

## МЕТОДИКА ОЦІНКИ ДОВГОВІЧНОСТІ ТРУБОПРОВОДІВ АЕС

© 2010 р. Т. І. Матченко, Л. Б. Шаміс, Л. Ф. Первушова

ВАТ «Київський науково-дослідний та проектно-конструкторський інститут «Енергопроект», Київ

Запропоновано методику розрахунку ресурсу трубопроводів, яка враховує втрату маси металу з поверхні в потоках агресивної рідини, корозійне розтріскування, крихку та довготривалу міцність сталі.

*Ключові слова:* ресурс, корозія, трубопровід, міцність.

### Вступ

Визначення поточного стану систем і елементів енергоблока АЕС є найважливішим завданням щодо звіту з періодичної переоцінки безпеки АЕС, що здійснюється шляхом установлення існуючої або очікуваної деградації внаслідок старіння систем та елементів.

Обладнання трубопроводів протягом усього періоду експлуатації повинно виконувати проектні функції безпеки в умовах впливів навколишнього середовища, екстремальних зовнішніх подій та аварій (вібрація, землетруси, магнітні та електричні поля, значна температура, тиск, реактивні струмені води і пари, радіація, корозійно-активне середовище, вологість), враховуючи деградацію обладнання внаслідок старіння [1].

### Основний зміст

Вичерпання ресурсу трубопроводу визначається за критеріями виконання рівнянь

$$\begin{aligned}\sigma_{\tau} &= [\sigma], \\ \varepsilon_{нов} &= [\varepsilon_{нов}], \\ (\Delta h + l) / h_0 &= [(\Delta h + l) / h_0], \\ K_I &= K_{IC}, \\ K_{\varepsilon} &= K_{\varepsilon c},\end{aligned}$$

де  $\sigma, [\sigma]$  – напруження в трубопроводі після  $\tau$  років експлуатації і його критичне значення;  $\varepsilon_{нов}, [\varepsilon_{нов}]$  – деформації повзучості в трубопроводі після  $\tau$  років експлуатації і їхні критичні значення;  $\Delta h$  – зменшення або збільшення внаслідок наростання продуктів корозії товщини стінки трубопроводу внаслідок корозії, мм;  $l$  – довжина можливої тріщини в стінці трубопроводу, мм;  $h_0$  – товщина стінки трубопроводу на початку експлуатації;  $K_I, K_{IC}$  – коефіцієнт інтенсивності напружень після  $\tau$  років експлуатації та його критичне значення при наявності тріщини;  $K_{\varepsilon}, K_{\varepsilon c}$  – коефіцієнт інтенсивності деформацій після  $\tau$  років експлуатації та його критичне значення.

Значення  $\sigma$  і  $\varepsilon_{нов}$  знаходяться шляхом розрахунків пружно-деформованого стану трубопроводу з урахуванням накопичених пошкоджень за  $\tau$  років експлуатації або за період, для якого визначається ресурс для комбінації зусиль відповідно нормативним умовам експлуатації та аварійним режимам.

Критерій циклічної міцності по недопущенню пластичних перевантажень згідно з [2]

$$\sigma_{екв} \leq \sigma_{0.2} / n.$$

Коефіцієнт запасу  $n$  приймається рівним 1,5. Еквівалентне напруження підраховується за формулою інтенсивності напружень, що базується на теорії енергії формозмін

$$\sigma_{екв} = \sqrt{0,75\sigma_{np}^2 + \sigma_{\kappa}^2 + \sigma_{m.y.}^2 + \sigma_{m.y.}^2 (1,5\sigma_{np} + \sigma_{\kappa}) + 3\tau^2},$$

де  $\sigma_{np} = p[d_H - (s - c)]/[2(s - c)]$  – приведенне напруження від внутрішнього тиску в паропровідній трубі;  $\tau$  – дотичне напруження, що в даному випадку приймається рівним нулю.

Спрощено розглянуто цикли напружень, що включають простій – пуск – роботу – зупинення агрегату. Підсумовувались три види напружень: від внутрішнього тиску  $\sigma_p$ , самокомпенсації  $\sigma_k$  і теплового удару  $\sigma_{т.у.}$

При циклічному навантаженні за основу приймається розмах максимальних деформацій в циклі  $\Delta\varepsilon_{\max}$ , чи розмах максимальних деформацій зсуву в циклі  $\Delta\gamma_{\max}$ , чи інтенсивність розмахів деформацій

$$\Delta\varepsilon_i = \frac{\sqrt{2}}{3} \sqrt{(\Delta\varepsilon_1 - \Delta\varepsilon_2)^2 + (\Delta\varepsilon_2 - \Delta\varepsilon_3)^2 + (\Delta\varepsilon_3 - \Delta\varepsilon_1)^2}.$$

Відповідні критерії руйнування в цьому випадку мають вигляд

$$N_p = C_1 \Delta\varepsilon_{\max}^{-k_1};$$

$$N_p = C_2 \Delta\gamma_{\max}^{-k_2};$$

$$N_p = C_3 \Delta\varepsilon_i^{-k_3}.$$

Тут  $\Delta\varepsilon_{\max}$ ,  $\Delta\gamma_{\max}$ ,  $\Delta\varepsilon_i$  виражаються через повні деформації. Аналогічні формули можна отримати, використовуючи розмахи пластичних деформацій, що є методично більш правильним.

Г.А. Туляков на базі виконаних в ЦНДІТмаш дослідів [3] прийшов до висновку, що лінійний закон підсумовування відносних довговічностей при сумісній дії термоциклічного та статичного навантажень у загальному випадку не виконується. Він увів допущення, що граничні криві довговічності при комбінованій дії статичного та термоциклічного навантажень виражаються у відносних координатах сімейством парабол, симетрично розташованих по обидва боки від прямої, що відповідає лінійному закону підсумовування. У результаті для постійної робочої температури отримано

$$\frac{N}{N_p} + \frac{\tau}{\tau_p} = A_c \leq 1 + \alpha_c \sqrt{2} \left[ 1 - \left( \frac{N}{N_p} - \frac{\tau}{\tau_p} \right)^2 \right],$$

де  $A_c$  – параметр відносної сумарної довговічності;  $\alpha_c$  – коефіцієнт підсумовування, що визначається експериментально і знаходиться в межах  $0 \leq |\alpha_c| \leq \frac{\sqrt{2}}{2}$ , характеризує ступінь відхилення кривої граничних амплітуд від лінійного закону і залежить в загальному випадку від послідовності і тривалості прикладання навантажень, рівня напруження і механічних властивостей матеріалу;  $N, N_p$  – задана і руйнівна кількість термоциклів навантажень зразка з амплітудою  $\Delta\varepsilon$ ;  $\tau, \tau_p$  – тривалість статичного навантаження з напруженням  $\sigma$  і час до руйнування зразка по кривих тривалості міцності.

### Деформаційний ресурс зварного з'єднання трубопроводу

Деформаційний ресурс зварного з'єднання трубопроводу необхідно визначити за наступними показниками:

величиною допустимої деформації  $[\varepsilon_c^k]$  для даного середовища;

величиною критичних деформацій  $[\varepsilon_{kp}]$ , які викликають виникнення та розвиток корозійних тріщин;

критично допустимою глибиною корозійної тріщини  $l_{kp}$ . Розрахункові деформації визначаються, виходячи з найбільш жорстких умов.

Розрахунок можна здійснювати для двох критичних деформованих станів залежно від кінетики корозійного розтріскування для відповідного поєднання "метал – середовище": за критичним деформованим станом, який викликає виникнення й початок докритичного зростання тріщини. Цей деформований стан характеризується:

величиною порогових деформацій  $\varepsilon_{nop}$ , нижче яких в елементах конструкції, які не мають початкових дефектів або тріщину, корозійного розтріскування не виникає;

критичними деформаціями зародження тріщини  $\varepsilon_{kp}$ , а також відповідним йому критичним коефіцієнтом інтенсивності напружень  $K_{scs}$  при наявності початкових дефектів або тріщин.

Значення допустимих деформацій для зварних з'єднань трубопроводів  $[\varepsilon_{nop}^k]$ ,  $[\varepsilon_{NC}^k]$  можна отримати такими способами:

безпосередньо за результатами випробувань зразків

$$[\varepsilon_{nop}^k] \leq \varepsilon_{nop}^k \cdot \eta / n ;$$

посередньо за результатами корозійних випробувань основного металу із застосуванням коефіцієнтів, що враховують особливості поведінки зварного з'єднання в даному середовищі в порівнянні з основним металом при відповідному навантаженні

$$[\varepsilon_{nop}^k] \leq \varepsilon_{nop}^k \frac{(K_{cm}^k)_{kp} \cdot \eta}{K_{ef}^k \cdot n} ;$$

$$[\varepsilon_{NC}^k] \leq \varepsilon_{NM}^k \frac{(K_{CM}^k)_N \cdot \eta}{K_{ef}^k \cdot n} ,$$

де  $(K_{cm}^k)_{kp}$ ,  $(K_{CM}^k)_N$  – коефіцієнти, що враховують зміну чуттєвості металу зварних з'єднань до руйнування в порівнянні з основним металом в умовах статичного навантаження відповідно;  $K_{ef}^k$  – ефективний коефіцієнт концентрації деформацій у даному середовищі;

посередньо за результатами випробувань без середовища з уведенням відповідних коефіцієнтів. Такий підхід можливий для циклічних випробувань й обмежений при довготривалому статичному навантаженні.

$$[\varepsilon_{NC}^k] = \varepsilon_{NC}^k \frac{(K_c^k)_N \cdot \eta}{K_{ef}^k \cdot n} = \varepsilon_{NM}^k \frac{(K_M^k)_N (K_{CM}^k)_N \cdot \eta}{K_{ef}^k \cdot n} ,$$

де  $(K_M^k)_N$  – коефіцієнт, що характеризує схильність металу до руйнування в даному середовищі в порівнянні зі схильністю руйнування без середовища,  $K_{ef}^k$  – коефіцієнт, що визначається за результатами порівняльних випробувань деформованих зразків із концентратором і без концентратора деформацій у середовищі, що досліджується, і по відношенню деформацій руйнування без середовища і в середовищі

$$K_{ef}^k = \varepsilon^k / \varepsilon .$$

У більшості випадків приймають  $n = 1,25 - 1,4$ ;  $K_{ef}$  – ефективний коефіцієнт концентрації деформацій при статичному навантаженні  $K_{ef} = \varepsilon_6 / \varepsilon_{6k}$ ; при вібраційному навантаженні  $K_{ef} = \varepsilon_{-1} / \varepsilon_{-1k}$  ( $\varepsilon_6$ ,  $\varepsilon_{-1}$ ,  $\varepsilon_{6k}$ ,  $\varepsilon_{-1k}$  – деформації межі міцності та витривалості без концен-

тратора і з концентратором відповідно);  $[\varepsilon_{NC}]$ ,  $[\varepsilon_{NM}]$  – припустимі деформації для зварного з'єднання та основного металу для заданої бази випробувань  $N$ .

У випадку заданого навантаження визначають кількість циклів до виникнення тріщини  $N_{mp}$  або загальну довговічність  $N_p$  (кількість циклів до руйнування), а також живучість  $N_{жс} = N_p - N_{mp}$  – кількість циклів, протягом яких відбувається субкритичне зростання тріщини. За цими величинами назначають припустиму кількість циклів навантаження в період експлуатації конструкції.

У загальному вигляді

$$\begin{aligned} [\varepsilon_{nop}] &= \varepsilon_{nop} \cdot \eta / n, \\ [\varepsilon_N^k] &\leq \varepsilon_N^k \cdot \eta / n, \end{aligned}$$

де  $\eta$  – коефіцієнт кореляції між прискореними випробуваннями в лабораторних середовищах та умовах експлуатації будівельних конструкцій,  $\eta \approx 1.5 - 4$ .

З умов конструкційної безпеки відношення  $[(\Delta h + l) / h_0]$  визначається за класом відповідальності трубопроводу (табл. 1 і 2).

Таблиця 1

I категорія відповідальності	
Допустимий технічний стан	Значення $(\Delta h + l) / h_0$
Добрий	0,00 - 0,05
Задовільний	0,05 - 0,10
Незадовільний	0,10 - 0,15

Таблиця 2

II - IV категорія відповідальності	
Допустимий технічний стан	Значення $(\Delta h + l) / h_0$
Добрий	0,00 - 0,05
Задовільний	0,05 - 0,10
Незадовільний	0,10 - 0,15
Непридатний до експлуатації	0,15 - 0,30
Аварійний	0,30 і більше

Корозія нержавіючих сталей трубопроводів при високих температурах відбувається, як правило, з додаванням ваги за рахунок продуктів корозії. Виключення становить сплав на нікелевій основі ХН78Т (ЭИ453): при тиску 2 МПа, температурах 350 і 500 °С, а також при тиску 5 МПа і температурі 200 °С його корозія відбувається зі зменшенням ваги.

Корозійні втрати конструкційних матеріалів у потоці в 3 - 5 разів вище, ніж у статичних умовах при однакових температурах і тиску.

При 550 °С, тиску 2,5 МПа і швидкості потоку теплоносія 25 м/с сталі і нікелеві сплави Х18Н10Т, 09Х16Н15МЗБ, ХН35ВТ, ХН70Ю, 09Х14Н19В2БР, ХН60ВТ, 10Х17Н13МЗТ кородують зі швидкістю 0,002 г/(м<sup>2</sup>год); удвічі менше швидкості корозії у сталей і сплавів 31Х19Н9МВБТ, 20С23Н18, 20Х13, 10Х15Н9С36, Х16Н36МБТЮР, ХН77ТЮР, ХН88ТЮБР, 15Х18Н12СЧТЮ, 06ХН28МДТ, Х25, ХН40ГБ, 20Х13НЧГ9.

Швидкість корозії в момент часу  $\tau$  визначається за формулою

$$k = (k_0 - k_{cm})e^{-\alpha\tau} + k_{cm},$$

де  $k_0$  – швидкість корозії в початковий момент часу, г/(м<sup>2</sup>год);  $k_{cm}$  – стаціонарна швидкість корозії, г/(м<sup>2</sup>год);  $\alpha$  – емпіричний коефіцієнт (для досліджуваних сталей  $\alpha = 1.2 \cdot 10^{-3}, \text{год}^{-1}$ );  $\tau$  – час, год.

Сумарні корозійні втрати до моменту часу  $\tau$  становлять

$$q = \left[ \frac{\gamma - 1}{\alpha} (1 - e^{\alpha\tau}) + \tau \right] k_{cm};$$

$$\gamma = k_0 / k_{cm};$$

$$\gamma = 18.$$

Велика група нержавіючих сталей (хромистих, хромонікелевих, хромонікельмолібденових тощо), а також ряд сплавів на основі нікелю мають близькі значення швидкості корозії.

В інтервалі 15 - 30 м/с швидкостей потоку рідини швидкість корозії нержавіючих сталей лінійно збільшується:

$$k = k_{cm} (1 + \beta_v),$$

де  $v$  – швидкість потоку рідини в трубопроводі, м/с;  $k_{cm}$  – швидкість корозії в статичних умовах, г/(м<sup>2</sup>год);  $\beta$  – емпіричний коефіцієнт (для перерахованих вище сталей при  $v \leq 50$  м/с  $\beta = 0,3$  с/м).

Збільшення тиску при сталій температурі (в інтервалі 350 - 700 °С) призводить до збільшення швидкості корозії. Зі збільшенням температури при сталому тиску швидкість корозії зменшується.

Швидкості корозії г/(м<sup>2</sup>год) сталей у розчині 7,3 г/л борної води (H<sub>3</sub>BO<sub>3</sub>), яка використовується як теплоносій у реакторах ВВЕР-1000, при високих температурах і тиску наведено в табл. 3.

Таблиця 3

Швидкість корозії $k_0$ г/(м <sup>2</sup> год) сталей у розчині 7,3 г/л борної води (H <sub>3</sub> BO <sub>3</sub> ) при високих температурах і тиску				
Марка	Температура, °С	Тиск, МПа		
		2	5	15
10X13	200	-	0,0028	-
	350	0,0005	0,0015	0,0040
	500	0,0005	0,0012	0,0018
	600	0,0012	-	-
	700	0,0012	0,0008	-
X25	350	0,0008	0,0022	0,0040
	500	0,0008	0,0006	-
	600	-	0,0002	-
15X28	700	0,0008	-	-
	350	0,0006	-	-
	500	0,0007	-	-
12X18H10T	700	0,0007	-	-
	200	-	0,0016	-
	350	0,0006	0,0017	0,0055
15X18H12C4ТЮ (ЭИ654)	500	0,0003	0,0013	-
	600	0,0008	0,0004	0,0036
	700	0,0005	0,0003	-
	200	-	0,0020	-
	350	-	0,0017	0,0047
14X17H2 (ЭИ268)	500	-	0,0011	-
	600	-	0,0009	0,0016
	700	-	0,0002	-
	350	-	0,0020	-
X32H8 (ЭИ263)	500	0,0001	0,0006	0,0019
	200	-	0,0004	-
	350	-	0,0006	-

	500	-	0,0008	-
20X23H18 (ЭИ417)	350	-	0,0022	0,0030
	500	0,0003	0,0013	0,0008
10X17H13M3T (ЭИ432)	350	-	0,0015	0,0040
	500	0,0004	0,0015	-
	600	-	0,0004	-
	700	0,0007	0,0002	-
09X16H15M3B (ЭИ847)	350	-	0,0018	0,0029
	500	0,0002	0,0022	0,0010
	700	-	0,0027	-
10X1220T3P (ЭИ696)	200	-	0,0013	-
	350	0,0016	0,0016	0,0055
	500	-	0,0021	-
X23H28M3D3T (ЭИ629)	350	-	0,0014	0,0042
	500	0,0003	-	-
	600	-	-	0,0035
	700	0,0006	-	-
08X18H12B (ЭИ402)	350	-	0,0015	-
	500	-	0,0007	-
20X20H14C2 (ЭИ211)	500	-	0,0012	-
12X21H5T (ЭИ811)	500	0,0010	-	-
XH28BMAБ (ВЖ100)	500	0,0011	0,0015	-
09X16H4B (ЭП56)	500	0,0012	-	-
08X21H6M2T (ЭП54)	350	0,0011	-	-
	500	0,0004	-	-
15X12BHMФ (ЭИ802)	350	-	0,0014	-
	500	-	0,0017	-
15X12B2MФ (ЭИ756)	350	-	0,0012	-
09X14H19B2BP (ЭИ695P)	200	-	0,0015	-
	350	-	0,0015	0,0074
XH35BT (ЭИ612)	350	-	0,0007	0,0064
	500	-	0,0008	-
	600	-	-	0,0043
13X12H2BMФ (ЭИ961)	350	-	0,0014	-
	500	-	0,0010	-
	600	-	0,0005	-
31X19H9MBBT (ЭИ572)	350	-	0,0009	0,0065
	500	-	0,0006	-
	600	-	0,0004	0,0031
20X12BHMФ (ЭП428)	350	-	0,0008	0,0087
XH40GB (ЭП337)	550	-	0,0024	-
XH77TЮP (ЭИ437Б)	350	-	0,0011	-
	500	-	0,0016	-
	700	-	0,0005	-
XH60BT (ВЖ98, ЭИ868)	350	0,0006	0,0019	0,0040
	500	-	-	0,0022
XH88TЮBP (ЭИ869)	200	-	0,0014	-
	350	-	0,0014	-
	600	-	0,0004	-
XH78T (ЭИ435)	200	-	0,0010	-
	350	0,0036	0,0020	-
	500	0,0014	0,0021	-
XH56BMTЮ (ЭП199)	350	-	0,0073	-
	500	-	-	0,0044
	600	-	0,0037	-
	700	-	0,0004	-

X20H73T2ЮБ (ЭИ621)	350	-	0,0011	-
	500	-	0,0014	-
хром	500	-	0,005	0,013
	600	-	0,032	0,011
	800	-	0,196	0,140
хром + лантан	500	-	0,004	0,011
	600	-	0,026	0,010
	800	-	0,166	0,160

Залежність швидкості корозії внутрішньої поверхні трубопроводів нержавіючих сталей від тиску і температури можна записати емпіричним рівнянням

$$k_{cm} = P(\mu - \nu t),$$

де  $P$  – тиск, Па;  $t$  – температура, °С;  $\mu, \nu$  – емпіричні коефіцієнти.

Для сталей типу X18H10T, 15X18H12C4ТЮ, 2X13 тощо  $\mu = 5.2 \cdot 10^{-11}$  г/(м<sup>2</sup>·год·Па);  $\nu = 6.6 \cdot 10^{-14}$  г/(м<sup>2</sup>·год·Па·°С).

При тиску 2 - 5 МПа рівняння застосовується в межах температур 200 - 700 °С, а при більш високому тиску (до 15 МПа) – при температурах 350 - 700 °С.

Залежність швидкості корозії від тиску, температури, швидкості потоку й часу можна описати рівнянням

$$k = P(\mu - \nu t)(1 + \beta \nu)[(\gamma - 1)e^{-\alpha t} + 1].$$

Корозійні втрати  $q$ , г/м<sup>2</sup>, можна визначити з рівняння

$$q = P(\mu - \nu t)(1 + \beta \nu) \left[ \frac{\gamma - 1}{\alpha} (\gamma - e^{-\alpha t}) + \tau \right];$$

при  $e^{-\alpha t} \ll 1$ , що є дійсним при  $\tau > 2000$  год,

$$q = P(\mu - \nu t)(1 + \beta \nu) \left( \frac{\gamma - 1}{\alpha} + \tau \right).$$

Наведені залежності дають змогу з достатньою для практичних цілей точністю прогнозувати швидкість корозії та корозійні втрати для сталей в умовах роботи високотемпературної частини контуру трубопроводів.

Показник корозійної стійкості поверхні  $q$ , г/м<sup>2</sup> оцінюється за формулою

$$q = \frac{\Delta M_i}{D_i},$$

де  $\Delta M_i$  – корозійні втрати  $i$ -ї ділянки трубопроводу, г;  $D_i$  – робоча поверхня ділянки трубопроводу, що підлягає дії корозійного середовища, м<sup>2</sup>.

Корозійна стійкість (швидкість корозії)  $K_i$  за період експлуатації в годинах визначається згідно із залежністю

$$K_i = q \cdot m,$$

де  $m = \frac{1}{\rho} 10^3$  коефіцієнт переводу,  $\rho$  – щільність сталі.

Зменшення або збільшення товщини стінки ( $\Delta h$ ) трубопроводу внаслідок корозії дорівнює

$$\Delta h = K \cdot \tau, \text{ м.}$$

Якщо виконувати розрахунки в одиницях вимірювання  $\Delta h$  в міліметрах, а  $\tau$  в роках, то  $\Delta h = 8.766 \cdot 10^6 \cdot K \cdot \tau$ .

### Класифікація типів корозійного розтріскування (КР)

Для зручності формування бази даних параметрів, що моделюють КР, запропоновано застосовувати показник опору КР сталі в середовищі [4]:

$$H_C = (v^A - v^E) / v^E;$$

$$H_L = (t_p^E - t_p^A) / t_p^A;$$

$$H_D = (l_p^E - l_p^A) / l_p^A,$$

де  $H_C, H_L, H_D$  – показник опору КР сталі в середовищі в порівнянні з лабораторним повітрям;  $v^A, v^E$  – швидкості корозійного розтріскування в середовищі й у лабораторному повітрі чи рідині;  $t_p^E, t_p^A$  – час до руйнування в лабораторному повітрі чи рідині й в агресивному середовищі;  $l_p^E, l_p^A$  – довжина критичної тріщини в лабораторному повітрі й у середовищі.

Класифікаційну схему типів поведінки сталей при КР у середовищах, що відрізняється від повітря лабораторії, наведено в табл. 4.

Таблиця 4

Тип	$H_C$	$H_L$	$H_D$
I А	-	-	-
I В	-	-	+
II А	+	+	-
II В	+	+	+
III А	-	+	-
III В	-	+	+
IV А	+	-	-
IV В	+	-	+

Табл. 4 утримує всі можливі комбінації знаків у трьох показниках ( $H_C, H_L, H_D$ ) усіх типів поведінки при КР.

Для всіх чотирьох основних типів поведінки I - IV підтип А (або В) означає негативне (або позитивне) значення показника опору КР.

Для попередньої оцінки швидкості корозійного розтріскування й ресурсу трубопроводів зручно застосовувати інженерну формулу визначення швидкості зростання тріщини, мм/рік

$$v = v_{oe} \cdot \prod_{i=1}^n K_i + v_{o\phi} \cdot \prod_{j=1}^m N_j,$$

де  $v_{oe}, v_{o\phi}$  – еталонні значення швидкості корозійного розтріскування сталі на графіку  $v - K_\epsilon$  та еталонні значення швидкості корозійного розтріскування на графіку  $v - \phi$ ;  $\phi$  – коефіцієнт дифузії в сталі елемента агресивного середовища;  $K_\epsilon$  – коефіцієнт інтенсивності деформацій;  $K_i, N_j$  – коефіцієнти впливу різних факторів на швидкість корозійного розтріскування, які зручно представляти у вигляді номограми ( $v - T, v - I, v - \mu, v - M, \dots$ ).

Розмір тріщини, що утвориться внаслідок корозійного розтріскування дорівнює

$$l = \int_0^{\tau_0} v(\tau) d\tau,$$

де  $l$  – довжина тріщини;  $v(\tau)$  – швидкість корозійного розтріскування сталі.



Після утворення тріщини внаслідок корозійного розтріскування виникає необхідність перевірити металеву конструкцію на крихку міцність для основних та особливих сполучень зусиль. Розрахунок на крихку міцність дає змогу визначити критичну довжину тріщини ( $l_{кр}$ ), що може утворитися внаслідок повільного корозійного розтріскування.

Довговічність металевої конструкції визначається інтегруванням залежності  $v-t$  в межах  $l \leq l_{кр}$ .

Опір крихкому руйнуванню трубопроводів вважається забезпеченим, якщо виконується умова

$$K_I \leq \beta[K_{IC}],$$

де для порушення нормальних умов експлуатації приймають  $\beta = 1,3$ , а для особливих випадків  $\beta = 2$ ;  $K_I, K_{IC}$  – коефіцієнт інтенсивності напружень і його критичне значення для сталі.

Розрахунок виконується в такій послідовності [5]:

для конкретної події при експлуатації в розрахункових перерізах трубопроводу визначаються поля температур, напружень і деформацій;

по заданому полю напружень визначають параметри рівняння для визначення  $K_I$ ;

задають глибину тріщини  $l$ , при якій можливе руйнування, але не більше  $0.25S$ , де  $S$  – товщина стінки трубопроводу;

довжину тріщини розподіляють на інтервали з координатами  $0, x_1, x_2, \dots, x_n = l$ ;

довжина одного інтервалу розподілення приймається не більше 1 мм при градієнті напружень більше 70 МПа/мм і не більше 2 мм при градієнті не більше 30 МПа/мм;

у межах області  $l$  визначаються значення  $K_I$  при довжинах тріщини  $x_1, x_2, \dots, x_n$ ;

у точках розподілення визначаються значення температури;

для знайдених значень температури за графіками допустимих критичних  $K_I$  (див. рисунок) з урахуванням флюенса нейтронів визначаються зсуви критичної температури крихкості

$$T_K = T_{KO} + A_F (F \cdot 10^{-18})^{1/3}$$

і за різницями  $T - T_K$  значення допустимих критичних  $[K_{IC}]$ ;

де  $F$  – флюєнс потоку швидких нейтронів,  $F = 2 \cdot 10^{20}$  нейтрон/см<sup>2</sup>;  $A_F$  – коефіцієнт радіаційного окрихчення,  $A_F = 16$  °C/(нейтрон/см<sup>2</sup>)<sup>1/3</sup>.

у кожній з точок перевіряється виконання умови (1).

Температура крихкості сталі  $T_K$  також можна визначати залежністю [6]

$$T_K = \Delta T_{KO} + \Delta T_T + \Delta T_N + \Delta T_F,$$

де  $\Delta T_{KO}$  – критична температура крихкості (КТК) сталі на початку експлуатації;  $\Delta T_T$  – зсув на графіку КТК унаслідок температурного старіння;  $\Delta T_N$  – зсув КТК на графіку внаслідок циклічного пошкодження (табл. 5) з амплітудою  $\sigma_s \geq 0.5 \cdot R_{p0.2}^T$ . Якщо цикли навантаження мають амплітуду  $\sigma_s < 0.5 \cdot R_{p0.2}^T$ , то вони не впливають на значення  $\Delta T_N$ ;  $\Delta T_F$  – зсув КТК на графіку внаслідок впливу нейтронного опромінювання з енергією нейтронного потоку  $E$  (MeV), інтенсивністю  $\Phi$  (Н/см<sup>2</sup>с) та інтегральною дозою опромінювання  $\varphi_F$  (Н/см<sup>2</sup>).

Залежність  $\Delta T_F$  від зони опромінювання  $\varphi_F$  визначається за формулою, а саме:

$$\text{для нержавіючої сталі при } \varphi_F < 4.15 \cdot 10^{19} \text{ (Н/см}^2\text{)} \quad \Delta T_F = 45 \cdot \lg \left( \frac{\varphi_F}{1 \cdot 10^{18}} \right);$$

при  $\varphi_F > 4.15 \cdot 10^{19}$  (Н/см<sup>2</sup>) і  $E > 1$  МеВ  $\Delta T_F = 170 \cdot \lg\left(\frac{\varphi_F}{1.5 \cdot 10^{19}}\right)$ ;

для вуглецевої сталі при  $\varphi_F < 4.15 \cdot 10^{19}$  (Н/см<sup>2</sup>)  $\Delta T_F = 47 \cdot \lg\left(\frac{\varphi_F}{3 \cdot 10^{18}}\right)$ ;

при  $\varphi_F > 4.15 \cdot 10^{19}$  (Н/см<sup>2</sup>) і  $E > 1$  МеВ  $\Delta T_F = 155 \cdot \lg\left(\frac{\varphi_F}{2 \cdot 10^{19}}\right)$ .

Величину  $\Delta T_T$  можна знайти за формулою

$$\Delta T_T = k \cdot \lg\left(\frac{T \cdot \tau}{T_n \cdot \tau_0}\right),$$

де  $T$  і  $T_n$  – температура експлуатації і температура плавлення арматурної сталі, °С;  $\tau$  – час експлуатації, рік;  $\tau_0 = 1$  рік;  $k$  – коефіцієнт, що визначається експериментально.

Таблиця 5

Залежність $\Delta T_N$ (N)			
$N_{цикл}$	$\Delta T_N$ (°C)	$N_{цикл}$	$\Delta T_N$ (°C)
0	0,0	$10^5$	11,5
$10^1$	1,5	$10^6$	16,0
$10^2$	3,2	$10^7$	21,0
$10^3$	5,5	$10^8$	34,0
$10^4$	8,5		

Описану процедуру можна реалізувати аналітично. Для регламентованої тріщини  $K_I$  знаходимо за рівнянням

$$K_I = 1.12 \cdot f(K_I) \frac{[\sin^2 \theta + (l/s) \cdot \cos^2 \theta]^{1/4}}{E(k)} \sigma_n \sqrt{\pi \cdot l},$$

де  $f(K_I)$  визначається за рівнянням  $f(K_I) = 1 - \alpha_n \cdot \bar{x}$ , де  $\bar{x} = x/l$ , а  $\alpha_n$  – залежність від градієнта напружень по довжині  $l$ .

Якщо прийняти  $\Delta \sigma = \sigma(0) - \sigma(l)$ ;  $\sigma(0) = \sigma_n$ , тоді при чистому згині стінки трубопроводу товщиною  $S$

$$\alpha_n = \left\{ 0.72 - 0.2 \left[ \frac{\pi}{2} - \left( 1 - 0.36 \frac{l}{b} \right)^{-1} \right] \right\} \frac{\Delta \sigma}{\sigma_n},$$

де  $b$  – ширина стінки трубопроводу.

У межах  $0 \leq x \leq l$  критичні значення  $[K_{IC}]$  можна апроксимувати гіперболічною залежністю

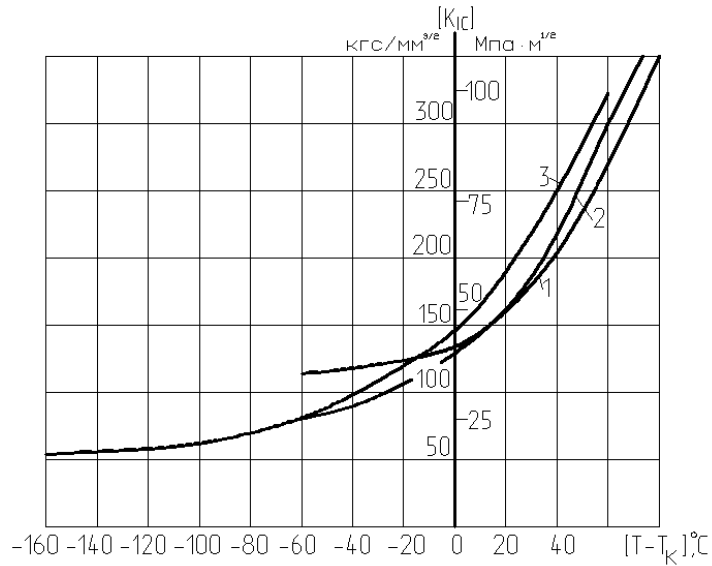
$$[K_{IC}] = \frac{K^o}{G_o - (T - T_K)},$$

причому в цих межах  $T = T_0 + T_1 \cdot \bar{x}$ .

Постійні  $K_{IC}^o$ ,  $G_o$  знаходяться з графіку на рисунку для відповідної сталі, а  $T_0, T_1$  з графіку температур у стінці трубопроводу. Тоді умова крихкої міцності визначається залежністю

$$\sqrt{x} \cdot \left( \frac{1}{\alpha_n} - \bar{x} \right) \cdot \left( \frac{\Delta T}{T_1} - \bar{x} \right) \leq \beta \frac{K_{IC}^o}{\alpha_n \cdot T_1 \cdot K_1^o},$$

де  $\Delta T = G_o + T_K - T_o$ .



Температурні залежності номінальних допустимих коефіцієнтів інтенсивності напружень:  
 1 – сталі марок 15Х2НМФА, 15Х2НМФЛА; 2 – сталі марок 12Х2МФА, 15Х2ФЛА, 15Х2МФЛА;  
 3 – зварні з'єднання сталей марок 12Х2МФА, 15Х2МФА, 15Х2МЛА, 15Х2НМФА, 15Х2НМФЛА.

У цій роботі запропоновано методику визначення ресурсу трубопроводів АЕС, що включає в себе визначення вичерпання ресурсу за рахунок повзучості сталі, випалу сталі з поверхні трубопроводу теплоносієм, виникнення та зростання тріщин втоми під впливом корозійного середовища, а також методику розрахунку крихкої міцності трубопроводів.

### Напрямки подальших досліджень

Відповідно до класифікаційної схеми типів поведінки матеріалів при корозійному розтріскуванні для кожного типу поведінки сталі в повітряному, газовому або рідинному середовищі необхідно збудувати номограми зміни коефіцієнтів у наведених співвідношеннях залежно від значень впливів та навантажень.

### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. *НП 306.2.099-2004*. Загальні вимоги до продовження експлуатації енергоблоків АЕС у понадпроектний строк за результатами здійснення періодичної переоцінки безпеки. - К.: Державний комітет з ядерного регулювання України, 2005.
2. *Елизаров Д.П.* Паропроводы тепловых электростанций (переходные режимы и некоторые вопросы эксплуатации). - М.: Энергия, 1980. - 264 с.
3. *Туляков Г.А., Метельников В.А., Плеханов В.А.* Об исследованиях материалов на термическую усталость при сложном напряженном состоянии // Проблемы прочности. - 1972. - № 6. - С. 109 - 113.
4. *Достижения науки о коррозии и технологии защиты от нее.* Коррозионное растрескивание материалов / Под ред. М. Фонтна, Р. Стэйла, - М.: Металлургия, 1985. - 488 с.
5. *Тараторин Б.И.* Прочность конструкций атомных станций. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 248 с.
6. *Писаренко Г.С., Киселевский В.Н.* Прочность и пластичность материалов в радиационных потоках. - К.: Наук. думка, 1979. - 284 с.

## МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ДОЛГОВЕЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ АЭС

**Т. И. Матченко, Л. Б. Шамис, Л. Ф. Первушова**

Предложена методика расчета ресурса трубопроводов, учитывающая потери веса металла с поверхности в потоках агрессивной жидкости, коррозионное растрескивание, хрупкую и длительную прочность стали.

*Ключевые слова:* ресурс, коррозия, трубопровод, прочность.

## LONGEVITY EVALUATION PROCEDURE OF PIPELINES OF NPP

**T. I. Matchenko, L. B. Shamis, L. F. Pervushova**

Design procedure of pipelines resource, which allows for the losses of weight from the surface in the flow of corrosive fluid, corrosion cracking, fragile and long-term strength of steel, is proposed.

*Keywords:* resource, corrosion, pipeline, strength.

Надійшла до редакції 16.03.10