

12. Arhipov A.P. Issledovanie raspredeleniya massovoy skorosti i entalpii teplonositelya po secheniyu semisterzhnevoogo puchka / A.P. Arhipov, A.P. Ornatskiy, E.M. Maevskiy // Teploenergetika. – 1981. – #10. P. 64 – 66.

13. Kichigin A.M. O mehanizme krizisa teplotdachi pri kipenii v usloviyah svobodnogo dvizheniya / A.M. Kichigin, I.L. Pioro // Prom. teplotehnika. – 1991. – Т. 13, # 3. – P. 19–29.

14. Bekker K. Issledovanie usloviy vznikoveniya krizisa pri techenii kipyaschey vody v vertikalnom koltsevom kanale / K. Bekker, G. Hernborg // Tr. Amer. o-va inzh.-mehnikov. Ser. S. – 1964. – Т. 86, # 3. – P. 130 – 136.

15. Alekseev G.V. Kriticheskie teplovyie potoki v koltsevyyih kanalah s dvuhstoronnim podvodom tepla / G.V. Alekseev, B.A. Zenkevich, V.I. Subbotin // Krizis kipeniya i temperaturnyy rezhim isparitelnyih poverhnostey nagreva. – L. – 1965. – P. 123 – 127.

УДК 621.18: 539.3

Ю. В. РОМАШОВ

## ОЦЕНКА РЕСУРСА ЭКСПЛУАТАЦИИ И ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДОЛГОВЕЧНОСТИ ТЕПЛООБМЕННЫХ ТРУБ ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛЕЙ ПАРОВЫХ КОТЛОВ С УЧЕТОМ СПЛОШНОЙ КОРРОЗИИ

Целью данного исследования является оценка ресурса эксплуатации и показателей долговечности теплообменных труб пароперегревателей паровых котлов с учетом сплошной коррозии. Метод исследования состоит в математическом моделировании процессов деформирования и достижения предельного состояния теплообменных труб для определения ресурса их эксплуатации при заданных эксплуатационных воздействиях и последующей обработки результатов такого моделирования методами теории вероятностей для определения вероятностных показателей долговечности. С использованием предложенного метода для оценки ресурса эксплуатации и показателей долговечности элементов конструкций тепловых и ядерных энергоустановок выполнено исследование долговечности с учетом сплошной коррозии теплообменных труб пароперегревателей паровых котлов. Показано, что среди различных показателей, позволяющих оценить долговечность теплообменных труб пароперегревателей паровых котлов, наиболее полным является гамма-процентный ресурс. Вероятность, допускающую достижение предельного состояния, следует выбирать с учетом множества факторов, в первую очередь связанных с технико-экономическими аспектами резервирования мощностей в энергетической системе.

**Ключевые слова:** ресурс, долговечность, труба, пароперегреватель, паровой котел, коррозия.

**Введение.** Значительная часть отказов на паровых котлах электростанций происходит из-за повреждений пароперегревателей, теплообменные трубы которых подвержены сплошной коррозии [1, 2]. Определение ресурса и показателей долговечности теплообменных труб пароперегревателей с учетом сплошной коррозии представляет актуальную научную проблему, связанную с научно-техническими задачами обеспечения надежности энергетических паровых котлов при длительной эксплуатации. Фундаментальные закономерности сплошной коррозии теплообменных труб паровых котлов изучены весьма основательно: установлена существенная зависимость интенсивности коррозии от температуры, а также временные закономерности процесса коррозионного поражения [2]. В настоящее время особенно актуальны вероятностные показатели долговечности элементов конструкций, позволяющие оценивать надежность и планировать эксплуатацию тепловых и ядерных энергоустановок [3-5]. Определение показателей долговечности с учетом известных фундаментальных закономерностей сплошной коррозии и несоответствия условий эксплуатации проектным режимам в современных исследованиях представлены ограничено.

**Цели и задачи исследования.** Сплошная коррозия эксплуатирующихся под внутренним давлением теплообменных труб пароперегревателей паровых котлов приводит к утонению стенок, которое вызывает перераспределение напряжений и с течением времени может привести к разрушению, влияя на ресурс и показатели долговечности. Целью опирающегося на результаты работы [5] данного исследования является оценка ресурса эксплуатации и показателей долговечности теплообменных труб пароперегревателей паровых котлов с учетом сплошной коррозии. Для реализации указанной цели

предполагается выполнить следующие задачи: предложить метод определения ресурса эксплуатации и показателей долговечности элементов конструкций тепловых и ядерных энергоустановок, определить ресурс и показатели долговечности теплообменных труб пароперегревателя парового котла в условиях сплошной коррозии и изучить влияние вида сжигаемого топлива на долговечность теплообменных труб пароперегревателей.

**1. Определение ресурса эксплуатации и показателей долговечности элементов конструкций тепловых и ядерных энергоустановок.** С течением времени  $t$  воздействия на элемент конструкции энергоустановки с начала эксплуатации, отвечающего моменту времени  $t = 0$ , приводят к изменению его состояния вплоть до достижения в момент времени  $t = t^*$  предельного состояния, исключающего возможность дальнейшей нормальной эксплуатации. В качестве ресурса эксплуатации принимаем время  $t^*$ .

Принимаем существование конечного числа параметров  $z_k(t)$ ,  $k = 1, 2, \dots, N$ , которые характеризуют воздействия на элемент конструкции энергоустановки в процессе эксплуатации; такими параметрами могут быть температура, давление, концентрации агрессивных компонентов в рабочих средах. Время  $t^*$  определяется воздействиями на элемент конструкции при эксплуатации, т.е. является функционалом

$$t^* = t_N^*(z_1(t), z_2(t), \dots, z_N(t)). \quad (1)$$

Для элементов конструкций однотипных энергоустановок функционал (1) приближенно можно считать одинаковым; параметры  $z_k(t)$  будут различаться даже при эксплуатации на одинаковых режимах и приводить к разному ресурсу эксплуатации, что согласуется с опытом эксплуатации. Построить функционал (1) без дополнительных упрощений практически не представляется возможным; эффективный способ введения таких упрощений состоит в представлении параметров  $z_k(t)$  разложениями вида

$$z_k(t) = z_{k0} + \sum_{i=1}^Q z_{ki} Z_{ki}(t), \quad k = 1, 2, \dots, N. \quad (2)$$

Здесь  $Q$  – число базисных функций и  $Z_{ki}(t)$  – заданные базисные функции;  $z_{ki}$  – коэффициенты. Подстановка разложений (2) в функционал (1) позволяет представить ресурс эксплуатации в виде функции коэффициентов разложений (2):

$$t^* = t_{QN}^*(z_{10}, z_{11}, z_{12}, \dots, z_{1Q}, \dots, z_{N0}, z_{N1}, z_{N2}, \dots, z_{NQ}). \quad (3)$$

Разложения (2) сужают класс учитываемых эксплуатационных воздействий, что оказывается удобным, поскольку исключает физически нереализуемые воздействия; часто даже при малых числах  $N$ ,  $Q$  можно получать приемлемые оценки ресурса эксплуатации. Например, если эксплуатационные воздействия незначительно отклоняются от стационарных номинальных режимов, характеризуемых параметрами  $z_k^{\text{НОМ}} = \text{const}$ , приближенно считают  $Q = 0$  и  $z_{k0} = z_k^{\text{НОМ}}$ . Полагая  $N = 1$ ,  $Q = 1$  и  $z_1(t) = z_{10} + z_{11} \sin(p_1 t)$ , где коэффициенты  $z_{10}$ ,  $z_{11}$  имеют смысл среднего и амплитудного значений параметра  $z_1$ , определяют ресурс элементов конструкций при усталостном разрушении. Смысл введения функции (3) состоит в том, что ее часто можно получить непосредственно, не располагая функционалом (1).

Информация о параметрах  $z_k(t)$  является, как правило, неполной и не позволяет оценить ресурс эксплуатации при помощи функционала (1) или функции (3). Неполная информация о параметрах  $z_k(t)$  позволяет трактовать их как случайные функции. При этом разложения (2) будут совпадать с каноническими разложениями соответствующих случайных функций [6], и коэффициенты разложений (2) – аргументы функции (3) будут случайными величинами. Пусть  $\zeta_{ki} = \zeta_{ki}(z_{ki})$ ,  $k = 1, 2, \dots, N$ ,  $i = 0, 1, 2, \dots, Q$  – плотности распределения случайных величин  $z_{ki}$ . Рассматривая коэффициенты  $z_{ki}$  в виде системы некоррелированных случайных величин, определим плотность ее распределения [6]:

$$\zeta = \zeta(z_{10}, z_{11}, z_{12}, \dots, z_{1Q}, \dots, z_{N0}, z_{N1}, z_{N2}, \dots, z_{NQ}) = \prod_{k=1}^N \prod_{i=0}^Q \zeta_{ki}(z_{ki}). \quad (4)$$

Для определения плотности распределения времени  $t^*$ , представленного в виде функции (3), воспользуемся известным результатом теории вероятностей [6]:

$$f(t^*) = dF(t^*)/dt^*, \quad F(t^*) = \int \int \dots \int_{D(t^*)} \zeta(z_{10}, z_{11}, \dots, z_{ki}, \dots, z_{NQ}) dz_{10} dz_{11} \dots dz_{ki} \dots dz_{NQ}. \quad (5)$$

Здесь  $D(t^*)$  – область значений коэффициентов  $z_{ki}$ , для которых функция (3) удовлетворяет условию  $t_{QN}^*(z_{10}, \dots, z_{NQ}) \leq t^*$ . В случае, когда числа  $N = 1$  и  $Q = 0$ , время (3) будет функцией одного случайного аргумента и плотность распределения (5) можно получить в явном виде [6]

$$t^* = t^*(z_{10}), \quad \zeta = \zeta(z_{10}), \quad f(t^*) = \zeta_{10}(z_{10}(t^*)) dz_{10}(t^*)/dt^*, \quad (6)$$

где учтено, что  $t^* = t^*(z_{10})$  монотонная функция;  $z_{10} = z_{10}(t^*)$  – обратная к  $t^* = t^*(z_{10})$  функция.

Плотность распределения (5) позволяет определять показатели долговечности элементов конструкций энергоустановок следующим образом:

$$t_\gamma : \int_0^{t_\gamma} f(t^*) dt^* = 1 - \frac{\gamma}{100}, \quad \langle t^* \rangle = \int_0^\infty t^* f(t^*) dt^*, \quad (7)$$

где  $t_\gamma$  –  $\gamma$ -процентный ресурс, представляющий наработку (время), в течение которой предельное состояние не будет достигнуто с процентной вероятностью  $\gamma$ ;  $\langle t^* \rangle$  – средний ресурс, представляющий математическое ожидание наработки до предельного состояния [3].

Определение показателей долговечности с приемлемой для практического использования точностью возможно при помощи канонических разложений (2) с малым числом  $Q$  базисных функций и даже с числом  $Q = 0$ . Действительно, случай  $Q = 0$  отвечает стационарным эксплуатационным воздействиям с параметрами  $z_k(t) = z_{k0} = const$ , и ресурс эксплуатации (3) примет вид

$$t^* = t_{NQ}^*(z_{k0}, z_{20}, \dots, z_{N0}). \quad (8)$$

Очевидно, что значения параметров  $z_{k0}$  можно подобрать таким образом, чтобы выполнялось условие

$$t_{NQ}^*(z_{k0}, z_{20}, \dots, z_{N0}) = t_N^*(z_1(t), z_2(t), \dots, z_N(t)). \quad (9)$$

Параметрами  $z_{k0}$ , подобранными из условия (9), определяется стационарное эксплуатационное воздействие, при котором время  $t^*$  будет точно таким же, как и при реальном, характеризуемом параметрами  $z_k(t)$  эксплуатационном воздействии. Это позволяет рассматривать проектный режим эксплуатации как стационарный с номинальными значениями параметров  $z_{k0} = z_k^{ном}$ , подобранными из равенства (9), а фактически реализуемые эксплуатационные воздействия характеризовать интервалами

$$z_{k0}^{min} \leq z_{k0} \leq z_{k0}^{max}. \quad (10)$$

Здесь  $z_{k0}^{min}$ ,  $z_{k0}^{max}$  – границы интервалов, охватывающих отклонения эксплуатационных воздействий на элементы конструкций энергоустановки от проектного режима  $z_{k0}^{min} \leq z_k^{ном} \leq z_{k0}^{max}$ . Плотности распределения параметров  $z_{k0}$  внутри интервалов (10) можно установить на основании экспертных оценок, опирающихся на данные замеров рабочих параметров энергоустановок при эксплуатации.

**2. Ресурс эксплуатации теплообменных труб пароперегревателя парового котла в условиях сплошной коррозии.** Как объект исследования рассматриваем теплообменные трубы пароперегревателя парового котла Пп–3950–25–545/542ГМН, для которого основным топливом является высокосернистый мазут. Теплообменную трубу принимаем в виде выполненного из стали 12Х18Н12Г цилиндра с

внутренним радиусом  $r_1$  и наружным –  $r_2$ , нагруженного внутренним давлением  $p = p^{\text{ном}} = 25$  МПа в стационарном температурном поле с температурой  $T_2$  на наружном и  $T_1$  на внутреннем радиусе. Рассматриваем упругое деформирование трубы, пренебрегая другими факторами, чтобы сосредоточить внимание только на сплошной коррозии, которую приближенно считаем равномерной по сечению трубы. При помощи решения плоской задачи термоупругости [7] для бесконечного цилиндра, нагруженного внутренним давлением в стационарном температурном поле, определим радиальные  $\sigma_{rr}$  и окружные  $\sigma_{\theta\theta}$  напряжения в точках поперечного теплообменной трубы с радиальными координатами  $r_1 \leq r \leq r_2$  в виде

$$\begin{aligned}\sigma_{rr}(\rho) &= \frac{\rho_1^2 p}{1 - \rho_1^2} \left(1 - \frac{1}{\rho^2}\right) + \alpha E \frac{\Delta T}{2 \ln \rho_1} \left( \frac{\rho_1^2 \ln \rho_1}{1 - \rho_1^2} \left(1 - \frac{1}{\rho^2}\right) + \ln \rho \right), \\ \sigma_{\theta\theta}(\rho) &= \frac{\rho_1^2 p}{1 - \rho_1^2} \left(1 + \frac{1}{\rho^2}\right) + \alpha E \frac{\Delta T}{2 \ln \rho_1} \left( \frac{\rho_1^2 \ln \rho_1}{1 - \rho_1^2} \left(1 + \frac{1}{\rho^2}\right) + \ln \rho + 1 \right),\end{aligned}\quad (11)$$

где  $\rho = r/r_2$  – относительная координата и  $\rho_1 = r_1/r_2$ ;  $\alpha = 18,5 \cdot 10^{-6} K^{-1}$  – температурный коэффициент линейного расширения и  $E = 160$  ГПа – модуль упругости стали X18H12T при температуре  $600^\circ C$  [8];  $\Delta T = T_2 - T_1$  – перепад температуры по толщине стенки трубы.

Предельным состоянием трубы считаем образование пластической деформации хотя бы в одной ее точке, что устанавливаем, как принято при расчетах на прочность паровых котлов [9], при помощи условия пластичности по теории максимальных касательных напряжений:

$$\forall \rho : \tau_{\max}(\rho) = \sigma_{0,2}, \quad \tau_{\max}(\rho) = \sigma_{\theta\theta}(\rho) - \sigma_{rr}(\rho), \quad (12)$$

где  $\sigma_{0,2} = 110$  МПа – предел текучести стали 12X18H12T при температуре  $600^\circ C$  [8].

Радиусы трубы изменяются со временем  $t$  вследствие высокотемпературной газовой коррозии с наружной стороны и коррозии в пароводяной среде с внутренней стороны [2]:

$$r_1 = r_1(t) = r_{1(0)} + \Delta S_1(t), \quad r_2 = r_2(t) = r_{2(0)} - \Delta S_2(t). \quad (13)$$

Здесь  $r_1(t)$  и  $r_2(t)$  – текущий внутренний и наружный радиус;  $r_{1(0)} = 14$  мм и  $r_{2(0)} = 21$  мм – внутренний и наружный радиус в момент времени  $t = 0$ ;  $\Delta S_1(t)$  и  $\Delta S_2(t)$  – утонения стенки трубы с внутренней и наружной стороны. Процесс утонения стенок теплообменных труб подробно рассмотрен в работе [2]. Для труб пароперегревателей из стали X18H12T паровых котлов сверхкритического давления, работающих на сернистом мазуте, утонения стенки зависят от абсолютной температуры  $T$  и времени [2]:

$$\lg(\Delta S_1(t)) = 4,54 - 7,2 \cdot 10^3 T^{-1} + 0,385 \lg t, \quad \lg(\Delta S_2(t)) = 2,226 - 7450 T^{-1} + (1,0 + 0,234 \cdot 10^{-3} T) \lg t. \quad (14)$$

Подставив выражения (13), (14) в напряжения (11), (12), получим напряжения в трубе в виде функций  $\sigma_{rr} = \sigma_{rr}(r, t)$ ,  $\sigma_{\theta\theta} = \sigma_{\theta\theta}(r, t)$ ,  $\tau_{\max} = \tau_{\max}(r, t)$  (рис. 1); максимальные касательные напряжения имеют максимум на внутреннем радиусе  $r = r_1$  трубы (рис. 1). Отношение  $\tau_{\max}^{\max}(t) = \tau_{\max}(r_1(t), t)$  максимального значения максимального касательного напряжения к пределу текучести материала можно трактовать как степень близости состояния материала трубы к предельному состоянию; закон изменения во времени этого отношения позволяет определять момент времени  $t^*$ , в который выполнится условие (12) (рис. 2). Время  $t^*$  зависит от температуры  $T_2$  (рис. 2), и такую зависимость можно представить с погрешностью, не превышающей 2%, в виде аппроксимации (рис. 3)

$$t^*(T_2) = A \cdot T_2^{-k}; \quad A = 1,31862 \cdot 10^{60} K^{-1/k}, \quad k = 18,6056865. \quad (15)$$

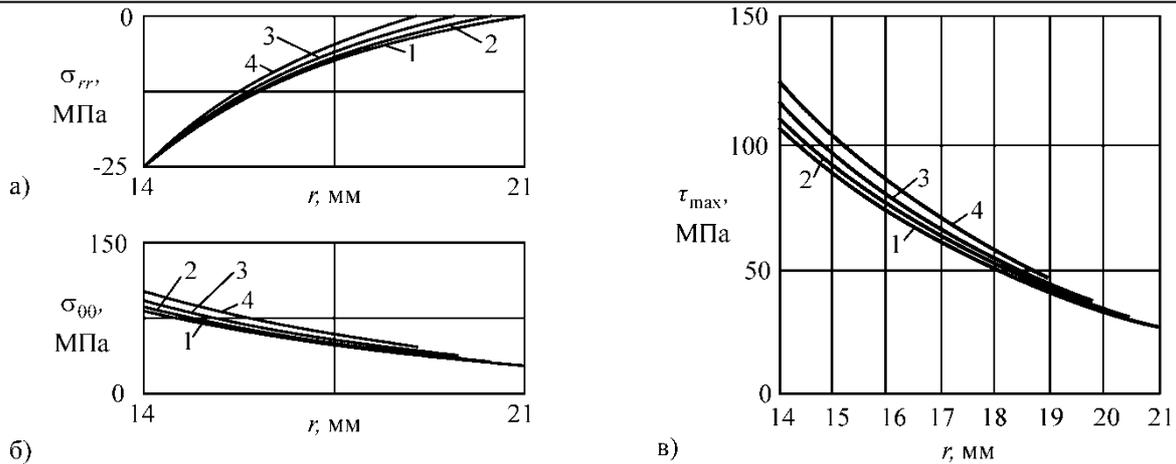


Рис. 1. Эпюры радиальных (а), окружных (б) и максимальных касательных напряжений (в) в сечении теплообменной трубы пароперегревателя парового котла, полученные при температуре  $T_2 = 600^{\circ}\text{C}$  для  $\Delta T = 10^{\circ}\text{C}$  в моменты времени  $t = 0$  (1),  $t = 10^5$  ч (2),  $t = 2 \cdot 10^5$  ч (3),  $t = 3 \cdot 10^5$  ч (4)

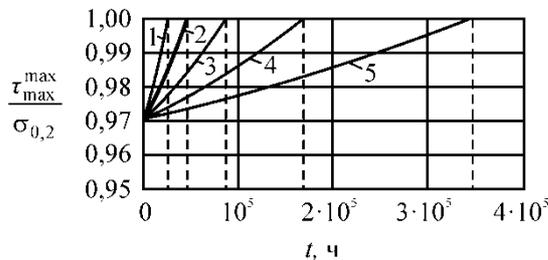


Рис. 2. Отношения максимального значения максимального касательного напряжения в сечении трубы пароперегревателя к пределу текучести при  $\Delta T = 10^{\circ}\text{C}$  для температуры  $T_2 = 660^{\circ}\text{C}$  (1),  $T_2 = 630^{\circ}\text{C}$  (2),  $T_2 = 600^{\circ}\text{C}$  (3),  $T_2 = 570^{\circ}\text{C}$  (4),  $T_2 = 540^{\circ}\text{C}$  (5)

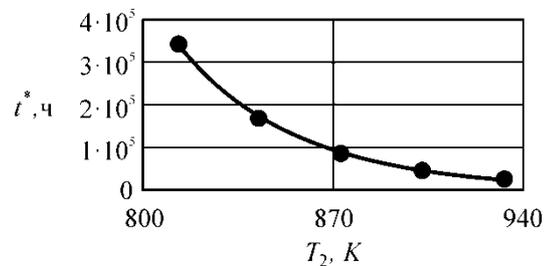


Рис. 3. Зависимость между временем  $t^*$  и температурой  $T_2$  наружной поверхности трубы пароперегревателя при  $\Delta T = 10^{\circ}\text{C}$ , полученная путем аппроксимации (кривая) по отдельным расчетным точкам (маркеры)

**3. Показатели долговечности теплообменных труб пароперегревателя парового котла с учетом сплошной коррозии.** Неустойчивость процесса сжигания топлива, накопление отложений на теплопередающих поверхностях и другие факторы вызывают отклонения температуры  $T_2$  от номинального значения при эксплуатации паровых котлов. Отклонения температуры  $T_2$  при эксплуатации учтем, считая ее случайной величиной так что  $N = 1, Q = 0, z_{10} = T_2$ . Принимаем, что при эксплуатации температура  $T_2$  может отклоняться от номинального значения  $T_2^{\text{НОМ}} = 600^{\circ}\text{C}$  не более чем на 10%, т.е.  $T_2^{\text{min}} \leq T_2 \leq T_2^{\text{max}}$ , где  $T_2^{\text{min}} = 540^{\circ}\text{C}$ ,  $T_2^{\text{max}} = 660^{\circ}\text{C}$ , и ее распределение характеризуется равномерным законом (рис. 4а):

$$\zeta(T_2) = \begin{cases} (T_2^{\text{max}} - T_2^{\text{min}})^{-1}, & T_2^{\text{min}} \leq T_2 \leq T_2^{\text{max}} \\ 0, & T_2^{\text{min}} > T_2 > T_2^{\text{max}}. \end{cases} \quad (16)$$

По формулам (6) с учетом выражений (15), (16) получим плотность распределения времени  $t^*$  (рис. 4б)

$$f(t^*) = \begin{cases} (T_2^{\text{max}} - T_2^{\text{min}})^{-1} A^{1/k} k^{-1} \cdot (t^*)^{-1-1/k}, & t_{\text{min}}^* \leq t^* \leq t_{\text{max}}^* \\ 0, & t_{\text{min}}^* > t^* > t_{\text{max}}^* \end{cases} \quad (17)$$

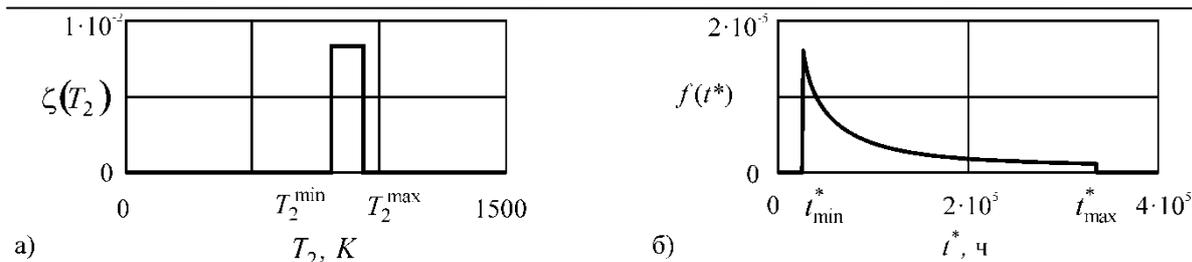


Рис. 4. Принятая в расчетах плотность распределения температуры  $T_2$  (а) и отвечающая ей плотность распределения времени  $t^*$  (б) теплообменной трубы пароперегревателя при  $\Delta T = 10^\circ\text{C}$

где  $t_{\min}^* = A \cdot (T_2^{\max})^{-k}$ ,  $t_{\max}^* = A \cdot (T_2^{\min})^{-k}$  – минимально и максимально возможный ресурс теплообменной трубы пароперегревателя парового котла с учетом сплошной коррозии в принятых условиях.

Подставив плотность распределения (17) в формулы (7), определим показатели долговечности:

$$t_\gamma = A \left( T_2^{\max} - (T_2^{\max} - T_2^{\min}) \left( 1 - \frac{\gamma}{100} \right) \right)^{-k}, \quad \langle t^* \rangle = \frac{A}{k-1} \frac{(T_2^{\min})^{1-k} - (T_2^{\max})^{1-k}}{T_2^{\max} - T_2^{\min}}. \quad (18)$$

Наряду с  $\gamma$ -процентным и средним ресурсом (18) в качестве показателей долговечности теплообменных труб пароперегревателей можно рассматривать также величины  $t_{\min}^*$ ,  $t_{\max}^*$  и  $t_{\text{ном}}^* = A \cdot (T_2^{\text{ном}})^{-k}$  – номинальный ресурс эксплуатации, представляющий ресурс эксплуатации при номинальной температуре. Показатели долговечности теплообменных труб пароперегревателя представлены на рис. 5 и рис.6.

**4. Влияние вида сжигаемого топлива на долговечность теплообменных труб пароперегревателей паровых котлов.** Представленные на рис. 1–6 результаты получены для теплообменных труб пароперегревателей парового котла, работающего на высокосернистом мазуте, для которого утонение стенки с наружной стороны трубы описывается вторым соотношением (14). Для теплообменных труб из стали X18H12T утонение стенки с наружной стороны в продуктах сгорания природного газа имеет вид [2]

$$\lg(\Delta S_2(t)) = 3,166 - 5850 T^{-1} + (0,5 + 0,167 \cdot 10^{-5} T) \lg t. \quad (19)$$

Выполним расчеты по формулам (11)–(14), используя вместо второго выражения (14) выражение (19), и определим для разной температуры  $T_2$  изменение во времени отношения максимального значения максимального касательного напряжения  $\tau_{\max}^{\max}(t)$  к пределу текучести материала. Это позволит определить момент времени  $t^*$ , в который выполнится условие (12), и установить зависимость между временем  $t^*$  и температурой  $T_2$  для теплообменных труб пароперегревателя парового котла, сжигающего природный газ. Такая зависимость может быть представлена с погрешностью около 2% в виде аппроксимации (15) (рис. 7а, кривая 1), в которой следует принять  $A = 1,1864 \cdot 10^{103} \text{ K}^{-1/k}$ ,  $k = 32,92106999$ . Далее при помощи формул (18) определим показатели долговечности теплообменных труб пароперегревателя парового котла, сжигающего природный газ. Результаты, полученные для ресурса эксплуатации и  $\gamma$ -процентного ресурса теплообменных труб пароперегревателя парового котла, сжигающего природный газ и высокосернистый мазут, представлены на рис. 7. Существенная разница в долговечности теплообменных труб пароперегревателей паровых котлов, сжигающих разный тип топлива, обусловлена тем, что при оценке ресурса и показателей долговечности в расчет принималась только сплошная коррозия. Полученные результаты свидетельствуют о том, что сплошная коррозия является основным фактором, определяющим ресурс эксплуатации теплообменных труб пароперегревателей паровых котлов, сжигающих высокосернистый мазут; для паровых котлов, сжигающих природный газ, сплошная коррозия не является основным фактором, определяющим ресурс эксплуатации теплообменных труб пароперегревателей.

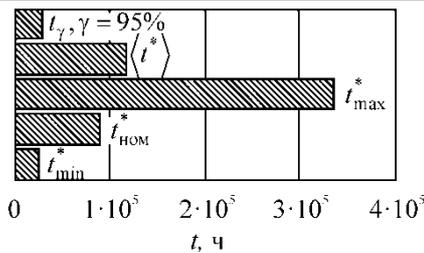


Рис. 5. Показатели долговечности теплообменных труб пароперегревателя парового котла, полученные при  $\Delta T = 10^\circ\text{C}$

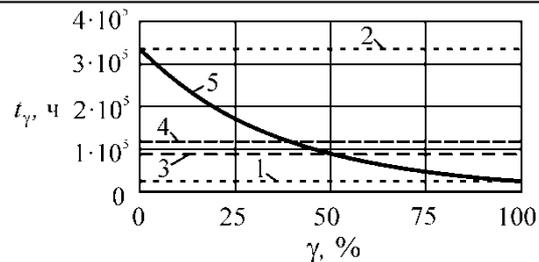


Рис. 6. Соотношения между показателями долговечности теплообменных труб пароперегревателя парового котла  $t_{\min}^*$  (1),  $t_{\max}^*$  (2),  $t_{\text{НОМ}}^*$  (3),  $\langle t^* \rangle$  (4) и  $t_\gamma$  (5), полученными при  $\Delta T = 10^\circ\text{C}$

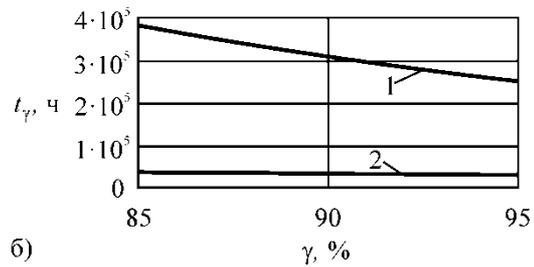
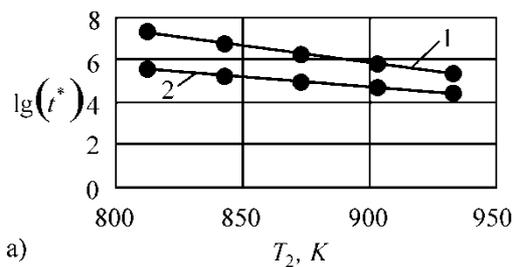


Рис. 7. Ресурс эксплуатации (а), представленный аппроксимацией (кривые) с использованием расчетных точек (маркеры) и  $\gamma$ -процентный ресурс (б) с учетом сплошной коррозии теплообменных труб пароперегревателей паровых котлов, сжигающих природный газ (1) и высокосернистый мазут (2)

Погрешность определения показателей долговечности, опирающегося на известное аналитическое решение задачи термоупругости для толстостенного цилиндра [7] и данные [2] о кинетике коррозионного утонения стенок труб в продуктах сгорания мазута и природного газа, определяется соответствием действительности учитываемого в расчетах интервала возможного изменения температуры стенки. Прямых статистических данных о разбросе температуры стенки и наработки до разрушения теплообменных труб пароперегревателей паровых котлов в литературе найти не удалось. Показатели долговечности теплообменных труб пароперегревателей, полученные для принятого в расчетах 10%-ного интервала изменения температуры около ее номинального значения, не противоречат рекомендациям по выбору предельных температур для стали X18H12T, сформулированным на основе опыта эксплуатации паровых котлов [2]. Полученные результаты могут быть уточнены за счет более строгого обоснования выбора интервала возможного изменения в процессе эксплуатации температуры стенки теплообменной трубы.

**Выводы по результатам исследования.** При помощи предложенного для оценки ресурса эксплуатации и показателей долговечности элементов конструкций тепловых и ядерных энергоустановок метода выполнено исследование долговечности с учетом сплошной коррозии теплообменных труб пароперегревателей паровых котлов. Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. Зависимость ресурса эксплуатации с учетом сплошной коррозии теплообменных труб пароперегревателей паровых котлов от температуры наружной поверхности труб в логарифмических координатах приближенно является линейной: понижение температуры приводит к существенному увеличению, а повышение – к еще более существенному уменьшению ресурса. Установленный характер зависимости ресурса эксплуатации от температуры позволяет рассматривать снижение температуры наружной стенки теплообменных труб пароперегревателя за счет понижения рабочих параметров как эффективный способ повышения долговечности паровых котлов, показавших после ввода в эксплуатацию низкую надежность вследствие частых повреждений теплообменных труб пароперегревателей на проектных режимах.

2. Из различных показателей, позволяющих оценить долговечность теплообменных труб пароперегревателей паровых котлов, наиболее полным является  $\gamma$ -процентный ресурс. Ресурс эксплуатации при номинальной температуре наружной поверхности теплообменной трубы

пароперегрівача може відповідати  $\gamma$ -процентному ресурсу при  $\gamma = 50\%$ . Середній ресурс може бути більше ресурса при номінальній температурі і відповідати  $\gamma$ -процентному ресурсу при  $\gamma < 50\%$ .

3. Можна передбачити, що, використовуючи  $\gamma$ -процентний ресурс, предельним переходом теоретично можливо отримати час експлуатації в течение якого з 100% ймовірністю не приведе до досягнення предельного стану. Це час часто виявляється настільки малим, що його неможливо розглядати як визначений ресурс експлуатації в силу економічних міркувань. Ресурс експлуатації, по-видимому, повинен визначатися на основі  $\gamma$ -процентного ресурса і з певною ймовірністю допускати досягнення предельного стану. Ймовірність, допускаючу досягнення предельного стану, слід вибирати з урахуванням множини факторів, в першу чергу з техніко-економічними аспектами резервування потужностей в енергетичній системі.

4. Вид згораючого палива впливає на основний фактор, що веде до досягнення предельного стану теплообмінних труб пароперегрівачів парових котлів. Ресурс експлуатації теплообмінних труб пароперегрівачів парових котлів, згораючих високосернистий мазут, навіть з урахуванням тільки загальної корозії може бути менше 100 тис. годин, що дозволяє розглядати загальну корозію як основний фактор, обмежуючий ресурс експлуатації. Ресурс експлуатації теплообмінних труб пароперегрівачів парових котлів, згораючих природний газ, з урахуванням тільки загальної корозії становить більше 200 тис. годин, що не дозволяє розглядати загальну корозію як основний фактор, обмежуючий ресурс експлуатації.

### Література

1. Резников М.М. Паровые котлы тепловых электростанций [Текст] / М.М. Резников, Ю.М. Липов. – М.: Энергоиздат, 1981. – 242 с.
2. Антикайн П.А. Коррозия металла парогенераторов [Текст] / П.А. Антикайн. – М.: Энергия, 1977. – 112 с.
3. Гладышев Г.П. Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС и АЭС [Текст] / Г.П. Гладышев, Р.З. Аминов, В.З. Гуревич и др.; Под ред. А.И. Андрущенко. – М.: Высш. шк., 1991. – 304 с.
4. Матеенко Ю.П. Математическая модель резерва мощности в энергосистеме / Ю.П. Матеенко, С.В. Рябый // Энергетика: економіка, технології, екологія. – 2005. – № 2. – С. 7–12.
5. Ромашов Ю.В. Оценка показателей долговечности теплообменных труб пароперегрівачів парових котлів на основе континуальной механики разрушения / Ю.В. Ромашов // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2012. – № 10(104). – С. 41–56.
6. Вентцель Е.С. Теория вероятностей [Текст] / Е.С. Вентцель. – М.: Наука, 1969. – 576 с.
7. Коваленко А.Д. Основы термоупругости [Текст] / А.Д. Коваленко. – К.: Наук. думка, 1970. – 308 с.
8. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок (ПНАЭ Г-7-002-86) [Текст] / Госатомэнергонадзор СССР. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 525 с.
9. Антикайн П.А. Металлы и расчет на прочность котлов и трубопроводов [Текст] / П.А. Антикайн. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 368 с.

УДК 621.18: 539.3

Ю. В. РОМАШОВ

### ОЦІНКА РЕСУРСУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ПОКАЗНИКІВ ДОВГОВІЧНОСТІ ТЕПЛОБІМНИХ ТРУБ ПАРОПЕРЕГРІВАЧІВ ПАРОВИХ КОТЛІВ З УРАХУВАННЯМ СУЦІЛЬНОЇ КОРОЗІЇ

Метою даного дослідження є оцінка ресурсу експлуатації і показників довговічності теплообмінних труб пароперегрівачів парових котлів з урахуванням суцільної корозії. Метод дослідження полягає в математичному моделюванні процесів деформування і досягнення граничного стану теплообмінних труб для визначення ресурсу їх експлуатації при заданих експлуатаційних впливах і подальшої обробки результатів такого моделювання методами теорії імовірності для визначення імовірнісних показників довговічності. З використанням запропонованого методу для оцінки ресурсу експлуатації і показників довговічності елементів конструкцій теплових і ядерних енергоустановок виконано дослідження довговічності з урахуванням суцільної корозії теплообмінних труб пароперегрівачів парових котлів. Показано, що з різних показників, які дозволяють оцінити довговічність теплообмінних труб пароперегрівачів парових котлів, найбільш повним є гамма-відсотковий ресурс. Імовірність, що допускає досягнення граничного стану, слід вибирати з урахуванням різних факторів, у першу чергу пов'язаних з техніко-економічними аспектами резервування потужностей в енергетичній системі.

**Ключові слова:** ресурс, довговічність, труба, пароперегрівач, паровий котел, корозія.

YU. V. ROMASHOV

**EVALUATION OF THE USEFUL LIFE AND DURABILITY MEASURES OF STEAM BOILERS SUPERHEATERS HEAT EXCHANGER TUBES DAMAGED DUE TO CONTINUOUS CORROSION**

The evaluation of the useful life and durability measures of heat exchanger tubes of superheaters of steam boilers with considering of continuous corrosion is the purpose of this research. Method of research is based on the mathematical modelling of the deformation and the limiting state of heat exchange tubes to determine the useful life under given operational impacts and post-processing of the results of such simulations using the theory of probabilities to determine the probability measures of durability. The durability of heat exchanger tubes of superheaters of steam boilers with the continuous corrosion considering is researched with the using of the proposed method for estimating of the useful life and durability measures of structural elements of thermal and nuclear power plants. It is shown that the gamma-percentile life gives the most complete estimation from the entire set of various measures for the durability estimating of heat exchange tubes of superheaters of steam boilers. The probability of the allowing of the limited state should be chosen with regard to a number of factors, primarily related to the technical and economic aspects of power redundancy in the power system.

**Keywords:** useful life, durability, tube, superheater, steam boiler, corrosion.

1. Reznikov M.M. Steam boilers of thermal power plants [Text] / M.M. Reznikov, Yu.M. Lipov. – Moscow: Energoizdat, 1981. – 242 p.
2. Antikayn P.A. Corrosion of steam generators metals [Text] / P.A. Antikayn. – Moscow: Energiya, 1977. – 112 p.
3. Gladyshev G.P. Reliability of power equipment of thermal and nuclear power plants [Text] / G.P. Gladyshev, R.Z. Aminov, V.Z. Gurevich and others; Ed. A.I. Andryushchenko. – Moscow: Vysshaya shkola, 1991. – 304 p.
4. Mateyenko Yu.P. Mathematical model of power reserve in the power system / Yu.P. Mateyenko, S.V. Ryabyu // Energy: Economics, technology, ecology. – 2005. – № 2. – P. 7–12.
5. Romashov Yu.V. Durability indexes validation based on continual fracture mechanics for heat exchanger tubes of steam boilers superheaters / Yu.V. Romashov // Energy saving. Power engineering. Energy audit. – 2012. – № 10(104). – P. 41–56.
6. Venttsel E.S. Theory of probability [Text] / E.S. Venttsel. – Moscow: Nauka, 1969. – 576 c.
7. Kovalenko A.D. Fundamentals of thermoelasticity [Text] / A.D. Kovalenko. – Kiev: Naukova dumka, 1970. – 308 p.
8. Standards of strength calculation of equipment and pipelines of nuclear power plants (PNAE G-7-002-86) [Text] / Gosatomenergonadzor USSR. – Moscow: Energoatomizdat, 1989. – 525 p.
9. Antikayn P.A. Metals and strength calculation of boilers and pipelines [Text] / P.A. Antikayn. – Moscow: Energoatomizdat, 1990. – 368 p.

# ЕКОЛОГІЯ ECOLOGY

УДК 338.984.2

А.В. ЧЕРНЯВСКИЙ, Р.А. КРАВЧУК

## ПЛАНИРОВАНИЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПОТЕНЦИАЛА СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТАХ УКРАИНЫ

В статье приведен обзор тенденций развития мировой энергетики и существующей ситуации в энергетическом комплексе Украины. В работе указано на огромный потенциал сокращения выбросов парниковых газов, который имеет место на энергетических объектах Украины. В работе акцентировано внимание на необходимости планирования оптимальной реализации имеющегося потенциала сокращения выбросов парниковых газов. Авторами предложена модель формирования оптимального плана мероприятий по сокращению выбросов парниковых газов на энергетических объектах.

**Ключевые слова:** потенциал сокращения выбросов парниковых газов, чистые угольные технологии, энергетический комплекс, энергоэффективность.

**Введение.** Во многих странах мира принимаются решения об ограничении объемов выбросов парниковых газов (ПГ) путем государственного регулирования или инвестирования в новые технологии. Это связано с научными данными, свидетельствующими о нежелательных последствиях глобального потепления. Согласно материалам Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК) [1], для многих регионов мира повышение температуры на Земле более чем на два градуса по сравнению с уровнем доиндустриальной эпохи будет иметь серьезные последствия. Оно грозит наводнениями, дефицитом питьевой воды, падением урожайности, заметным нарушением экологического равновесия и социальными потрясениями.

Изменение климата стало важным фактором, влияющим на принятие решений государственными органами, компаниями и гражданами, особенно в экономически развитых странах. Там устанавливаются жесткие требования по сокращению выбросов ПГ, а бизнес начинает вкладывать средства во внедрение новых более экологичных технологий. Многие компании активно корректируют стратегию своего бизнеса, осознавая, что вопросы климатических изменений становятся все более важными как для их собственного развития, так и для благополучия клиентов и заказчиков. [2]

Недавно опубликованные доклады, в том числе [3], подчеркивают, что во избежание катастрофических экономических последствий, связанных с повышением средней температуры в мире более чем на 2°C, к 2050 году концентрация CO<sub>2</sub> в атмосфере не должна превышать 450-550 частей на миллион. Кроме того, они подчеркивают необходимость начать сокращение выбросов в мире в следующие десять-пятнадцать лет и достичь абсолютного сокращения выбросов в развитых странах на 60-80% к 2050 году.

Украина имеет огромный потенциал для сокращения выбросов ПГ за счет расширения доступа к международному углеродному финансированию. Более того, Украина обязалась до 2018 г. внедрить Директиву Европейского Союза Large Combustion Plant Directive. Для оптимальной реализации имеющегося потенциала сокращения выбросов ПГ необходимо осуществлять планирование этой деятельности. В настоящее время накоплен достаточный объем методического материала по инвентаризации выбросов ПГ и оценке имеющегося потенциала сокращения этих выбросов. В меньшей степени разработаны вопросы формирования и оптимизации плана реализации имеющегося потенциала сокращения выбросов ПГ. Поэтому данная работа посвящена решению этой задачи.

**Тенденции развития мировой энергетики.** По данным ежегодного обзора World Energy Outlook [4] энергетическая карта мира меняется, и это может иметь далеко идущие последствия для энергетических рынков и торговли. Возрождается нефте- и газодобыча в США, некоторые страны могут отказаться от атомной энергетики, быстро развиваются ветровая и солнечная энергетика, растут темпы добычи нетрадиционного газа. Будущее мирового рынка нефти зависит от успеха Ирака в возрождении своей нефтяной отрасли. Также немаловажную роль отводится углю, который в настоящее время является наиболее распространенным и имеющимся в изобилии ископаемым топливом в мире и будет оставаться таковым в будущем. В течение 50 лет - с 2000 по 2050 год - спрос на уголь может удвоиться, превысив 7 млрд. т у. т. и составив 28% мировых поставок первичных энергоносителей, по сравнению с 25% на сегодняшний день. Потребление угля может значительно снизиться при условии проведения активной экологической политики — ведь он является наиболее углеродосодержащим видом