

УДК 621.311.25:620.1.05

Методика розрахунку ресурсу трубопроводів АЕС

Матченко Т.І., к.т.н., Шаміс Л.Б., Первушова Л.Ф.

ВАТ «Київський науково-дослідний та проектно-конструкторський інститут
«ЕНЕРГОПРОЕКТ», Україна

Анотація. Запропонована методика розрахунку ресурсу трубопроводів, яка враховує втрату маси металу з поверхні в потоках агресивної рідини, корозійне розтріскування, крихку і довготривалу міцність сталі.

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

Abstract. 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.

Ключові слова: ресурс, корозія, трубопровід, міцність.

Вступ. Визначення дійсного стану систем і елементів енергоблока АЕС є найважливішим завданням щодо звіту з періодичної переоцінки безпеки АЕС ЗПОБ, що здійснюється шляхом встановлення існуючої або очікуваної деградації внаслідок старіння систем і елементів.

Обладнання трубопроводів протягом усього періоду експлуатації повинно виконувати проектні функції безпеки в умовах впливів навколишнього середовища, екстремальних зовнішніх подій і аварій (вібрація, землетруси, магнітні і 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 τ років експлуатації і його критичне значення; $\varepsilon_{нов}, [\varepsilon_{нов}]$ – деформації повзучості в трубопроводі

після τ років експлуатації і їх критичні значення; Δh – зменшення або збільшення внаслідок наростання продуктів корозії товщини стінки трубопроводу, 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 τ років експлуатації і його критичне значення при наявності тріщини; $K_\varepsilon, K_{\varepsilon c}$ – коефіцієнт інтенсивності деформацій після τ років експлуатації і його критичне значення.

Значення σ і $\varepsilon_{пов}$ знаходяться шляхом розрахунків пружно-деформованого стану трубопроводу з урахуванням накопичених пошкоджень за τ років експлуатації або за період, для якого визначається ресурс для комбінації зусиль відповідно до нормативних умов експлуатації та аварійних режимів.

Критерій циклічної міцності щодо недопущення 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; τ – дотичне напруження, що в даному випадку приймається рівним нулю.

Спрощено розглянуті цикли напружень, що включають простій – пуск – роботу – зупинення агрегата. Підсумовувались три види напружень: від внутрішнього тиску σ_p , самокомпенсації σ_κ і теплового удару $\sigma_{m.y.}$.

При циклічному навантаженні за основу приймається розмах максимальних деформацій в циклі $\Delta\varepsilon_{max}$, чи 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 вид:

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

$$N_p = C_2 \Delta \gamma_{\max}^{-k_2};$$
$$N_p = C_3 \Delta \varepsilon_i^{-k_3}.$$

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.

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

$$\frac{N}{N_p} + \frac{\tau}{\tau_p} = A_c \leq 1 + \alpha_c \sqrt{2 \left[1 - \left(\frac{N}{N_p} - \frac{\tau}{\tau_p} \right)^2 \right]}, \quad (3)$$

де A_c – параметр відносної сумарної довговічності; α_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 $\Delta \varepsilon$; τ, τ_p – тривалість статичного навантаження з напруженням σ 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:

- за величиною допустимої деформації $[\varepsilon_c^k]$ для даного середовища;
- за величиною критичних деформацій $[\varepsilon_{kp}]$, які сприяють виникненню та розвитку корозійних тріщин;

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

Розрахунок можна здійснювати для двох критичних деформованих станів в залежності від кінетики корозійного розтріскування для відповідного поєднання метал – середовище: за критичним деформованим станом, який сприяє виникненню і початку докритичного зростання тріщини. Цей деформований стан характеризується:

- величиною порогових деформацій $\varepsilon_{пор}$, нижче яких в елементах конструкції, які не мають початкових дефектів або тріщин, корозійного розтріскування не виникає;
- критичними деформаціями зародження тріщини $\varepsilon_{кр}$, а також відповідним йому критичним коефіцієнтом інтенсивності напружень K_{sc} при наявності початкових дефектів або тріщин.

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

- безпосередньо за результатами випробувань зразків:
- $[\varepsilon_{порс}^k] \leq \varepsilon_{порс}^k \cdot \eta / n$;
- безпосередньо за результатами корозійних випробувань основного металу з застосуванням коефіцієнтів, які враховують особливості поведінки зварного з'єднання в даному середовищі в порівнянні з основним металом при відповідному навантаженні:

$$[\varepsilon_{порс}^k] \leq \varepsilon_{порс}^k \frac{(K_{см}^к)_{кр} \cdot \eta}{K_{еф}^к \cdot n};$$

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

де $(K_{см}^к)_{кр}$, $(K_{CM}^к)_N$ – коефіцієнти, які враховують зміну чуттєвості металу зварних з'єднань до руйнування в порівнянні з основним металом в умовах статичного навантаження відповідно; $K_{еф}^к$ – ефективний коефіцієнт концентрації деформацій в даному середовищі;

- безпосередньо за результатами випробувань без середовища з введенням відповідних коефіцієнтів. Такий підхід можливий для циклічних випробувань і обмежений при довготривалому статичному навантаженні.

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

де $\left(K_M^k \right)_N$ – коефіцієнт, який характеризує схильність металу до руйнування в даному середовищі в порівнянні зі схильністю руйнування без середовища; K_{ef}^k – коефіцієнт, який визначається за результатами порівняльних випробувань деформованих зразків з концентратором і без концентратора деформацій в 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 $K_{ef} = \varepsilon_\sigma / \varepsilon_{\sigma k}$; при вібраційному навантаженні $K_{ef} = \varepsilon_{-1} / \varepsilon_{-1k}$ (ε_σ , ε_{-1} , $\varepsilon_{\sigma k}$, ε_{-1k} – деформації межі міцності і витривалості без концентратора і з концентратором відповідно); $\left[\varepsilon_{NC} \right]$, $\left[\varepsilon_{NM} \right]$ – припустимі деформації для зварного з'єднання і основного металу для заданої бази випробувань N .

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

В загальному виді:

$$\left[\varepsilon_{нор} \right] = \varepsilon_{нор} \cdot \eta / n ;$$
$$\left[\varepsilon_N^k \right] \leq \varepsilon_N^k \cdot \eta / n ,$$

де η – коефіцієнт кореляції між прискореними випробуваннями в лабораторних середовищах і умовах експлуатації будівельних конструкцій, $\eta \approx 1,5-4$.

З умов конструкційної безпеки відношення $\left[(\Delta h + l) / h_0 \right]$ визначається за класом відповідальності трубопроводу (див. 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 °С 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 вищі, ніж в 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, 10Х17Н13М3Т кородують зі швидкістю 0,002 г/(м²год); вдвічі меншу швидкість корозії мають сталі і сплави 31Х19Н9МВБТ, 20С23Н18, 20Х13, 10Х15Н9С36, Х16Н36МБТЮР, ХН77ТЮР, ХН88ТЮБР, 15Х18Н12СЧТЮ, 06ХН28МДТ, Х25, ХН40ГБ, 20Х13НЧГ9.

Швидкість корозії в момент часу τ визначається за формулою:

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

де k_0 – швидкість корозії в початковий момент часу, г/(м²год); k_{cm} – стаціонарна швидкість корозії, г/(м²год); α – емпіричний коефіцієнт (для досліджуваних сталей $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-3}, год^{-1}$); τ – час, год

Сумарні корозійні втрати до моменту часу τ складають:

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

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

$$\gamma = 18.$$

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

В інтервалі 15 м/с – 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/(м²год); β – 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°C – 700°C) призводить до збільшення швидкості корозії. Зі збільшенням температури при сталому тиску швидкість корозії зменшується.

Швидкості корозії г/(м²год) сталей в розчині 7,3 г/л борної води (H₃BO₃), яка використовується як теплоносій в реакторах ВВЕР-1000, при високих температурах і тиску приведені в табл. 3.

Таблиця 3

Швидкість корозії k_0 г/(м ² год) сталей в розчині 7,3 г/л борної води (H ₃ BO ₃) 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
	500	0,0003	0,0013	-
	600	0,0008	0,0004	0,0036
	700	0,0005	0,0003	-

Продовження таблиці 3

Швидкість корозії k_0 г/(м ² год) сталей в розчині 7,3 г/л борної води (H ₃ BO ₃) при високих температурах і тиску				
Марка	Температура °С	Тиск, МПа		
		2	5	15
15X18H12C4TЮ (ЭИ654)	200	-	0,0020	-
	350	-	0,0017	0,0047
	500	-	0,0011	-
	600	-	0,0009	0,0016
	700	-	0,0002	-
14X17H2 (ЭИ268)	350	-	0,0020	-
	500	0,0001	0,0006	0,0019
X32H8 (ЭИ263)	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	-
09X16H15M3Б (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	-
X23H28M3Д3T (ЭИ629)	350	-	0,0014	0,0042
	500	0,0003	-	-
	600	-	-	0,0035
	700	0,0006	-	-
08X18H12Б (ЭИ402)	350	-	0,0015	-
	500	-	0,0007	-
20X20H14C2 (ЭИ211)	500	-	0,0012	-
12X21H5T (ЭИ811)	500	0,0010	-	-
XH28BMAБ (BЖ100)	500	0,0011	0,0015	-
09X16H4Б (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

Закінчення таблиці 3

Швидкість корозії k_0 г/(м ² год) сталей в розчині 7,3 г/л борної води (H ₃ BO ₃) при високих температурах і тиску					
Марка	Температура °С	Тиск, МПа			
		2	5	15	
ХН35ВТ (ЭИ612)	350	-	0,0007	0,0064	
	500	-	0,0008	-	
	600	-	-	0,0043	
13Х12Н2ВМФ (ЭИ961)	350	-	0,0014	-	
	500	-	0,0010	-	
	600	-	0,0005	-	
31Х19Н9МВБТ (ЭИ572)	350	-	0,0009	0,0065	
	500	-	0,0006	-	
	600	-	0,0004	0,0031	
20Х12ВНМФ (ЭП428)	350	-	0,0008	0,0087	
	ХН40ГБ (ЭП337)	550	-	0,0024	-
		ХН77ТЮР (ЭИ437Б)	350	-	0,0011
500			-	0,0016	-
ХН60ВТ (ВЖ98, ЭИ868)	700	-	0,0005	-	
	350	0,0006	0,0019	0,0040	
	500	-	-	0,0022	
ХН88ТЮБР (ЭИ869)	200	-	0,0014	-	
	350	-	0,0014	-	
	600	-	0,0004	-	
ХН78Т (ЭИ435)	200	-	0,0010	-	
	350	0,0036	0,0020	-	
	500	0,0014	0,0021	-	
ХН56ВМТЮ (ЭП199)	350	-	0,0073	-	
	500	-	-	0,0044	
	600	-	0,0037	-	
	700	-	0,0004	-	
Х20Н73Т2ЮБ (ЭИ621)	350	-	0,0011	-	
	500	-	0,0014	-	
Хром*	500	-	0,005	0,013	
	600	-	0,032	0,011	
	800	-	0,196	0,140	
Хром+La*	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:

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

де P – тиск, Па; t – температура, °С; μ, ν – емпіричні коефіцієнти.

Для сталей типу X18H10T, 15X18H12C4TЮ, 2X13 та ін.

$$\mu = 5,2 \cdot 10^{-11} \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{год} \cdot \text{Па}); \nu = 6,6 \cdot 10^{-14} \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{год} \cdot \text{Па} \cdot \text{°С}).$$

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

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

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

Корозійні втрати q , г/м², можна визначити з рівняння:

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

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

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

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

Показник корозійної стійкості поверхні q , г/м² оцінюється за формулою:

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

де ΔM_i – корозійні втрати i -ї ділянки трубопроводу, г; D_i – робоча поверхня ділянки трубопроводу, що підлягає дії корозійного середовища, м².

Корозійна стійкість (швидкість корозії) K_i , м, за період експлуатації в годинах визначається залежністю:

$$K_i = q \cdot t,$$

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

Зменшення або збільшення товщини стінки (Δh) трубопроводу внаслідок корозії дорівнює:

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

Якщо виконувати розрахунки в одиницях виміру Δh в мм, а τ в роках, то

$$\Delta h = 8,766 \cdot 10^6 \cdot K \cdot \tau.$$

Класифікація типів корозійного розтріскування (КР). В цілях 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 і в лабораторному повітрі чи в рідині; t_p^E, t_p^A – час до руйнування в лабораторному повітрі чи рідині і в агресивному середовищі; l_p^E, l_p^A – довжина критичної тріщини в лабораторному повітрі і в середовищі.

Класифікаційна схема типів поведінки сталей при КР в середовищах, що відрізняється від повітря лабораторії, приведені 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	+	-	+

Таблиця 4 утримує усі можливі комбінації знаків у трьох показниках (H_C, H_L, H_D) всіх типів поведінки при КР.

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

Для попередньої оцінки швидкості корозійного розтріскування і ресурсу трубопроводів зручно застосовувати інженерну формулу визначення швидкості зростання тріщини у виді:

$$v = v_{o\epsilon} \cdot \prod_{i=1}^n K_i + v_{o\phi} \cdot \prod_{j=1}^m N_j, \text{ мм/рік,}$$

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

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 і особливих сполучень зусиль. Розрахунок на крихку міцність дозволяє визначити критичну довжину тріщини ($l_{кр}$), яка 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:

$$K_I \leq \beta [K_{IC}], \quad (1)$$

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 наступній послідовності [5]:

- для конкретної події при експлуатації в розрахункових перерізах трубопроводу визначаються поля температур, напружень і деформацій;
- за заданим полем 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;
- в 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. рис. 1) з урахуванням флюєнса 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/см²; A_F – коефіцієнт радіаційного окрихчення, $A_F = 16$ °С/(нейтрон/см²)^{1/3};

— у кожній із 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 ΔT_{KO} – критична температура крихкості (КТК) сталі на початку експлуатації; ΔT_T – зсувна графіка КТК внаслідок температурного старіння; ΔT_N – зсув КТК на графіку внаслідок циклічного пошкодження (див. 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 ΔT_N ; ΔT_F – зсув КТК на графіку внаслідок впливу нейтронного опромінювання з енергією нейтронного потоку E (МеВ), інтенсивністю Φ (Н/см²с) і інтегральною дозою опромінювання φ_F (Н/см²).

Залежність ΔT_F від зони опромінювання φ_F визначається за формулою:

для нержавіючої сталі при $\varphi_F < 4,15 \cdot 10^{19}$ (Н/см²), $\Delta T_F = 45 \cdot \lg\left(\frac{\varphi_F}{1 \cdot 10^{18}}\right)$;

при $\varphi_F > 4,15 \cdot 10^{19}$ (Н/см²) і $E > 1$ MeV $\Delta T_F = 170 \cdot \lg\left(\frac{\varphi_F}{1,5 \cdot 10^{19}}\right)$;

для вуглецевої сталі при $\varphi_F < 4,15 \cdot 10^{19}$ (Н/см²) $\Delta T_F = 47 \cdot \lg\left(\frac{\varphi_F}{3 \cdot 10^{18}}\right)$;

при $\varphi_F > 4,15 \cdot 10^{19}$ (Н/см²) і $E > 1$ MeV $\Delta T_F = 155 \cdot \lg\left(\frac{\varphi_F}{2 \cdot 10^{19}}\right)$.

Величину ΔT_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 – відповідно температури експлуатації і плавлення арматурної сталі, °С; τ – час експлуатації, рік; $\tau_0 = 1$ рік; k – коефіцієнт, який визначається експериментально.

Таблиця 5

Залежність ΔT_N (N)			
$N_{цикл}$	ΔT_N (°C)	$N_{цикл}$	ΔT_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 із рівняння

$$K_I = 1,12 \cdot f(K_I) \frac{[\sin^2 \theta + (l/s) \cdot \cos^2 \theta]^{1/4}}{E(k)} \sigma_n \sqrt{\pi \cdot l},$$

де $f(K_I)$ визначається із рівняння $f(K_I) = 1 - \alpha_n \cdot \bar{x}$, де $\bar{x} = x/l$, а α_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.

В 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^o , G_o знаходяться з графіка на рис. 1 для відповідної сталі, а T_0, T_1 з графіка температур у стінці трубопроводу. Тоді умова крихкої міцності (1) визначається залежністю

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

де $\Delta T = G_o + T_K - T_o$.

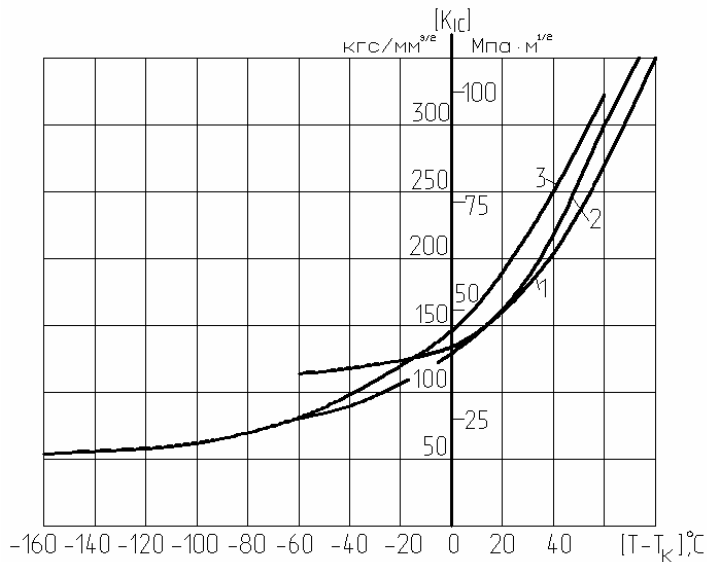


Рис. 1. Температурні залежності номінальних допустимих КІН:
1 – сталі марок 15Х2НМФА, 15Х2НМФЛА; 2 – сталі марок 12Х2МФА,
15Х2ФЛА, 15Х2МФЛА; 3 – зварні з'єднання сталей марок 12Х2МФА, 15Х2МФА,
15Х2МЛА, 15Х2НМФА, 15Х2НМФЛА

Напрямки подальших досліджень. У відповідності з класифікаційною схемою типів поведінки матеріалів при корозійному розтріскуванні для кожного типу поведінки сталі в повітряному, газовому або рідинному середовищі необхідно збудувати номограми зміни коефіцієнтів у приведених співвідношеннях в залежності від значень впливів та навантажень.

Висновки

Запропонована методика визначення ресурсу трубопроводів АЕС, яка включає визначення вичерпання ресурсу за рахунок повзучості сталі, випалу сталі з поверхні трубопроводу теплоносієм, виникнення та зростання тріщин втоми під впливом корозійного середовища, а також запропонована методика розрахунку крихкої міцності трубопроводів.

Література

- [1] НП 306.2.099-2004 Загальні вимоги до продовження експлуатації енергоблоків АЕС у понад проектний строк за результатами здійснення періодичної переоцінки безпеки. Київ. 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. Фонтна М., Стэйла Р.: Пер. с англ. под ред. Синявского В.С., 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.: «Наукова думка», 1979. – 284 с.

Надійшла до редколегії 19.03.2010 р.