрированная, кубическая	1045 \pm 3 – 1406 \pm 2	1049-1408

Наименьшей симметрией кристаллической решетки обладает α -фаза U и именно ей характерна наибольшая анизотропия физических и механических свойств: теплопроводности, коэффициентов линейного расширения, модуля Юнга по всем трём кристаллографическим осям решетки [1]. Отличия коэффициентов термического расширения и удельных объёмов фаз приводят к высоким напряжениям в металле, к проявлению распухания за счет сдвигов и двойникования. Многократные циклические переходы через точки аллотропических превращений $\alpha \rightleftharpoons \beta$ и $\beta \rightleftharpoons \gamma$ заметно изменяют форму уранового стержня. Для предупреждения распухания и огрубления поверхности уранового стержня применялось легирование урана от массовых сотых долей % (Fe, Al, Si) до десяти % (Mo, Nb, Zr).

В работающем реакторе структура урана под действием нейтронного облучения и выгорания ядер ^{235}U подвергается радиационному росту и газовому распуханию, выражающимся в изменении его многих физических свойств, в том числе и в снижении коэффициента теплопроводности.

Несмотря на все предпринимаемые поиски легирующих добавок, не удалось изменить критическую температуру облучения равную ~ 600 °С, при превышении которой скорость распухания уранового сердечника и вероятность разгерметизации тепловыделяющего элемента (ТВЭЛ) резко возрастает. Рождение разных типов реакторов с металлическим урановым топливом определялось разными государственными целями, но при выборе теплоносителя, материала оболочки и конструкции ТВЭЛ помимо химической совместимости материалов ставилась основная теплофизическая задача – выполнение условия не превышения допустимой температуры топлива.

В реакторах по производству плутония из металлического нелегированного урана естественного обогащения параметры производства отвечали этому условию безопасной работы с использованием теплопроводной алюминиевой или магниевой оболочки и охлаждения водой. Снижение контактного термического сопротивления на границе топливо – оболочка обеспечивалось диффузионным сцеплением материалов, а снижение максимальной температуры –

применением внутренней полости. К таким реакторам относят уран-графитовые реакторы («Ханфорд», США) и тяжеловодные реакторы («Саванна Ривер», США; NRX, NRU, Канада).

В реакторах по производству плутония и электроэнергии потребовались более высокие параметры теплоносителя. К числу таких реакторов следует отнести, прежде всего, уран-графитовые реакторы («Колдер Холл», «Брадуэлл», «Беркли» и др., Великобритания; EDF и G, Франция; тяжеловодный реактор КС-150, ЧССР). Пришлось перейти на слаболегированный уран, принять с хорошей теплопроводностью оболочку из сплава магнокс ($Mg - 0,55\% Zr$). В качестве теплоносителя был выбран углекислый газ. Поэтому для снижения термического сопротивления при передаче тепла от стенки к газу была осуществлена программа поиска эффективного оребрения и искусственно созданной шероховатости твэла. Во избежание превышения допустимой температуры топлива использовались и кольцевые твэлы. Переход к высокотемпературным реакторам типа AGR потребовал применения нержавеющей сталей для оболочки твэла с теплопроводностью меньшей, чем у сплава магнокс, и перехода к высоколегированному (до 10% Мо) урану.

Оценка условий выгорания топлива в виде стержней из металлического урана в реакторах на быстрых нейтронах была проведена на экспериментальном реакторе-размножителе EBR-II (США). Одна из композиций сплава U-Pu-Zr по условию распухания топлива показала хорошую совместимость с нержавеющей сталью до 668 °C при достигнутом выгорании 5,6 % [2], а при облучении в тепловом реакторе CP-5 12,5% [3].

Таким образом, практика показала, что металлический уран и его сплавы в виде ядерного топлива могут использоваться только при низких температурах и малом выгорании, что исключает их из конкуренции с окисным топливом, применяемом в современных коммерческих энергетических реакторах.

Тем не менее, металлический уран по-прежнему находит нишу для своего применения в виде двухфазного дисперсионного топлива, в котором высокообогащенный металлический уран в виде небольших частиц внедряется в высокотеплопроводную матрицу. Уран-циркониевое дисперсное топливо применялось в первых водо-водяных энергетических реакторах и на подводных лодках. Обогащенный уран в алюминиевой матрице широко используется в исследовательских реакторах для получения потока нейтронов высокой плотности, одним из которых является реактор ИРТ-Т.

После определения возможностей применения металлического урана и его сплавов интерес к изучению его теплофизических свойств несколько поулег. И всё же имеющиеся к тому времени экспериментальные данные позволили выявить существенные различия между ранними [4] и более поздними обобщениями [5]. Такие свойства как теоретическая плотность и коэффициент теплопроводности металлического урана при 0,1 МПа и 298К остались неизменными и равными 19050 кг/м^3 и $22,5 \text{ Вт/(м·К)}$, соответственно. Несколько изменилась температура плавления от 1406 ± 2 к 1405К. Наиболее заметные изменения коснулись теплоемкости, значение которой снизилось от 0,134 до 0,116 кДж/(кг·К) и коэффициента линейного расширения – с $15 \cdot 10^{-6}$ до $13,9 \cdot 10^{-6} \text{ К}^{-1}$.

Плотность, теплоемкость и коэффициент теплопроводности твердого урана в зависимости от температуры определяются его аллотропическим состоянием. Зависимость плотности металлического урана от температуры T в каждой из фаз определяется следующими соотношениями [6], представленными на рис.1:

$$\alpha\text{-фаза} \quad \rho = 19,36 - 1,03 \cdot 10^{-3} \cdot T, \quad (1)$$

$$\beta\text{-фаза} \quad \rho = 19,092 - 0,9807 \cdot 10^{-3} T, \quad (2)$$

$$\gamma\text{-фаза} \quad \rho = 18,447 - 0,5166 \cdot 10^{-3} \cdot T, \quad (3)$$

где ρ имеет размерность г/см³. Можно видеть, что наиболее сильные изменения зависимости $\rho = f(T)$ по сравнению с данными [4] коснулись α - и γ -фаз и не изменилась в β - фазе.

Теплоемкость в каждой из фаз по нижеприведенным данным [5] наиболее существенно отличается от ранних результатов [4]:

$$\alpha\text{-фаза} \quad C_p = 104,82 + 5,3686 \cdot 10^{-3} \cdot T + 10,1823 \cdot 10^{-5} \cdot T^2, \quad (4)$$

$$\beta\text{-фаза} \quad C_p = 176,4, \quad (5)$$

$$\gamma\text{-фаза} \quad C_p = 156,8, \quad (6)$$

что и показано на рис.2.

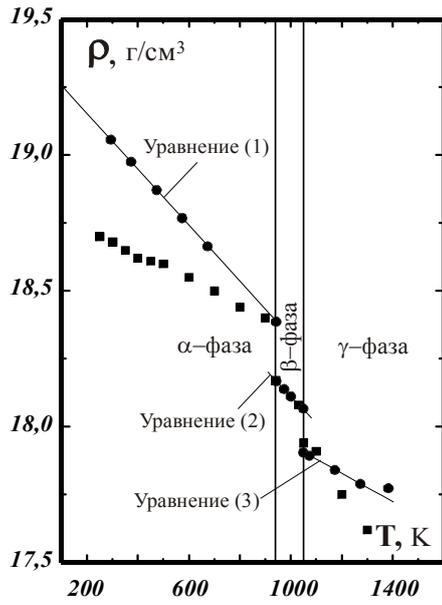


Рис. 1. Данные по плотности U: ■ - [4]; ● - [6]

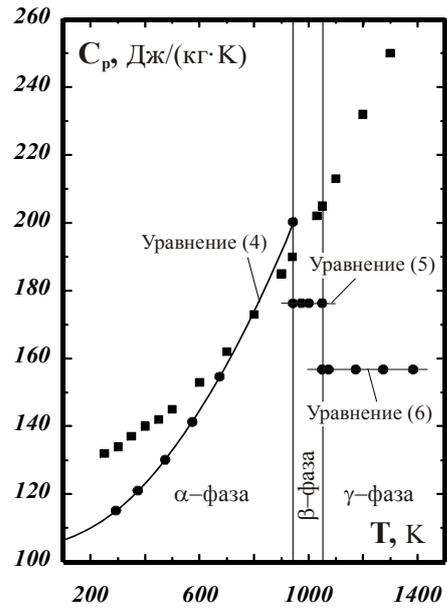


Рис. 2. Данные по теплоемкости U: ■ - [4]; ● - [5]

Аппроксимации для коэффициента теплопроводности металлического урана, полученные гораздо позже [4] на основе обработки новых коллекций экспериментальных данных, представлены на рис.3. В отличие от ρ и C_p , для которых расчетные зависимости определялись для каждой фазы, аппроксимации для λ находили в диапазоне 293–1405 К. Одно из рекомендуемых соотношений сделано на основании специальной выборки [5]:

$$\lambda = 20,457 + 1,2047 \cdot 10^{-2} \cdot T - 5,7368 \cdot 10^{-6} \cdot T^2. \quad (7)$$

Там же дается соотношение, предложенное ФЭИ по своей экспериментальной выборке:

$$\lambda = 22,356 - 0,0161 \cdot T + 0,000123 \cdot T^2 - 1,346 \cdot 10^{-7} \cdot T^3 + 3,756 \cdot 10^{-11} \cdot T^4 \quad (8)$$

и имеющее погрешность $\pm 15\%$.

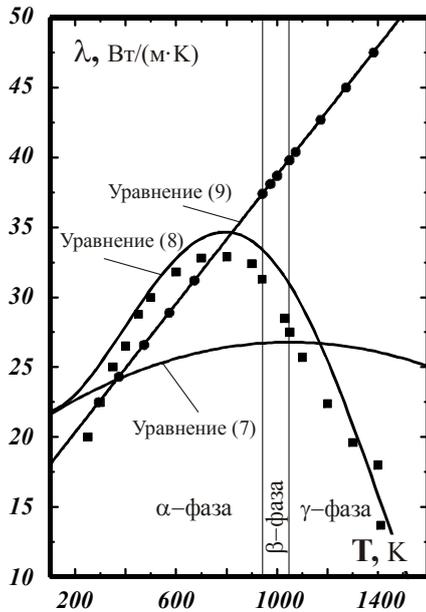


Рис. 3. Данные по теплопроводности U: ■ - [4]; ● - [6]

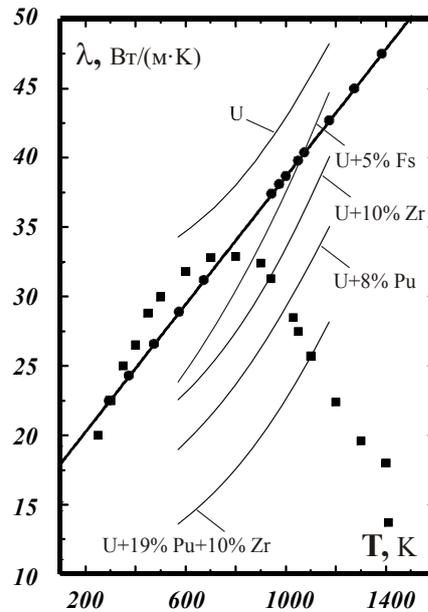


Рис. 4. Теплопроводность U и его сплавов: ■ - [4]; ● - [6]

Иная зависимость дается в справочнике [6], которая обобщает ряд экспериментальных данных, представленных в [5], с погрешностью $\pm 10\%$:

$$\lambda = 22 + 0,023 \cdot (T - 273). \quad (9)$$

На рис.3 и 4 она представлена в виде кружков для дискретных значений и связывающей прямой.

Для сопоставления со справочными данными [4,6] на рис.4 представлены значения коэффициента теплопроводности [3] для необлученного металлического топлива с теоретической плотностью и его сплавов.

Анализ расчетных формул для коэффициента теплопроводности металлического урана позволяет разбить их на 2 группы по характеру учета аллотропического эффекта:

- влияние фазового состояния урана прослеживается в экспериментальных данных [4] и в аппроксимациях (7), (8) [5];
- отсутствие влияния эффекта фаз на теплопроводность урана наблюдается в опытах [3] и в расчетной зависимости (9) [6].

Это позволяет предполагать о незаконченности обобщений данных по теплопроводности металлического урана.

Список литературы:

1. Самойлов А.Г. Тепловыделяющие элементы ядерных реакторов: учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 224 с., ил.
2. Фрост Б. Твэлы ядерных реакторов: Перевод с английского. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 248 с.: ил.
3. Мурогов В.М., Ваньков А.А., Илюлин В.Г. Перспективы использования металлического урана в быстрых реакторах. – Обнинск: ФЭИ, 1988. – 64 с.
4. Чиркин В.С. Теплофизические свойства материалов ядерной техники: Справочник. – М.: Атомиздат, 1968. – 484 с.
5. Thermophysical Properties of Materials for Water Cooled Reactors: Report IAEA-TECDOC-949. – Vienna: IAEA, 1997.
6. 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.

УДК 621.039

Международные тенденции развития кооперации хранения, транспортировки и переработки ОЯТ атомных электростанций

А.П. Шадрин

Институт физико-технических проблем Севера СО РАН, г. Якутск, Россия

E-mail: a.p.shadrin@iptpn.ysn.ru

В XXI веке перед человечеством остро встали проблемы экологии, изменения климата и дефицита чистой пресной воды. В решении экологических проблем особое место занимают вопросы развития ядерной энергетики. Атомные электростанции (АЭС) не оказывают негативного воздействия на окружающую среду при условии соблюдения правил их эксплуатации. В странах мира стремятся к развитию экологически безопасной атомной энергетики. В настоящее время доля АЭС в мировом электропроизводстве достигла 17%. Во Франции они вырабатывают более 77% электроэнергии. Эта страна стала "экологической витриной" в Евросоюзе. Существенное увеличение количества атомных станций наблюдается в Азии, в частности, в Китае, Индии, Южной Корее и Японии. До 2020 г. в этом регионе планируется ввести в строй до 30 новых ядерных блока: в Китае - 12, России - 8, Южной Корее - 10, Тайване - 2 и Японии - 6. В целом на Ближнем и Дальнем Востоке и в Южной Азии работает 130 и более ядерных энергоблока и строится еще 35 (табл. 1 и 2).

Возрождение ядерной отрасли энергетики в последние годы вызывает необходимость реальной кооперации стран Северо-Восточной Азии по переработке отработавшего ядерного топлива (ОЯТ). Отработавшее ядерное топливо АЭС включает тепловыделяющие элементы и сборки, извлеченные из активной зоны реактора (после выдержки). Это особый вид высокорadioактивных отходов. В некоторых странах (США, Канада, Швеция, Испания,

Финляндия и др.) отработавшее ядерное топливо полностью относят к радиоактивным отходам (РАО).

Таблица 1. Современное состояние развития атомной энергетики в странах АТР

Страна	Действующие АЭС		Строящиеся АЭС (до 2020г.)		Доля АЭС в производстве эл. энергии, %
	Число энергоблоков	Общая мощность, МВт (э)	Число энергоблоков	Общая мощность, МВт (э)	
Япония	53	43 490	4	3 200	33,8
Россия	30	20 800	8	4 800	17,0
Южная Корея	16	13 000	8	7 820	40,7
Индия	14	2 500	2	2 000	3,1
Тайвань	6	4 880	2	2 560	24,0
Китай	3	2 160	7	6 420	1,2
Иран	-	-	2 (10)	2 000 (20000)	-
Всего:	122 (130)	86 830	29	28 800	

Таблица 2. Сравнение параметров заводов-комплексов по переработке и хранению ОЯТ и доля электропроизводства АЭС в некоторых странах мира (по состоянию на 01.01.2010 г.)

Страна	Количество ядерных		Производительность завода, т/год к . 2010-2020 гг.	Место размещения завода	Доля электровыработки АЭС, %
	Работающих	Строящихся			
США	110	-	1500-2100**	Штат Теннесси и др.	< 22
Франция	59	-	1600	Мыс Аг	< 78
Япония	54	3	900**	о. Хонсю, пос. Роккасё	< 35
Англия	35	-	1200	Селлафилд и другие	< 25
Россия	30	8	1900* (РТ-2)	г. Железногорск	17
Германия	19	-	1400	-	31
Канада	21	-	-	-	12
Южная Корея	16	4	-	-	41
Китай (Тайвань)	3 (6)	8 (2)	-	-	1,2(24)
Индия	14	-	600	-	3,1

* - с учетом II очереди; ** - реализуемые проекты

В России отработавшее ядерное топливо частично поступает на переработку (после выдержки в хранилищах мокрого и сухого метода) на радиохимические заводы (регенерация топлива - РТ-1 и РТ-2) для извлечения остатков старого и вновь образовавшегося топлива (U235, Pu239, Pu241). В результате радиохимической переработки ОЯТ также образуется большой объем радиоактивных отходов, поэтому многие страны мира ориентируются на долговременное (до 50-ти и более лет) хранение отработавшего ядерного топлива, т. е. работают по так называемому открытому топливному циклу. Это дает им возможность подготовиться к окончательному захоронению ОЯТ, но не исключает возможности его химической переработки в дальнейшем. На первом этапе развития атомной энергетики открытый ядерный топливный цикл был принят в Швеции, Канаде, США и некоторых других странах. Особый интерес представляет опыт Швеции, где отработавшие тепловыделяющие сборки накапливаются в бетонном бассейне (с водой) на глубине около 30 м в центральном хранилище для всех АЭС страны. Проектная вместимость этого хранилища до 9000 т и более.

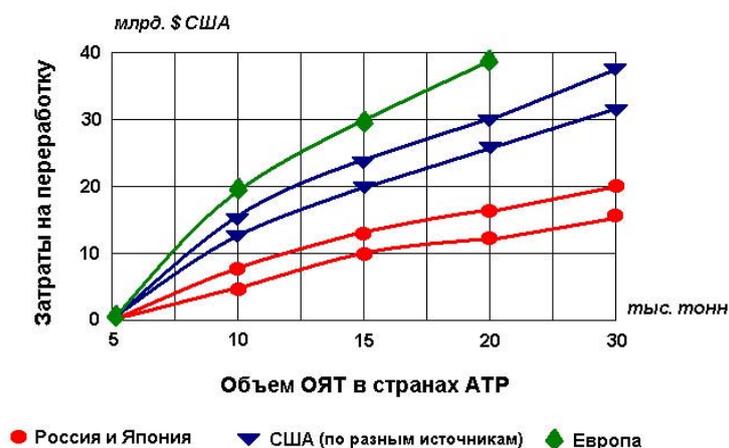


Рис. 1. Прогноз мировой тенденции по переработке ОЯТ

По оценкам специалистов к 2015-2020 гг. из всех действующих в мире реакторов будет выгружено более 350 тыс. т отработавшего ядерного топлива, основная часть которого удалена без переработки на хранение сроком на 20÷100 лет перед окончательным захоронением. Это связано с тем, что создание заводов-комплексов по переработке отработавшего ядерного топлива очень дорогой комплекс, затраты составляют от \$50 до 100 млрд., в зависимости от объема переработки (например, комплекс США штат Невада Макки-Юкка).

В таблице 3 приведены мощности существующих, вводимых и планируемых к строительству (до 2020 г. и более) заводов-комплексов. Эти данные показывают незначительные возможности отдельных государств перерабатывать отработавшее ядерное топливо, поэтому страны, развивающие атомную энергетику, должны кооперироваться. В настоящее время в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР) заводы по переработке отработавшего ядерного топлива (РТ-1) мощностью 400 т/год имеет Россия и Япония (провинция Аомори). Это является комплексом замкнутого ядерного топливного цикла. Технология этого завода обеспечивает переработку отработавшего ядерного топлива российских атомных станций, и может быть АЭС стран Восточной Европы и СНГ с реакторами типа LWR и БР В перспективе с вводом в России завода-комплекса РТ-2 объем переработки отработавшего ядерного топлива достигнет 1900 т/год, поэтому наша страна сможет принять отработавшее ядерное топливо стран Азиатско-Тихоокеанского региона (Китая, Южной Кореи и др.) по специальной договоренности, по экологии и стандартизации контейнеров доставки ОЯТ и колеи железных дорог.

Таблица 3. Совокупная структурная мощность заводов по переработке ОЯТ.

Страна	Тип реактора	Мощность, т/год	
		2000 г.	2020 г.
Великобритания	Газографитный (ГР)	1500	1500
	Легководный (LWR)	1200	1200
	Размножитель (БР)	10	10
Франция	ГР	600	-
	LWR	1600	1600
	БР	5	5
Россия	LWR	400 РТ-1	1900 (РТ-1 + РТ-2)
Япония	LWR	900	900
Всего		6215	6215

До недавнего времени Япония, например, возила ОЯТ на переработку во Францию (до порта Шербур и затем на мыс Аг). Расстояние доставки отработавшего ядерного топлива колеблется (в зависимости от маршрута) от 22,7 до 27,5 тыс. км. Заключение спецдоговора Японии с Россией о переработке части отработавшего ядерного топлива своих АЭС позволит сократить расстояние доставки в 4...5 раз, включая провинцию Аомори.

Рис. 1 показывает прогноз затрат на переработку отработавшего ядерного топлива (в зависимости от объема) после введения в России завода-комплекса РТ-2. Затраты могут сократиться в два... три и более раза.

Поэтому необходимо проанализировать национальные программы развития атомной энергетики, состояние и перспективы развития комплексов переработки и хранения ОЯТ в отдельных странах. Япония, транспортируя отработавшее ядерное топливо своих АЭС для переработки во Францию, несет огромные затраты. За переработку ОЯТ в Великобритании и Франции необходимо платить до 800-1300 долларов за килограмм. Вот почему Япония в ближайшие годы (до 2015-2020 гг.) планирует завершить строительство завода-комплекса в северо-восточной части острова Хонсю с производительностью первой очереди до 800 т/год. Таким образом, в Азиатско-Тихоокеанском регионе в области переработки ОЯТ целесообразны и необходимы общие усилия и кооперация в развитии комплексов переработки ОЯТ и его хранения с учетом формирования единых транспортных средств и контейнеров (морских, речных, железнодорожных и автомобильных). Согласованная стандартизация габаритных размеров вагонов-контейнеров, с учетом различий колеи железных дорог стран АТР, а также создание международного трансконтинентального центра по требованиям МАГАТЭ переработки и хранения ОЯТ и нераспространения делящихся материалов, что будет решать одну из важнейших проблем развития человеческой цивилизации в XXI веке, повышение безопасности АЭС для энергообеспечения экологически чистыми технологиями.

Список литературы:

1. Ядерное топливо для человечества // Сборник докладов Международной конференции 5-8 октября 1998. Электросталь. Россия. – М., 1999. – 835 с.
2. Ядерный топливный цикл // Научная конференция Минатома России «Атомная энергия». Октябрь, 2000. – Том 89. – Вып. 4. – С. 259-343.
3. Новая национальная энергетическая политика США // Ядерное общество. – № 34. Сентябрь, 2001. – С. 34-41.
4. Энергетика России: проблемы и перспективы. Труды науч. сессии РАН / под ред. В.Е. Фортова, Ю.Г. Леонова. – М.: Наука, 2006. -499 с.
5. Велихов Е.П., Гагаринский А.Ю., Субботин С.А., Цибульский В.Ф. Россия в мировой энергетике XXI века. – М.: ИздАТ, 2006. -136 с.
6. Нигматулин Р.И. Как обустроить экономику и власть России. Анализ инженера и математика. Экономика. – М.: 2007. -460 с.
7. Симонов К.В. Глобальная энергетическая война. Тайны современной политики. – М.: Алгоритм, 2007. -272 с.
8. Материалы IX Международного симпозиума по развитию холодных регионов 1-5 июня 2010 г. СД. Г. Якутск, 2010 г.
9. Шадрин А.П., Хрилев Л.С., Самойлов О.Б., Слепцов О.И., Кобылин В.П. Проблемы северного завоза топлива и роль использования плавучих АЭС. Межотраслевая научно-практическая конференция «Плавающие АТЭС – обоснование безопасности и экономичности, перспективы использования в России и за рубежом». ПАТЭС-2008. 25-26 ноября, Нижний-Новгород.

Прямое плазменное получение ядерного топлива из гексафторида урана

О.Д. Шахматова

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

E-mail: olga29101991@rambler.ru

Проведено термодинамическое моделирование процесса прямой плазменной конверсии гексафторида урана в двуокись урана в различных плазменных теплоносителях и определены условия прямого получения двуокиси урана. Сделан вывод о принципиальной возможности процесса прямого получения ядерного топлива в виде двуокиси урана из обогащенного гексафторида урана.

При традиционном подходе к получению чистых оксидов урана из растворов процесс осуществляют с применением целого ряда следующих гидрохимических операций: осаждение нерастворимой соли (аммиакаты, оксалаты, карбонаты, фториды и пр.), фильтрация, сушка, прокалка, переработка маточного раствора, абсорбция оксидов азота и т.п. [1-3].

Однако, представляет интерес определение возможности прямого получения двуокиси урана непосредственно из гексафторида урана с применением плазменной техники в условиях

различных плазменных теплоносителей [2]. Это позволило бы радикально уменьшить стоимость целевого продукта за счет сокращения количества передельных операций, объема емкостного оборудования, затрат химических реагентов, энергозатрат и трудозатрат. Кроме того, все операции получения оксидных материалов, основанные на осаждении и последующих гидрохимических операциях, наносят большой ущерб окружающей среде.

В данной работе представлены результаты термодинамического моделирования процесса плазменной конверсии гексафторида урана при давлении $P=0.1$ МПа, в широком интервале рабочих температур 300...4000 К и при использовании различных плазменных теплоносителей. На рисунке 1 представлен характерный равновесный состав основных газообразных и конденсированных продуктов плазменной конверсии гексафторида урана в водородной плазме.

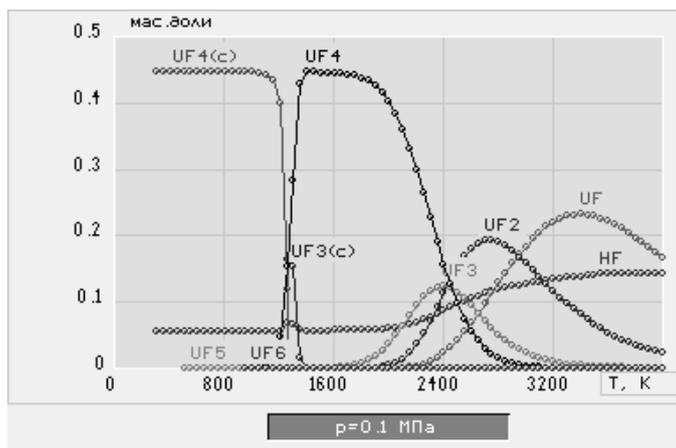


Рис. 1. Равновесный состав продуктов плазменной конверсии гексафторида урана в водородной плазме (50%UF₆ : 50%H₂)

Из анализа равновесных составов (рис. 1) следует, что при рабочих температурах до 1000 К основным продуктом плазменной конверсии гексафторида урана в водородной плазме является UF₄(с) в конденсированной фазе, а при температурах 1800...2000 К образуется UF₄ в газовой фазе. Требуемого целевого продукта в виде UO₂(с) в конденсированной фазе не образуется.

На рисунке 2 представлен характерный равновесный состав основных газообразных и конденсированных продуктов плазменной конверсии гексафторида урана в аммиачной плазме.

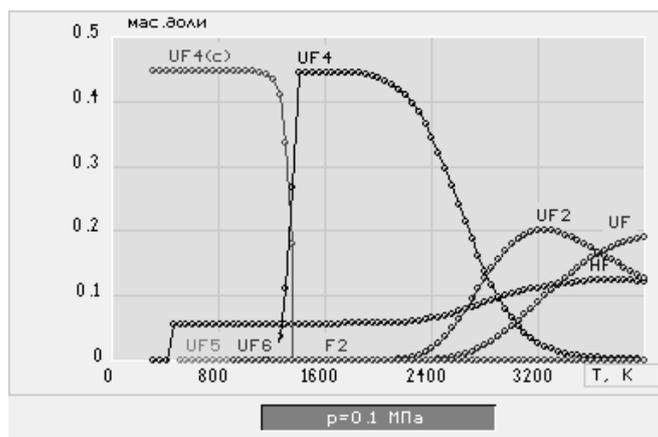


Рис. 2. Равновесный состав продуктов плазменной конверсии гексафторида урана в аммиачной плазме (50% UF₆ : 50% NH₃)

Из анализа равновесных составов (рис. 2) следует, что при рабочих температурах до 1000 К основным продуктом плазменной конверсии гексафторида урана в аммиачной плазме является UF₄(с) в конденсированной фазе, а при температурах 1800...2000 К образуется UF₄ в газовой фазе. Требуемого целевого продукта в виде UO₂(с) в конденсированной фазе не образуется.

На рисунке 3 представлен характерный равновесный состав основных газообразных и конденсированных продуктов плазменной конверсии гексафторида урана в пароводяной плазме.

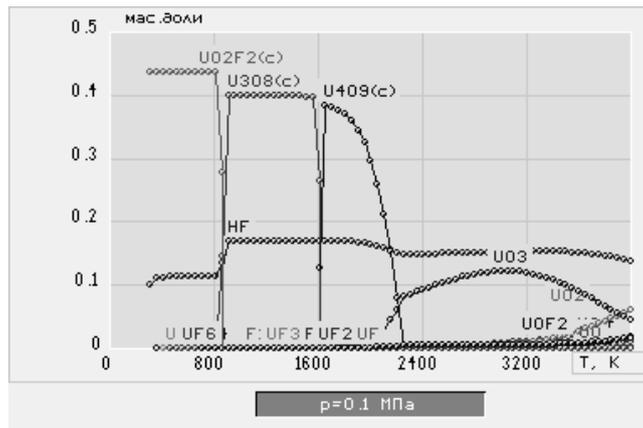


Рис. 3. Равновесный состав продуктов плазменной конверсии гексафторида урана в пароводяной плазме (50% UF_6 : 50% H_2O)

Из анализа равновесных составов (рис. 3) следует, что при рабочих температурах до 800К основным продуктом плазменной конверсии гексафторида урана в пароводяной плазме является $\text{UO}_2\text{F}_2(\text{c})$ в конденсированной фазе, а при температурах 900...1600 К образуется $\text{U}_3\text{O}_8(\text{c})$ в конденсированной фазе, а свыше 1800К – U_4O_9 (с) в конденсированной фазе. Требуемого целевого продукта в виде $\text{UO}_2(\text{c})$ в конденсированной фазе не образуется.

На рисунке 4 представлен характерный равновесный состав основных газообразных и конденсированных продуктов плазменной конверсии гексафторида урана в воздушной плазме.

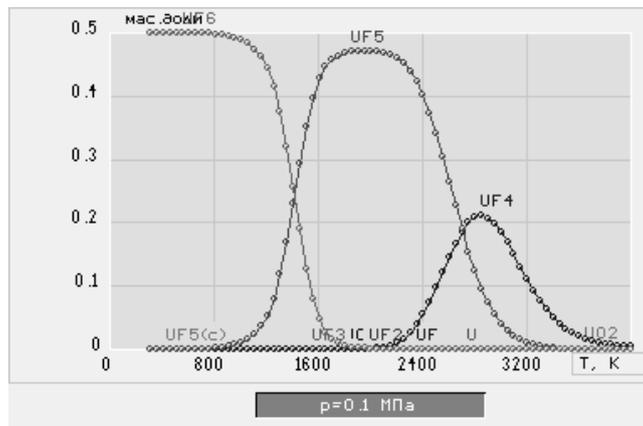


Рис. 4. Равновесный состав продуктов плазменной конверсии гексафторида урана в воздушной плазме (50% UF_6 : 50%Воздух)

Из анализа равновесных составов (рис. 4) следует, что при рабочих температурах до 1000К основным продуктом плазменной конверсии гексафторида урана в воздушной плазме является UF_6 в газовой фазе, при температурах 1800...2200 К образуется UF_5 в газовой фазе, а свыше 3000 К – UF_4 в газовой фазе. Требуемого целевого продукта в виде $\text{UO}_2(\text{c})$ в конденсированной фазе не образуется.

На рисунке 5 представлен характерный равновесный состав основных газообразных и конденсированных продуктов плазменной конверсии гексафторида урана в воздушно-водородной плазме.

Из анализа равновесных составов (рис. 5) следует, что при рабочих температурах до 800 К основным продуктом плазменной конверсии гексафторида урана в воздушно-водородной плазме является $\text{UF}_4(\text{c})$ в конденсированной фазе, а при температурах 1000...2000 К образуется требуемый целевой продукт в виде $\text{UO}_2(\text{c})$ в конденсированной фазе.

На рисунке 6 представлен характерный равновесный состав основных газообразных и конденсированных продуктов плазменной конверсии гексафторида урана в воздушно-аммиачной плазме.

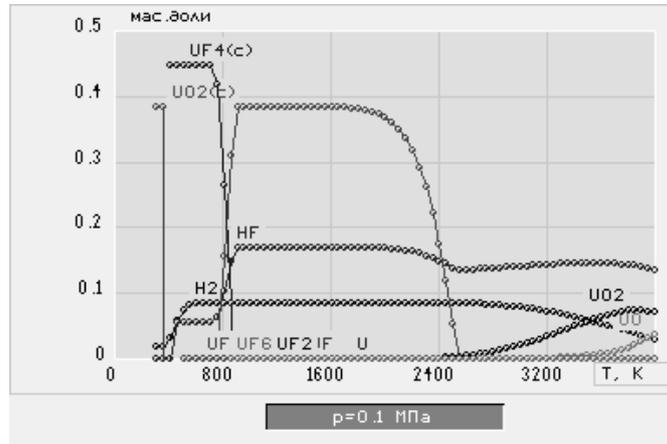


Рис. 5. Равновесный состав продуктов плазменной конверсии гексафторида урана в воздушно-водородной плазме (50%UF₆ : 10%H₂ : 40% Воздух)

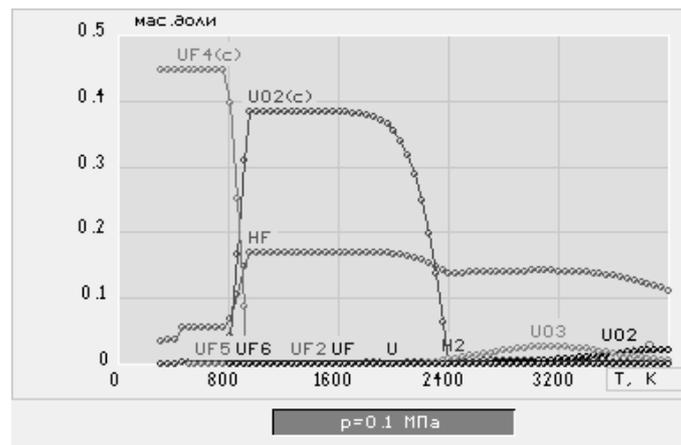


Рис. 6. Равновесный состав продуктов плазменной конверсии гексафторида урана в воздушно-аммиачной плазме (50%UF₆ : 10%NH₃ : 40% Воздух)

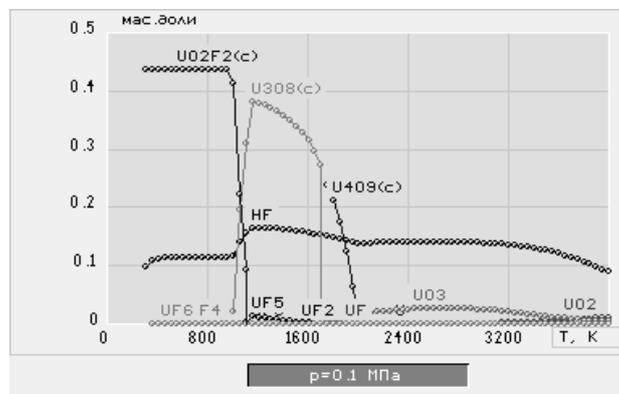


Рис. 7. Равновесный состав продуктов плазменной конверсии гексафторида урана в воздушно-аммиачной плазме (50%UF₆ : 5%NH₃ : 45% Воздух)

Из анализа равновесных составов (рис. 6) следует, что при рабочих температурах до 800 К основным продуктом плазменной конверсии гексафторида урана в воздушно- аммиачной плазме является $UF_4(c)$ в конденсированной фазе, а при температурах 1000...2000 К образуется требуемый целевой продукт в виде $UO_2(c)$ в конденсированной фазе. Снижение массовой доли аммиака с 10% до 5% приводит к резкому изменению состава продуктов (рис. 7)

Из анализа равновесных составов (рис. 7) следует, что при рабочих температурах до 900К основным продуктом плазменной конверсии гексафторида урана в воздушно- аммиачной плазме является $UO_2F_2(c)$ в конденсированной фазе, а при температурах 1200...1600 К образуется $U_3O_8(c)$ в конденсированной фазе, а свыше 1600 К – $U_4O_9(c)$ в конденсированной фазе. Требуемого целевого продукта в виде $UO_2(c)$ в конденсированной фазе не образуется.

Учитывая, что применение воздушно-водородных плазменных теплоносителей является небезопасным, можно рекомендовать для практической реализации процесс плазменной конверсии гексафторида урана в воздушно-аммиачной плазме для прямого получения двуокси урана $UO_2(c)$.

Список литературы:

1. Шевченко В.Б., Судариков Б.Н. Технология урана. – М.: ГОСАТОМИЗДАТ, 1961. – 330с.
2. Туманов Ю.Н. Плазменные и высокочастотные процессы получения и обработки материалов в ядерном топливном цикле: настоящее и будущее. – М.: «Физматлит», 2003. – 759с.
3. Давыдов В.И., Гамрекели М.Н., Добрыгин Л.Г. Термические процессы и аппараты для получения окислов редких и радиоактивных металлов. – М.: «Атомиздат», 1977. – 270с.