

УДК 621:658.562

Г.С. Кіпоренко<sup>1</sup>, М.Є. Пахалович<sup>2</sup>, О.М. Хорошилов<sup>1</sup><sup>1</sup> Українська інженерно-педагогічна академія, Харків<sup>2</sup> ТОВ «Експертно-технічний центр «ЕНЕРГОРЕСУРС», Київ

## ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ТРУБОПРОВІДНИХ СИСТЕМ АЕС НА ВІДПОВІДНІСТЬ НОРМАТИВНИМ ПАРАМЕТРАМ

Запропоновано математичну модель оцінки технічного стану трубопроводів АЕС з урахуванням зміни технічних параметрів у період експлуатації. Враховано зміни товщини стінки та його геометрії при окрихченні металу трубопроводу, дія малоциклового та вібраційного навантаження на стінки ділянок трубопроводу та запропоновано алгоритм оцінки технічного стану на відповідність нормативним параметрам. На основі запропонованої моделі пропонується уточнення оцінки остаточного ресурсу при забезпеченні нормативних параметрів щодо безпеки експлуатації у проектний та понадпроектний терміни експлуатації.

**Ключові слова:** нормативні параметри, безпека, технічний стан, трубопровідні системи, атомна електростанція.

### Вступ

**Постановка проблеми.** Для забезпечення безпеки понад проектний термін експлуатації енергоблоку необхідно створення ефективного механізму обстеження технічного стану основного металу і зварних з'єднань трубопроводу, що дозволило б максимально оптимізувати процес його експлуатації, виходячи з сприятливого співвідношення економічних показників і безпеки. В тому числі, такий механізм дасть можливість здійснити плавний перехід до експлуатації енергоблоку, без його зупинки на тривалий час і пов'язаних з цим економічних втрат, в терміни поза проектом.

Згідно до Правил та норм атомної енергетики термін служби обладнання і трубопроводів блоків АЕС може бути продовжений на період, що перевищує зазначений в паспорті, на підставі технічного рішення. Технічне рішення має містити оцінку технічного стану обладнання, а саме: аналіз технічної документації, експертне обстеження, аналіз механізму старіння, уточнення граничних станів і їх критеріїв, розрахунок напружено-деформованого стану, дослідження сейсмічних небезпек, розрахунок на міцність, що дасть можливість продовження терміну служби. При цьому показники переоцінки технічного стану АЕС повинні бути не нижче встановленого діючими нормами і правилами по ядерної та радіаційної безпеки.

Разом з тим, існуюче нормативне забезпечення з переоцінки технічного стану не регламентує єдиний механізм його здійснення та методологію визначення комплексного показника з безпечної експлуатації у понадпроектні терміни.

**Аналіз останніх досліджень та публікацій.** Існуюча нормативна база, щодо безпечної експлуатації АЕС, серед яких НП 306.2.099-2004, НП 306.2.106-2005, НП 306.2.141-2008, ПНАЕ Г-7-008-

89 і ін. містять основні критерії та вимоги до безпеки обладнання АЕС у встановлений термін експлуатації, але не регламентує проведення комплексного аналізу якості обладнання, оскільки не враховують зміни технічних характеристик і параметрів в процесі його експлуатації, різну ступінь зносу через вплив експлуатаційних і режимних умов.

Також, існуюче нормативне забезпечення не визначає перелік технологічних параметрів обладнання, на яке головним чином впливає інтенсивність його старіння, не відображують науково-технічних методик з проведення аналізу стану обладнання для оцінки ресурсу.

### Виклад основного матеріалу

Безпека трубопроводних систем визначається технічним станом всіх її елементів: лінійною частиною, насосним обладнанням, резервною частиною. Найважливішими факторами, що визначають технічний стан, є: тривалість експлуатації, марка сталі трубопроводу, фактичні режими експлуатації, корозійна активність середовища, проведення періодичних випробувань підвищеним тиском, внутрішній тиск, температурні впливи, робоче середовище, вагове навантаження, вібраційне навантаження.

При оцінці технічного стану трубопроводних систем та експертизі безпеки одне з центральних місць займає дослідження механічних властивостей металу труб, а саме їх зміна при довготривалій експлуатації у порівнянні з нормативними даними. (ПНАЭ Г-7-008-89, ПНАЭ Г-7-002-86, ГОСТ 9454-78, ТУ-14-3-460-75)

Зміна технічного стану металу трубопроводів у результаті погіршення механічних властивостей викликає прискорення процесів зносу та дію таких факторів:

1) корозійний вплив на метал трубопроводу, поява та розвиток корозійних дефектів;

2) зародження і зростання втомних тріщин на концентраторах напруг і дефектах від втомного та малоциклового механізму впливу;

3) окрихчення і розтріскування металу трубопроводів.

Ці фактори можуть виникати як окремі механізми накопичення пошкоджень, але, як правило, вони мають змішаний характер. Наявність одного з факторів призводить до посилення інших руйнівних факторів. Таким чином, для оцінки технічного стану та прогнозування ресурсу трубопровідних систем необхідно розробити математичну модель, що враховує комплекс механізмів накопичення пошкоджень.

Накопичення пошкоджень визначає ресурс трубопроводу та спирається на визначені циклічної міцності за певний термін експлуатації. Пропонується виконати розрахунок на циклічну міцність за період експлуатації з метою оцінки залишкового ресурсу з урахуванням наступних показників: зміна механічних властивостей металу трубопроводу, зміна товщини стінки трубопроводу у результаті деформації при високих навантаженнях, вплив концентраторів напруг у місцях дефектів, вплив вібраційних навантажень.

Для визначення циклічної міцності при оцінці технічного стану було розглянуто схеми навантаження розрахункових режимів трубопроводів ГЦК. Навантаження на трубопровід складаються з внутрішнього тиску та зовнішніх сил, які викликають механічні напруги у стінці трубопроводу вздовж осі та по окружності, іншими компонентами тензора напруги можна знехтувати через невеликий вплив на міцність трубопроводу. Вихідними параметрами для розрахунку є:

- марка сталі; діаметр трубопроводу,  $d$ ; товщина стінки,  $h$ ;
- межа міцності,  $R_m$ ; умовна межа текучості,  $R_{0,2}$ ; відносне подовження,  $A\%$ ; відносне звуження,  $Z\%$ ; ударна в'язкість,  $KCV$ ;
- тиск,  $P$ ; температура теплоносія,  $T$ , амплітуда напруги вібраційного характеру  $\langle \sigma_a \rangle$ , малоциклова амплітуда напруги ( $\sigma_a$ ).

Згідно схеми навантаження циклічна міцність головного циркуляційного трубопроводу вважається забезпеченою, якщо при наявності різних циклічних навантажень  $N_i$  виконується умова:

$$\sum_{i=1}^k N_i / [N_0]_i = a \leq [a_N], \quad (1)$$

де  $a$  - накопичене втомне пошкодження обладнання та трубопроводів від експлуатаційних циклів навантаження;  $[a_N]$  - допустиме значення накопиченого втомного пошкодження,  $[a_N]=1$ ;  $[N_0]_i$  - допустиме число циклів навантаження.

Для перевірки виконання цих умов необхідно визначити як допустиме число циклів навантаження  $[N_0]_i$  при умові зміни механічних властивостей, так і фактичні циклічні навантаження різного типу  $N_i$ . Загальна (допустима) кількість циклів  $[N_0]_i$  до руйнування складається з двох доданків:  $N_3$  - кількість

циклів до зародження дефекту та  $N_p$  - кількість циклів на етапі розвитку дефекту, тобто

$$[N_0]_i = N_3 + N_p. \quad (2)$$

Кількість циклів до зародження дефекту визначається рівнянням Коффіна-Менсона. За допомогою цього рівняння встановлюється взаємозв'язок між амплітудою зміни деформацій дефекту, механічними властивостями металу та кількістю циклів  $N_3$ .

Так як існує два режими навантаження, жорсткий (при постійному розмаху деформацій) та м'який (при постійному розмаху напруги), то необхідно це врахувати при визначенні при визначенні  $N_3$ . Також режими навантаження розрізняють за симетричністю, що пропонується врахувати за допомогою визначення коефіцієнта асиметрії: по напруженням  $R_\sigma = \sigma_{\min} / \sigma_{\max}$  та по деформаціям  $R_\epsilon = \epsilon_{\min} / \epsilon_{\max}$ , тобто відношення відповідних показників при мінімальних та максимальних навантаженнях в циклі. У випадку, коли коефіцієнт асиметрії дорівнює мінус одиниці ( $R = -1$ ), навантаження вважається симетричним. Отже, для жорсткого симетричного режиму навантаження кількість циклів до зародження дефекту визначається з рівняння:

$$e_a = (1/4) \cdot (\ell n 1/(1-z)) N_3^{-\chi_1} + \sigma_{-1}/E, \quad (3)$$

де  $e_a$  - амплітуда дійсних деформацій у вершині дефекту;  $Z$  - відносне звуження, що характеризує пластичність металу трубопроводу та визначається як співвідношення зміни товщини стінки металу  $\Delta h = h - h_k$  до вихідної товщини стінки  $h$ ;  $h_k$  - товщина стінки у місці дефекту;  $\chi_1$  - показник жорсткого циклічного навантаження;  $\sigma_{-1}$  - межа втоми металу при симетричному навантаженні;  $\sigma_{-1} = 0,4 \cdot R_m$ ;  $E$  - модуль пружності. Параметр  $\chi_1$  визначається в залежності межі міцності металу:

$$\chi_1 = 0,5 \quad \text{при } R_m \leq 700 \text{ МПа};$$

$$\chi_1 = 0,5 + 0,0002 \cdot (R_m - 700) \quad \text{при } R_m > 700 \text{ МПа}. \quad (4)$$

Для м'якого симетричного режиму навантаження кількість циклів визначається з рівняння:

$$e_a = (\ln 1/(1-z)) N_3^{-\chi_2} + \sigma_{-1}/E, \quad (5)$$

де  $\chi_2$  - показник м'якого циклічного навантаження, який визначається за формулою:

$$\chi_2 = 1,2 \cdot R_{0,2}/R_m - 0,35. \quad (6)$$

Для визначення кількості циклів при асиметричному навантаженні пропонується врахувати асиметрію циклу за деформації шляхом визначення еквівалентного навантаження:

$$\tilde{e}_a = e_a / \left(1 - e_{cp}/e_k\right), \quad (7)$$

де  $e_k$  - максимальні деформації до утворення тріщини в вершині дефекту,  $e_a$  - амплітуда деформації у вершині дефекту,  $e_{cp}$  - середня деформація у той же точці. Значення  $e_a$  та  $e_{cp}$  для формули (7) визначаються п'їгим чином:  $e_{cp} = (e_{\max} + e_{\min}) / 2$ ;  $e_a = (e_{\max} - e_{\min}) / 2$ , де  $e_{\max}$  та  $e_{\min}$  - відповідно найменша та

найбільша деформація у процесі циклічної зміни тиску (напруги).

На основі визначення  $\tilde{\epsilon}_a$  та шляхом підставлення його значення замість значення амплітуди дійсних деформацій у вершині дефекту ( $\epsilon_a$ ) по формулам (3) та (5) визначаємо кількість циклів при жорсткому та м'якому асиметричному навантаженні відповідно. Кількість циклів на етапі розвитку дефекту при циклічному навантаженні  $N_p$  визначається як:

$$N_p = \int_{\ell_0}^{\ell_c} \frac{da}{C_e (K_{Ie})^{n_e}}, \quad (8)$$

де  $\ell_c$  – критична глибина, що задовольняє умові  $K_{Ie} = 0,8K_{IeC}$ ;  $\ell_0$  – вихідні дані глибини дефекту;  $da$  – швидкість росту тріщини;  $C_e, n_e$  – параметри тріщиностійкості металу трубопроводу;  $K_{Ie}$  – коефіцієнт інтенсивності напружень.

Параметри тріщиностійкості металу трубопроводу  $C_e, n_e$  визначаються механічними властивостями металу та знаходяться по формулам:

$$n_e = 1 + m; C_e = 1 / \left( 2\pi (-500 \ln(1-z))^{m+1} \right). \quad (9)$$

Параметр зміцнення деформації  $m$  дорівнює

$$m = \ln(1 + \epsilon_m), \quad (10)$$

де  $\epsilon_m$  – умовна деформація у момент досягнення межі міцності  $R_m$ .

Коефіцієнт інтенсивності напружень пропонується обчислювати з урахуванням геометрії дефекту. Розрахунок коефіцієнта інтенсивності напружень для еліптичної поверхневої тріщини (рис. 1) в точках А і В визначається за такими формулами:

$$K_{IA} = M_A N_A S_A \sqrt{\pi l / Q}; \quad (11)$$

$$K_{IB} = M_B N_B S_B \sqrt{\pi l / Q}; \quad (12)$$

$$Q = 1 + 1,464 \alpha^{1,65}, \quad (13)$$

де  $M_A = 1,12 - 0,08\alpha$  – параметр тріщини в точці А;

$N_A = \left[ 1 - (0,89 - 0,57\sqrt{\alpha})^3 \tau^{1,5} \right]^{-3,25}$ ;  $l$  – глибина тріщини, мм;

$M_B = (1,23 - 0,09\alpha)\sqrt{\alpha}$  – параметр тріщини в точці В;

$N_B = (1 + 0,32\tau^2)N_A$ ;  $c$  – ширина тріщини, мм;  $\alpha = l/c$  при  $l \leq c$ ;  $\tau = l/t$  при  $l \leq 0,7t$ .

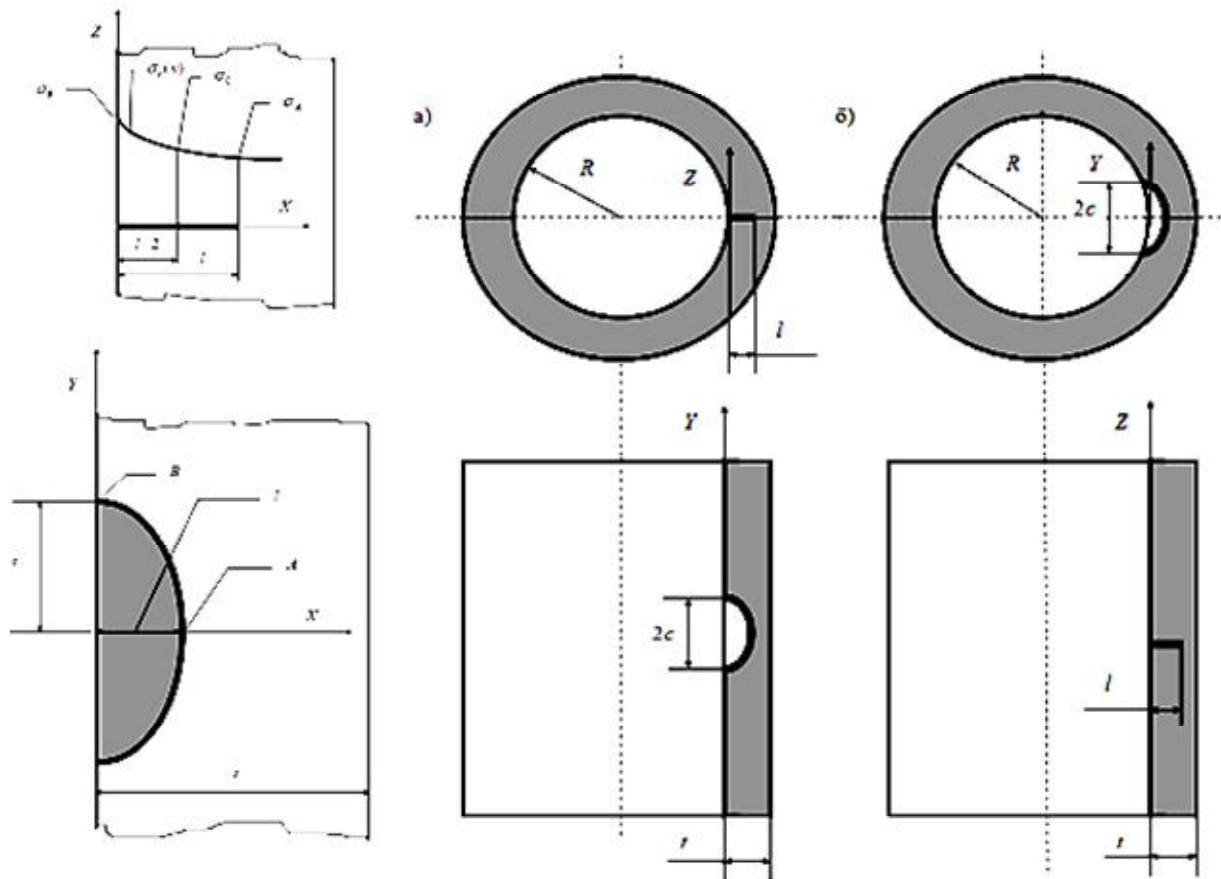


Рис. 1. Схема поверхневої напівеліптичної тріщини з кривизною на поверхні: а – уздовж осі Z; б – уздовж осі Y

Для поверхні елемента, що має кривизну в напрямку осі Z, коефіцієнти інтенсивності напружень визначається по відношенню (поздовжня тріщина; радіус кривизни в напрямку осі Z  $R_z = R$ , (рис. 1, а):

$$K_{IA}' = \frac{1 + 4 \frac{1}{R_z} (1 - \sqrt{\alpha})}{1 + 5 \frac{1}{R_z} (1 - \sqrt{\alpha}) (1 + 2\tau^2)} K_{IA}, K_{IB}' = K_{IB}. \quad (14)$$

Для поверхні елемента, що має кривизну в напрямку осі Y, коефіцієнти інтенсивності напружень визначається по відношенню (кільцева тріщина; радіус кривизни в напрямку осі Y  $R_y = R$  (рис. 1, б):

$$K_{IA}^1 = \left[ 1 - \frac{1}{\sqrt{tR_y}} (1 - \sqrt{\alpha}) \right] K_{IA}, K_{IB}^1 = K_{IB}. \quad (15)$$

У разі поверхні елемента з кривизною в двох напрямках як результуючий приймається мінімальне значення  $K_{IA}^1$  з двох в якості коефіцієнту, розрахованих за формулами (14) і (15).

Для перевірки умови тріщиностійкості знайдемо параметр  $K_{IeC}$ :

$$K_{IeC} = \left( 2,5(a_{0,5}R_m) \sqrt{0,5h} / \sigma_T I \right)^{P_{ec}}$$

при  $a_{0,5}R_m \leq \sigma_T I$ ; (16)

$$K_{IeC} = \left( 2,5(a_{0,5}R_m) \sqrt{0,5h} / \sigma_T I \right)^{P_{ec}} + (a_{0,5}R_m / \sigma_T I)$$

при  $a_{0,5}R_m > \sigma_T I$ , (17)

де  $a_{0,5}$  – величина що характеризує відносну глибину тріщини в залежності від металу трубопроводу (довідкові данні),  $\sigma_T$  – межа пружності по напружам,  $I$  – поправочний множник на двоосність напруженого стану,  $P_{ec}$  – показник, що залежить від механічних властивостей металу. Параметр  $\sigma_T$ ,  $I$  та  $P_{ec}$ , визначаються за формулами:

$$\sigma_T = \left( R_{0,2} / \left( 0,0002E + R_{0,2} \right)^m \right)^{1/(1+m)}; \quad (18)$$

$I = 1,43 - m \cdot (0,36 + 0,8m)$  при  $m < 0,54$ ;  $I = 1$   
при  $m \geq 0,54$ ; (19)

$$P_{ec} = \left( 2 - 0,5(1 - m)(1 - a_{0,5}R_m / \sigma_T I) \right) / (1 + m). \quad (20)$$

Зміна механічних властивостей металу трубопроводу враховувалась за допомогою таких функцій:

$$R_{0,2} = f_{0,2}(t); R_m = f_m(t); A = f_A(t); Z = f_Z(t);$$

$$m = f_m(t); a_{0,5} = f_a(t); \quad (21)$$

де  $t$  – час експлуатації, роки;  $f_{0,2}(t), \dots, f_m$  – емпіричні функції.

Функції зміни механічних властивостей металу трубопроводу обирались у вигляді поліномів другого порядку (підвищення порядку апроксимуючих поліномів недоцільно):

$$R_m = R_m^0 + a_m t + b_m t^2; Z = Z^0 + a_z t + b_z t^2. \quad (22)$$

Тоді параметрами зміни механічних властивостей слід вважати коефіцієнти поліномів. Величини з верхнім індексом «0» відповідають механічним властивостям металу трубопроводу в началі експлуатації (вихідні дані властивостей за паспортом трубопроводу).

Фактична кількість циклів визначається за допомогою побудови блоку навантаження з відзначен-

ням робочих параметрів тиску  $P_i$  та відповідних перепадів тиску  $\Delta P_i$ , якщо режимів декілька, (наприклад, режим нормальної експлуатації – НЕ, порушення нормальних умов експлуатації – ПНЕ, гідравлічні випробування – ГВ), тоді накопичене втомне пошкодження обладнання та трубопроводів від експлуатаційних циклів навантаження визначається:

$$a = N_{HE} / [N_0]_{HE} + N_{PNE} / [N_0]_{PNE} + N_{GV} / [N_0]_{GV}, \quad (23)$$

де  $[N_0]_{HE}, [N_0]_{PNE}, [N_0]_{GV}$  – кількість циклів, що може витримати трубопровід в режимі навантаження НЕ, ПНЕ, ГВ відповідно;  $N_{HE}, N_{PNE}, N_{GV}$  – фактична кількість циклів в режимі навантаження НЕ, ПНЕ, ГВ відповідно.

Поєднання основного циклічного навантаження з амплітудою ( $\sigma_A$ ) частотою  $f_0$  і накладеного з амплітудою  $\langle \sigma_a \rangle$  частотою  $f$ , викликає зниження допустимої кількості циклів основного низькочастотного навантаження, що пропонується врахувати за допомогою введення коефіцієнт  $\aleph$  – коефіцієнт зниження довговічності при накладенні високочастотних циклів.

Коефіцієнт  $\aleph$  визначають за формулою:

$$\aleph = (f/f_0)^{n(\sigma_a)/(\sigma_a)}, \quad (24)$$

де  $f_0 = 1/(t_1 + t_2)$  – частота основного циклу змінних напружень, що визначається без урахування періоду часу, протягом якого відбувається накладення додаткових напружень на постійні;  $t_1$  – час перехідного режиму;  $t_2$  – стаціонарний час роботи;  $\langle \sigma_a \rangle$  – амплітуда наведених напружень вібраційної складової циклу; ( $\sigma_a$ ) – амплітуда наведених напружень основного циклу без урахування концентрації напружень;  $\eta$  – коефіцієнт, що залежить від матеріалу (нормативний параметр обирається згідно ПНАЭ Г -7-002-86).

Для основного циклу навантаження  $i$ -го типу пошкодження  $a_3^*$  визначають за формулою:

$$(a_3^*)_i = \aleph_i N_i / [N_0]_i. \quad (25)$$

На основі запропонованої математичної моделі оцінки технічного стану трубопроводів розроблено алгоритм діагностики головного циркуляційного трубопроводу, який полягає у наступному:

Першим етапом була побудована трьох вимірний (оболонкова) модель трубопроводу та визначено зони контролю металу на прямолінійних та зігнутих ділянках, що дає можливість визначити напруги, що виникають як на зовнішньої, так і на внутрішній стороні стінки трубопроводу (рис. 2).

Другим етапом був побудований блок навантаження за час експлуатації для визначення напружено деформованого стану при малоциклових навантаженнях з урахуванням вібрації трубопроводу (рис. 3).

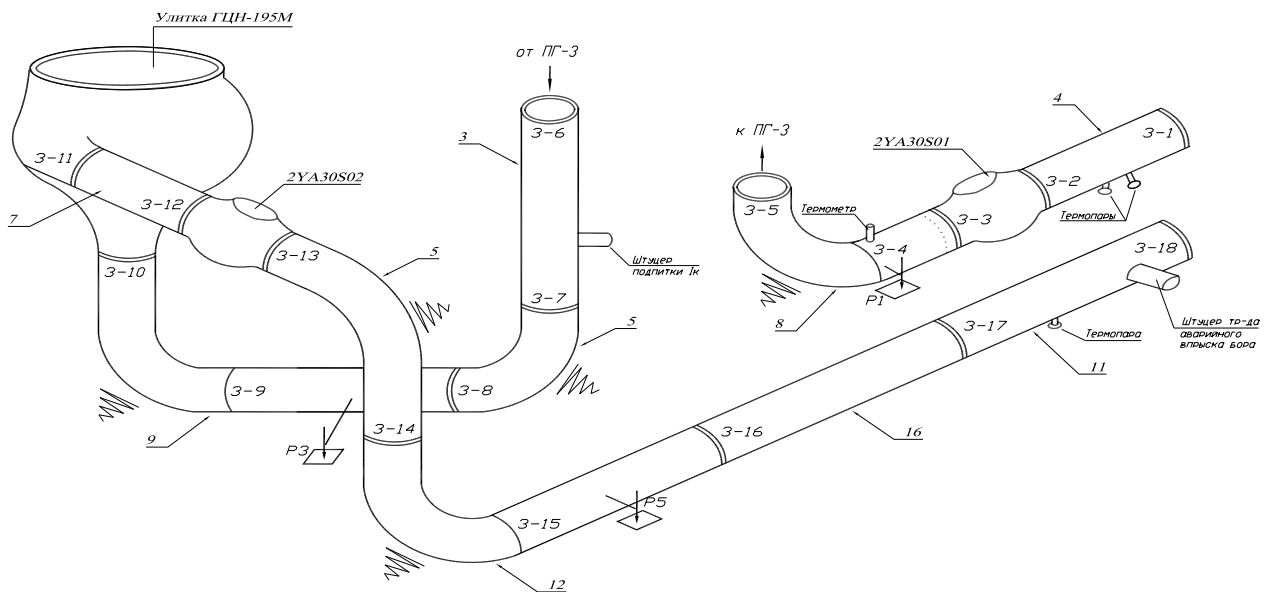


Рис. 2. Модель головного циркуляційного трубопроводу

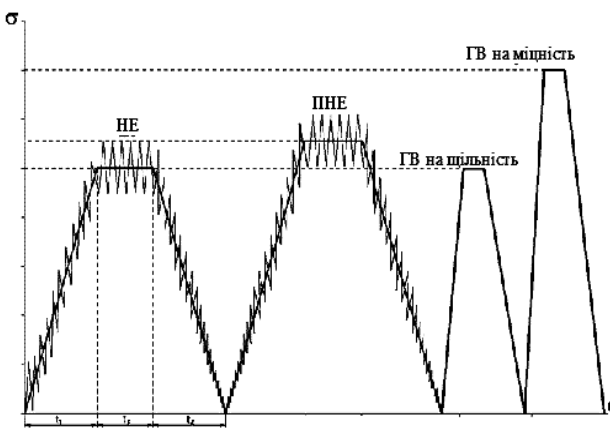


Рис. 3. Схема фактичного навантаження ГЦТ, Г33 і трубопроводу зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК: НЕ – нормальні умови експлуатації; ПНЕ – порушення нормальних умов експлуатації; ГВ – гідравлічні випробування

Побудова блоку навантаження з урахуванням малоциклового та вібраційного навантаження дає змогу оцінити напружено-деформований стан трубопроводу та є вихідними даними для розрахунку фактичного значення циклічних навантажень  $N_i$  за термін експлуатації.

Третім етапом було визначення фактичних механічних властивостей металу трубопроводу та його геометричних розмірів для визначення найбільш небезпечних з позиції порушення цілісності трубопроводів, для яких можлива дія найбільших навантажень та впливів.

В табл. 1 приведено деякі ділянки трубопроводу, мінімальні значення поточних механічних властивостей та їх значення товщини стінок, що визначались за результатами товщинометрії, а радіуси кривизни обрано за даними виконавчих схем та робочих креслень.

Четвертим етапом проведено розрахунок розподілу напружень в трубопроводі (рис. 4) в залежності від режиму експлуатації: нормальна експлуатація (НЕ), гідравлічні випробування (ГВ).

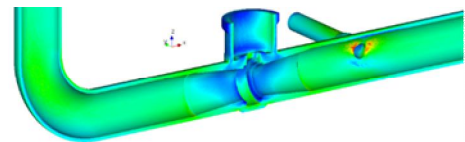
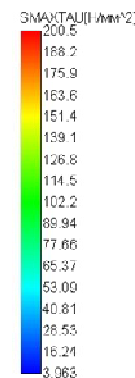


Рис. 4. Розподіл напружень  $\sigma_{1,3}$  на ділянці трубопроводу ГЦТ, «гаряча» нитка (режим – НЕ, навантаження - внутрішній тиск)

П'ятим етапом було встановлення відповідності між параметрами технічного стану та умовами міцності [Р] трубопроводів згідно норм ПНАЕ Г-7-002-86 (табл. 2).

Шостим етапом було визначення закономірності зміни властивостей металу трубопроводу за час експлуатації шляхом аналізу експлуатаційних змін механічних властивостей металу  $R_m^T$ ,  $R_{p0,2}^T$ ,  $Z^T$ ,  $A^T$ ,  $K_{IC}$  та ін. (рис. 6).

За запропонованою методикою виконано розрахунок на опір крихкому руйнуванню елементів ГЦТ, Г33 і трубопроводу зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК.

Результати визначення коефіцієнтів інтенсивності напружень для поздовжньої і поперечної постутульованої тріщини для режимів НЕ, ПНЕ і ГВ наведені на діаграмі рис. 5.

Таблиця 1

Механічні властивості металу ГЦТ та трубопроводу зв'язку КО з «гарячою» ниткою петлі №4 ГЦК та геометричні розміри ділянок

Ділянка трубопроводу	Твердість НВ	$R_m^T$ , кгс/мм <sup>2</sup>	$R_{p0,2}^T$ , кгс/мм <sup>2</sup>	$Z^T$ , %	$A^T$ , %	Товщина, мм	Радіус кривизни, мм
2ГЦТ-3 («гаряча» нитка)	167,6	55,10	41,79	66,67	27,64	78,29	495,0
2ГЦТ-3 («холодна» нитка, ділянка від ПГ до ГЦН)	168,0	55,28	41,91	66,60	27,55	78,45	495,0
2ГЦТ-3 («холодна» нитка, ділянка від ГЦН до ГЗЗ)	181,0	61,26	46,01	64,33	24,92	108,2	495,0
Трубопровід зв'язку КО з гарячою ниткою петлі №4 ГЦК	168,4	55,46	42,04	66,53	27,46	39,98	213,0

Таблиця 2

Параметри технічного стану та відповідні умови міцності [P] трубопроводів згідно норм ПНАЕ Г-7-002-86

№№ п/п	Умови міцності трубопроводу	Механічні властивості металу	Допустимі характеристики міцності, [P]	Розділи та пункти ПНАЭ Г-7-002-86
1	Статична міцність	$R_m^T, R_{p0,2}^T$	$[\sigma]$	Пункт 3.4, Таблиця 5.6
2	Циклічна міцність (віброміцність)	$R_m^T, R_{p0,2}^T, E, Z^T, [N_0]$	$[\sigma_{aF}]$	Пункти 5.6.5 – 5.6.7, Додаток 8
		$R_m^T, R_{p0,2}^T, E, Z^T, [\sigma_{aF}]$	$[N_0]$	
3	Опір хрупкому руйнуванню	$K_{IC}, R_m^T, R_{p0,2}^T$	$[K_I]$	Розділ 5.8
4	Опір сейсмічним діям	$R_m^T, R_{p0,2}^T$	$[\sigma]$	Табл. 5.14, 5.16, 5.17
		$R_m^T, R_{p0,2}^T, E, Z^T, [N_0]$	$[\sigma_{aF}]$	Пункти 5.6.5 – 5.6.7

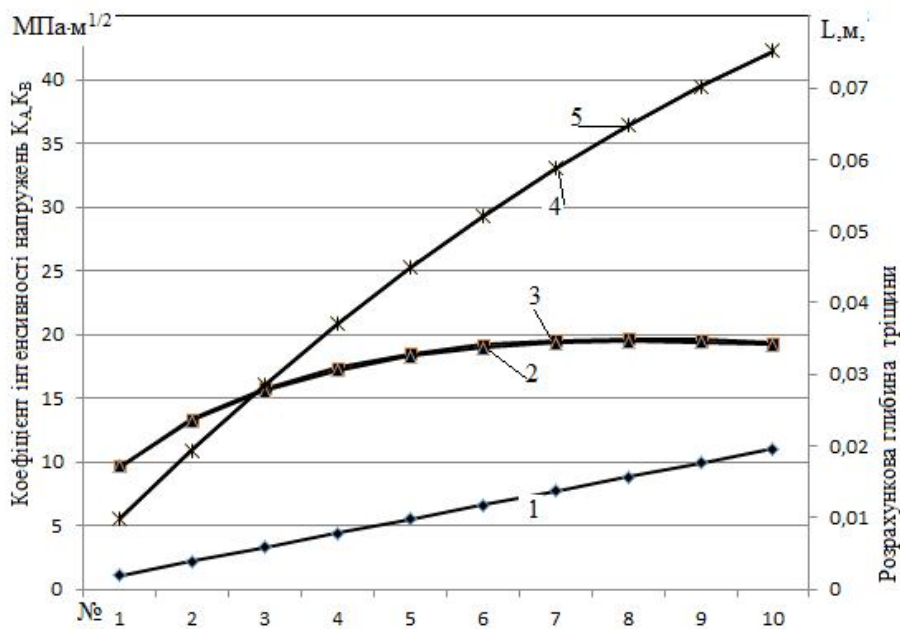


Рис. 5. Діаграма залежності коефіцієнтів інтенсивності напружень ГЦТ від корпусу реактора (КР) до парогенератору (ПГ) при нормальних умовах експлуатації

Сьомим етапом було прогнозування граничних параметрів технічного стану трубопроводів при яких умови міцності не порушуються  $P_{гран.} = [P]_{гран.}$ . На цьому етапі використовуються дані

результатів етапів 5 і 6 та прогнозування залежностей  $[P](\tau)$  і  $P(\tau)$  урахуванням вимог нормативних документів до граничних нормативних параметрів трубопроводів.

## Висновки

В результаті виконаного розрахунку на опір крихкому руйнуванню трубопроводу ГЦК було встановлено, що умови опору крихкому руйнуванню виконуються для всіх розглянутих розрахункових зон.

Максимальні навантаження трубопроводу внутрішнім тиском, вагою і температурою, які визначаються за сумами складових загальних мембранних, загальних згинальних, напруг компенсації, місцевих згинальних, загальних температурних напружень дорівнює  $\sigma_{1-3} = 206,74$  МПа. Значення допустимих напружень для цієї розрахункової групи дорівнює  $(\sigma)_2 = 275,5$  МПа.

При цьому напруги, що виникають в найбільш навантажених перерізах трубопроводу головного циркуляційного контуру для розрахованих груп напружень не перевищують відповідних допустимих напружень. Похибка розрахунків на внутрішній поверхні не перевищує 3,2%, на зовнішній поверхні 3,5%.

Таким чином, статична міцність трубопроводів головного циркуляційного контуру при нормальній експлуатації забезпечена.

На основі проведених численних досліджень встановлено максимальні значення напруг що виникають в трубопроводі на різних ділянках, при різних режимах експлуатації: НЕ, ПНЕ і ГВ. Такий підхід дає можливість розробити уточнену схему визначення технічного стану та граничних параметрів металу трубопроводу у проектний та понадпроектний терміни.

На основі запропонованої математичної моделі та алгоритму оцінки технічного стану трубопроводів АЕС розроблено проект стандарту МТ-Р 0.30.209-16

«Методика визначення технічного стану та перепризначення термінів експлуатації трубопроводів АЕС».

## Список літератури

1. Шугайло А-й П. Рекомендации по совершенствованию национальной нормативной базы в части продления и управления старением энергоблоков АЭС Украины // А-й П. Шугайло, А-р П. Шугайло, Д.И. Рыжов, В.Б. Крицкий, С.В. Романов, А.М. Колупаев / Государственный научно-технический центр по ядерной и радиационной безопасности, Киев // Ядерна та радіаційна безпека. – 2013. – 3(59). – С. 3-9.
2. Шугайло А.П., Современные международные подходы к оценке/пероценке сейсмостойкости важных для безопасности систем и элементов ядерных установок / А.П. Шугайло, Д.И. Рыжов., Е.Е. Майборода / Ядерна та радіаційна безпека. – 2007 – Т. 10, вип. 4. – С. 62-82.
3. Safety Aspects of Long Term Operation of Water Moderated Reactors. Recommendations on the Scope and Content of Programmers for Safe Long Term Operation. Final Report of the Extrabudgetary Programmer on Safety Aspects Long Term Operation of Water Moderated Reactors [Text]. – IAEA-EBP-SALTO. — Vienna: IAEA, 2007.
4. Methodology and Supporting Research for Pressurized Thermal Shock Evaluation. МАГАТЭ, – Вена, Австрія, 2000.
5. Comparison Report of RPV Pressurised Thermal Shock International Comparative Assessment Study (PTSCAS). OECD Nuclear Energy Agency, – Париж, Франція, 1999.
6. ПНАЭ Г-7-002-86. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок [Текст]. – Утверждены ГАЭН СССР, 1987.
7. Программный комплекс ANSYS [Электронный ресурс]. – Режим доступа : URL: <http://www.ansys.com/> (дата обращения: 20.06.2016).

Надійшла до редколегії 16.10.2016

**Рецензент:** д-р техн. наук, проф. Р.М. Тріщ, Українська інженерно-педагогічна академія, Харків.

## ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ АЭС НА СООТВЕТСТВИЕ НОРМАТИВНЫМ ПАРАМЕТРАМ

А.С. Кипоренко, М.Е. Пахалович, О.Н. Хорошилов

*В статье предложена математическая модель оценки технического состояния трубопроводов АЭС с учетом изменения технических параметров в период эксплуатации. Учтены изменения толщины стенки и его геометрии при охрупчивании металла трубопровода, действию малоциклового и вибрационной нагрузки на стенки участков трубопровода и предложен алгоритм оценки технического состояния на соответствие нормативным параметрам. На основе предложенной модели предлагается уточнение оценки остаточного ресурса при обеспечении нормативных параметров безопасности эксплуатации проектной и сверхпроектной эксплуатации.*

**Ключевые слова:** нормативные параметры, безопасность, технические состояние, трубопроводные системы, атомная электростанция.

## ASSESSMENT OF THE TECHNICAL CONDITION OF NUCLEAR POWER PLANT PIPING SYSTEMS UNDER NORMATIVE PARAMETERS

A.S. Kiporenko, M.Ye. Pahalovich, O.M. Khoroshilov

*The article suggests a mathematical model of technical condition assessment of NPP pipelines taking into account changes of technical parameters during operation. Taken into account changes in wall thickness and geometry at the embrittlement of the pipeline metal, low-cycle action and vibration on the wall sections of the pipeline and the algorithm of technical condition assessment for compliance normative parameters. Based on the proposed model was offered clarification residual life assessment, while ensuring legal safety of operation beyond the design parameters of the design and operation.*

**Keywords:** normative parameters, safety, technical condition, pipeline systems, nuclear power plant.