

УДК 539.375; 620.191.33:620.193

ВИЗНАЧЕННЯ ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ ТРУБИ НАФТОПРОВОДУ З УРАХУВАННЯМ ДЕГРАДАЦІЇ МАТЕРІАЛУ

О. Є. АНДРЕЙКІВ¹, І. Я. ДОЛІНСЬКА^{2,3}, М. О. ЛЮБЧАК², С. В. НАСТАСЯК¹

¹ Львівський національний університет ім. Івана Франка;

² Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України, Львів;

³ Бидгоцька політехніка, Польща

Запропоновано метод для оцінювання залишкового ресурсу труби зі сталі Х70 нафтопроводу зі зовнішньою поверхневою півеліптичною тріщиною, в якій є ламінарний потік нафти під тиском 12 МПа, а в тріщину проникає ґрунтове корозивне середовище. Досліджували залишковий ресурс такої труби після 33 років її експлуатації, коли відбувається корозійно-воднева деградація її матеріалу. На основі відомих у літературі експериментальних результатів деградації сталі Х70 побудовано наближено базову діаграму росту корозійно-механічної тріщини в такому матеріалі. Для реалізації сформульованої нової задачі застосовано раніше розроблений енергетичний підхід для визначення залишкового ресурсу труби нафтопроводу з корозійною тріщиною, коли базова діаграма росту такої тріщини враховує одночасну деградацію сталі Х70 з ростом дефекту. Побудовано графічні залежності залишкового ресурсу труби від початкового розміру тріщини за одночасної деградації її матеріалу для труби запасу і експлуатованої 33 роки та порівняно результати.

Ключові слова: *деградація матеріалів, залишковий ресурс, труба нафтопроводу, енергетичний підхід, базова діаграма росту корозійно-механічної тріщини.*

A method for estimating the residual life of X70 steel pipe of an oil pipeline with an external surface semi-elliptical crack, in which there is a laminar flow of oil under a pressure of 12 MPa, and a soil corrosive medium penetrates into the crack, is proposed. The residual life of such a pipe after 33 years of its operation, when corrosion-hydrogen degradation of its material takes place, was studied. Based on the experimental data of the degradation of X70 steel known in the literature, an approximate basic diagram of the corrosion-mechanical crack growth in such a material was constructed. The energy approach previously formulated by the authors to determine the residual life of an oil pipeline pipe with a corrosion crack is applied to the new problem obtained in this way, when the basic diagram of such crack growth includes the simultaneous degradation of X70 steel. Graphical dependences of the residual life of the pipe on the initial size of the crack based on the simultaneous degradation of its material as well as for the cases of the reserve pipe and the pipe operated for 33 years are constructed and results are compared.

Keywords: *degradation of materials, residual life, oil pipeline pipe, energy approach, basic diagram of corrosion-mechanical crack growth.*

Вступ. Упродовж останніх років прогнозування залишкового ресурсу труб нафтогазопроводів потребує особливої уваги та ефективного вирішення цього завдання [1]. Особливо це стосується врахування впливу зовнішніх середовищ і експлуатаційної деградації їх матеріалів [2, 3]. Для побудови кількісної теорії розв'язання цієї проблеми необхідно формувати математичні моделі таких процесів на основі відповідних результатів фізичної хімії і експериментальних досліджень. З погляду деградації матеріалів, труби газо- і нафтопроводів певною

мірою відрізняються. Матеріал труб газопроводів більш схильний до так званої об'ємної деградації в результаті дифузії водню, тоді як на нафтопроводи сильніше впливає корозія підтоварної води. Однак в обох випадках, коли пошкоджене покриття труби, діє ґрунтова корозія та насичення матеріалу воднем [4–7]. У зв'язку з цим побудову методу для визначення залишкового ресурсу труби нафтопроводу зі зовнішньою півеліптичною корозійною тріщиною і внутрішнім тиском 12 МПа можна звести до створення математичної моделі росту тріщини за дії такого тиску і ґрунтової корозії від початкового розміру до внутрішньої поверхні труби аж до її розгерметизації. Для розв'язання задачі нижче застосовано енергетичний підхід, розроблений раніше [7, 8].

Формулювання задачі. Розглянемо трубу нафтопроводу діаметром $2r$, завтовшки h , послаблену зовнішньою півеліптичною тріщиною з півосями a, b (рис. 1а), в яку проникає зовнішнє ґрунтове корозивне середовище. Вважають, що в трубі є ламінарний потік нафти з тиском 12 МПа. Досліджуємо період 33 роки її експлуатації, впродовж якого відбувається воднево-корозійна деградація матеріалу труби зі сталі X70 [9–11]. Встановлено, що на початку експлуатації ($t_1 = 0$) у матеріалі труби за статичного навантаження може поширюватися корозійно-механічна тріщина зі сталою швидкістю $V(0) = 1,4 \cdot 10^{-8}$ м / год, а через 33 роки – $V(33) = 5,6 \cdot 10^{-8}$ м / год.

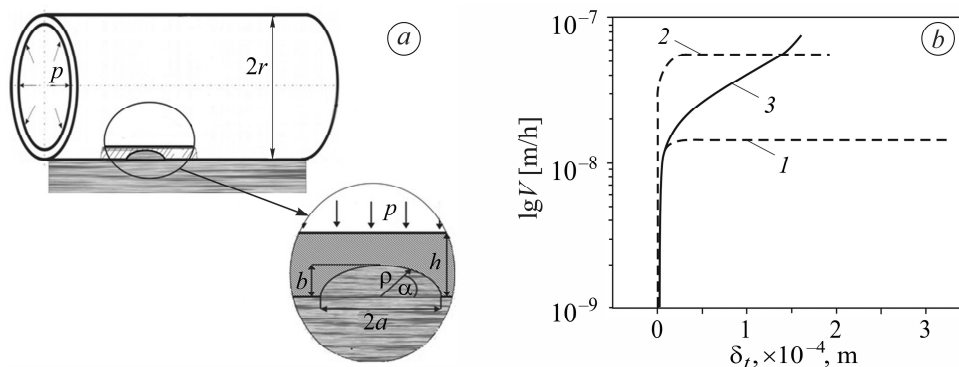


Рис. 1. Схема навантаження труби з тріщиною і її контакт з середовищем (а) та діаграми поширення корозійно-механічної тріщини в трубі нафтопроводу (b) з одночасною деградацією її матеріалу (3), у вихідному матеріалі (1) і після 33 років експлуатації (2).

Fig. 1. Loading mode of a pipe with a crack and its contact with the environment (a); diagram of corrosion crack propagation in oil pipeline pipe (b) with simultaneous degradation of its material (3), in the initial material (1) and after 33 years of operation (2).

На рис. 1b зображено зміну швидкостей росту тріщини залежно від розкриття δ_t у її вершині. Пунктирні криві 1 і 2 побудовано для двох станів сталі X70, а саме, для труби запасу і для труби після 33 років експлуатації. Впродовж 33 років експлуатації змінюються з часом як механічні, так і міцнісні характеристики матеріалу труби в результаті його деградації. Для розрахунку залишкового ресурсу $t = t_*$ труби після 33 років її експлуатації необхідно побудувати повну діаграму росту корозійно-механічної тріщини з урахуванням деградації матеріалу. Тому побудуємо спочатку діаграму поширення тріщини в матеріалі труби експлуатованої до 33-річного періоду деградації, а потім продовжимо її на більший період.

Для цього застосуємо раніше розроблений енергетичний підхід для визначення залишкового ресурсу труби нафтопроводу з корозійною тріщиною. На основі результатів праці [7] знайдемо швидкість поширення корозійної тріщини:

$$V = \frac{dS}{dt} = - \left[\frac{d\Gamma}{dt} \right]_{t=\Delta t_C} / (\gamma_C - \gamma_t), \quad (1)$$

де Γ – енергія руйнування металевому матеріалу труби, яка залежить від площі тріщини, часу і корозивного середовища; $t = \Delta t_C$ – час стрибка тріщини; γ_t – питома робота пластичних деформацій у зоні передруйнування (вузька смуга біля контуру тріщини шириною $b_p(\xi)$), ξ – біжуча координата вздовж контуру тріщини); γ_C – її критичне значення.

Для визначення періоду докритичного росту тріщини до рівняння (1) додамо початкову і кінцеву умови:

$$t = 0, \quad S(0) = S_0; \quad t = t_*, \quad S(t_*) = S_*, \quad \gamma_t(S_*) = \gamma_C, \quad (2)$$

де S_0 , S_* – початкова і гранична площа тріщини, відповідно.

На основі результатів [7]

$$\gamma_C \approx \sigma_t \delta_{CC}, \quad \gamma_t \approx \frac{\sigma_t}{\Delta S_t} \int_L \delta_t(\xi, 0) b_p(\xi) d\xi, \quad b_p(\xi) \approx \beta \delta_t(\xi, 0), \quad (3)$$

де δ_t – розкриття у вершині тріщини; δ_{CC} – його критичне значення за корозійного руйнування; σ_t – усереднені нормальні напруження в зоні передруйнування; L – контур тріщини; ΔS_t – площа зони передруйнування; β – константа, яку визначають із експерименту.

Вважаючи, що зона передруйнування є вузькою смугою біля контуру тріщини, її площу можна наближено визначити так:

$$\Delta S_t \approx \beta \int_L \delta_t(\xi) d\xi. \quad (4)$$

На основі результатів [8] площу елементарного стрибка ΔS_C тріщини подамо як суму елементарного поширення тріщини S_a внаслідок анодного розчинення і механічного стрибка S_m , спричиненого механічним навантаженням і наводнюванням за електрохімічної корозії, тобто

$$\Delta S_C = S_a + S_m. \quad (5)$$

Використовуючи вираз (4) і результати [8], величини S_m , S_a запишемо у вигляді

$$S_m = \alpha_0 \int_L [\delta_t(\xi, 0) - \xi_0] d\xi, \quad S_a = \alpha_0 F m^{-1} n^{-1} \int_L \delta_t(\xi, 0) \int_0^{\Delta t} i(t) dt d\xi, \quad (6)$$

$$\delta_{CC} = \delta_C - A_1 C_H(\Delta t).$$

Тут F – число Фарадея; m – грам-еквівалентна вага металу; n – валентність металу; ξ_0 , α_0 , A_1 – характеристики матеріалу, які визначають із експерименту [8]; $i(t)$ – густина анодного струму на поверхні вершини тріщини; δ_C – критичне значення δ_t без корозії; $C_H(\Delta t)$ – концентрація водню в зоні передруйнування.

Розглядаємо випадок, коли швидкість анодного розчинення набагато менша від швидкості механічного росту тріщини. Тоді, на основі результатів [8] і співвідношень (3), (4), (6), енергію руйнування $\Gamma(t)$ можемо подати наближено так:

$$\Gamma(t) = \sigma_t \alpha_0 \int_L [\delta_t(\xi, 0) - \xi_0] [\delta_C - A_1 C_H(t)] d\xi. \quad (7)$$

Згідно з результатами [12, 13], зміну концентрації водню $C_H(\Delta t)$ з часом у зоні передруйнування для відносно великих часів можна подати так:

$$C_H(\Delta t) \approx B \Delta t_C i_{\max}, \quad (8)$$

де B – константа системи метал–середовище, яку визначають із експерименту.

Щоб визначити час Δt_C – інкубаційний період підготовки елементарного стрибка корозійної тріщини, вважаємо, що тріщина почне поширюватися, коли максимальне розкриття в зоні переддруйнування $\delta_t(\xi, 0, C_H)$ досягне критичного значення δ_{CC} . Таким чином, на основі співвідношень (6), (8) отримаємо рівняння

$$\delta_C - \delta_t(\xi, 0) = A_1 B \Delta t_C i_{\max}. \quad (9)$$

Розв’язок рівняння (9) стосовно Δt_C такий:

$$\Delta t_C = i_{\max}^{-1} (A_1 B)^{-1} [\delta_C - \delta_t(\xi, 0)]. \quad (10)$$

Оскільки значення стрибка тріщини площі ΔS_C достатньо низьке, то, очевидно, на такий малій віддалі від вершини тріщини розкриття $\delta_t(\xi, x)$ змінюється несуттєво і його наближено по x (x – біжуча координата в зоні переддруйнування по нормалі до контуру тріщини L) можна вважати константою, тобто $\delta_t(\xi, x) \approx \delta_t(\xi, 0)$ ($0 \leq x \leq b_p^*$, b_p^* – критичне значення b_p). Тоді на основі (7), (8) і (10), а також результатів праці [8], отримаємо:

$$d\Gamma(t) / dt|_{t=\Delta t_C} = -\alpha_1 \sigma_t \int_L [\delta_t(\xi, 0) - \xi_0] d\xi, \quad \alpha_1 = \alpha_0 A_1 B i_{\max} \text{ (m/h)}, \quad (11)$$

де α_1 – характеристика матеріалу, яку визначають із експерименту.

Підставляючи співвідношення (3), (4) і (11) в рівняння (1) і враховуючи результати [8], для визначення періоду $t = t_*$ докритичного росту корозійно-механічної тріщини одержимо рівняння

$$V = \frac{dS}{dt} = \alpha_1 \frac{\int_L [\delta_t(\xi, 0) - \xi_0] d\xi}{\delta_{CC} - \left| \int_L \delta_t(\xi, 0) d\xi \right|^{-1} \int_L \delta_t^2(\xi, 0) d\xi} \quad (12)$$

з початковою і кінцевою умовами

$$t = 0, \quad S(0) = S_0; \quad t = t_*, \quad S(t_*) = S_*; \quad \delta_t(S_*) = \delta_{CC}. \quad (13)$$

Як випливає з рівняння (12), для $\xi_0 = \delta_{SCC}$ швидкість корозійно-механічної тріщини дорівнює нулю, а для $\delta_t < \delta_{SCC}$ – від’ємна. Це означає, що для $\delta_t < \delta_{SCC}$ тріщина не поширюватиметься, тобто δ_{SCC} є нижнім пороговим значенням на кінетичній діаграмі поширення корозійно-механічної тріщини. Тоді S_* визначатимуть як площу тріщини, яка досягне протилежної поверхні труби, тобто (рис. 1а) при $t = t_*$, $\alpha = \pi/2$, $\rho = h$, і за цих умов вона розгерметизується. У зв’язку з цим співвідношення (12) і (13) матимуть вигляд

$$V = \frac{dS}{dt} = \alpha_1 \frac{\int_L [\delta_t(\xi, 0) - \delta_{SCC}] d\xi}{\delta_{CC} - \left| \int_L \delta_t(\xi, 0) d\xi \right|^{-1} \int_L \delta_t^2(\xi, 0) d\xi}, \quad (14)$$

$$t = 0, \quad S(0) = S_0; \quad t = t_*, \quad S(t_*, \alpha_*, \rho_*) = S_*, \quad \alpha_* = \pi/2, \quad \rho_* = h. \quad (15)$$

Реалізація математичної задачі (14), (15) пов'язана, насамперед, з визначенням функції розкриття $\delta_t(\xi, 0)$ для півеліптичної тріщини. На основі результатів праці [14] її можна записати так:

$$\delta_t = \frac{K_I^2(1-\nu^2)}{\sigma_t E \sqrt{1-\lambda^2}}, \quad \lambda = \frac{\sigma}{\sigma_t}. \quad (16)$$

Тут ν – коефіцієнт Пуассона; E – модуль Юнга; K_I – коефіцієнт інтенсивності напружень для півеліптичної тріщини в стінці труби за тиску p ; σ – усереднене регулярне напруження в зоні передруйнування біля контуру тріщини.

Розв'язок математичної задачі (14), (15) пов'язаний зі значними математичними труднощами. Тому для спрощення її розв'язку, не втрачаючи при цьому потрібної для інженерних цілей точності, застосуємо метод еквівалентних площ [7], згідно з яким, зміна площі тріщини розглядуваної конфігурації наближено така, як для півкругової тріщини радіуса ρ такої ж початкової площі. При цьому вважають, що швидкість поширення півкругової тріщини у всіх точках її контуру однакова. Враховуючи це, математичну модель (14), (15) запишемо так:

$$V = \frac{d\rho}{dt} = \alpha_1 \frac{\delta_t(\xi_1, 0) - \delta_{SCC}}{\delta_{CC} - \delta_t(\xi_1, 0)}, \quad (17)$$

$$t = 0, \quad S(0) = 0,5\pi a_0 b_0; \quad t = t_*, \quad S(t_*, \alpha_*, \rho_*) = S_*, \quad \alpha_* = \pi/2, \quad \rho_* = h.$$

Тут ξ_1 на контурі тріщини L визначають координати (рис. 1а) $\alpha = \pi/2$, $\rho = h$. Коефіцієнт інтенсивності напружень K_I у цій точці запишемо у вигляді [15]

$$K_I = 1,626\sigma\sqrt{h\varepsilon}(1,04 + 0,21\varepsilon^2 + 0,12\varepsilon^4), \quad \varepsilon = \rho/h. \quad (18)$$

Вважали, що в результаті дії ґрунтового корозивного середовища в матеріалі труби нафтопроводу відбувається корозійно-воднева деградація – зміна характеристик матеріалу труби. Таким чином, характеристики матеріалу α_1 , σ_t , δ_{SCC} , δ_{CC} залежатимуть від часу t_1 експлуатації труби і змінюватимуться, послаблюючи опір руйнуванню матеріалу. Тоді у рівняння (17) їх слід подати як функції від часу. Ці функції шукали так. Аналізуючи результати [9–11] та криві 1, 2 на рис. 1b, виявили, що величини δ_{SCC} , δ_{CC} через $t_1 = 33$ years змінилися несуттєво: $\delta_{SCC}(0) = 4,8527 \cdot 10^{-7}$ m; $\delta_{SCC}(33) = 3,3406 \cdot 10^{-7}$ m; $\delta_{CC}(0) = 4,60347 \cdot 10^{-4}$ m; $\delta_{CC}(33) = 1,929 \cdot 10^{-4}$ m. На цій основі залежність характеристик δ_{SCC} , δ_{CC} від часу експлуатації приймали лінійною у вигляді функцій

$$\begin{aligned} \delta_{CC}(t_1) &= 4,60347 \cdot 10^{-4} - 8,10445 \cdot 10^{-6} t_1, \\ \delta_{SCC}(t_1) &= 4,85271 \cdot 10^{-7} - 4,58209 \cdot 10^{-9} t_1. \end{aligned} \quad (19)$$

Відповідно до результатів [9–11], для труби запасу зі сталі X70 $\sigma_t = 633$ МПа, а після 33 років експлуатації – $\sigma_t = 630$ МПа. На основі цього зміну усереднених напружень σ_t від часу t_1 експлуатації також приймали лінійною залежністю

$$\sigma_t(t_1) = 633 - 0,09091 t_1. \quad (20)$$

Співвідношення (17) аналітично описує кінетичну діаграму росту корозійно-механічної тріщини в координатах $V - \delta_t$. Тому для прямолінійної ділянки зміни розкриття тріщини δ_t можна записати наближене співвідношення

$$V \approx \alpha_1 \delta_t \delta_{CC}^{-1}. \quad (21)$$

При цьому, згідно з рис. 1b (криві 1, 2, $V(0) = 1,226 \cdot 10^{-4}$ m/year, $V(33) = 4,905 \cdot 10^{-4}$ m/year), зміну швидкості росту тріщини впродовж 33 років експлуатації можемо записати також наближено

$$V(t_1) \approx 1,226 \cdot 10^{-4} + 1,1147 \cdot 10^{-5} t_1 \text{ (m/year)}. \quad (22)$$

Оскільки це найкоротша лінія діаграми, то розрахований за нею ресурс буде найменший, а тому похибка визначення залишкового ресурсу піде в запас довговічності.

Тоді з рівності (21) з урахуванням залежності (22) отримаємо співвідношення

$$\alpha_1(t_1) \approx \delta_{CC} (1,226 \cdot 10^{-4} + 1,1147 \cdot 10^{-5} t_1) \delta_t^{-1}. \quad (23)$$

Залежності (19), (20), (23) описують зміну характеристик матеріалу труби в результаті його деградації впродовж експлуатації (перший член у цих співвідношеннях – характеристики матеріалу для труби запасу). Використовуючи їх, визначимо залишковий ресурс труби з урахуванням деградації її матеріалу. На основі розв'язку задачі (17), отримали співвідношення для визначення часу, за який тріщина початкової глибини $\rho = \rho_0$ (mm), досягне протилежної поверхні труби ($\rho_* = h = 18,7$ mm):

$$t_* \approx \frac{1}{\alpha_1(t_1)} \int_{\rho_0}^{0,0187} \frac{\delta_{CC}(t_1) - \delta_t(\rho, \sigma_t(t_1))}{\delta_t(\rho, \sigma_t(t_1)) - \delta_{SCC}(t_1)} d\rho. \quad (24)$$

Підставляючи співвідношення (19), (20), (23) в (24), отримали громіздке рівняння для визначення залишкового ресурсу труби t_* , яке в загальному випадку можна записати у вигляді $t_* = f(t_1)$. Розв'язуючи числово це рівняння для $t_1 = t_*$, побудували залежність залишкового ресурсу труби від зміни початкового розміру тріщини (рис. 2, крива 1). Відомо, що для безпечної експлуатації нафтопроводів через певні проміжки часу їх труби діагностують. Як показує практика, ці проміжки є однакові. Однак внаслідок експлуатаційної деградації матеріалу його опір руйнуванню зменшується і відповідно залишковий ресурс нафтопроводів також. І тоді виникає питання: через який проміжок часу виконувати повторні обстеження, щоб запобігти непередбачуваному руйнуванню. Таким чином, виконали додаткові дослідження для прогнозування залишкового ресурсу труби нафтопроводу після 33 років експлуатування з урахуванням деградації його матеріалу (рис. 2, крива 2). Як бачимо, після 33 років експлуатації залишковий ресурс суттєво знижується. З огляду на це, проміжки часу між повторними обстеженнями нафтопроводів необхідно зменшувати.

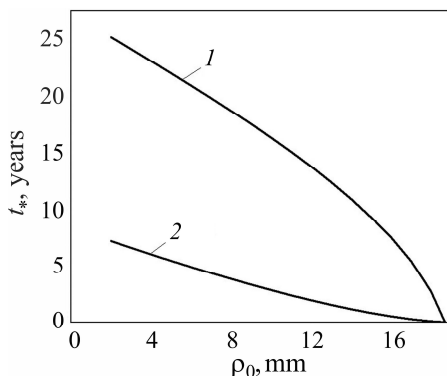


Рис. 2. Залежність залишкової довговічності труби від початкової глибини тріщини:
1 – розрахунок для характеристик матеріалу протягом 33 років експлуатації;
2 – після 33 років експлуатації.

Fig. 2. Dependence of residual life of a pipe on the initial depth of the crack:
1 – calculation for the material characteristics for 33 years of operation;
2 – after 33 years of operation.

ВИСНОВКИ

Сформульовано метод оцінювання впливу експлуатаційної деградації матеріалу на залишковий ресурс труби нафтопроводу з поверхневою тріщиною в умо-

вах ламінарного потоку нафти і дії ґрунтової корозії. Побудовано наближено математичні моделі зміни з часом характеристик деградації матеріалів труб нафтопроводів за дії ґрунтового корозивного середовища і довготривалого статичного навантаження. Виконано наближений розрахунок залишкового ресурсу труби запасу із урахуванням деградації її матеріалу під час експлуатації і труби після 33 років експлуатування. Отримана при цьому похибка іде в запас довговічності. З аналізу результатів випливає, що проміжки часу між повторними обстеженнями нафтопроводів необхідно зменшувати з часом експлуатації, оскільки залишковий ресурс труб суттєво знижується.

1. Івасів В. М., Артим В. І., Дейнега Р. О. Прогнозування залишкового ресурсу магістральних трубопроводів: проблеми і перспективи // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – № 3. – С. 102–108.
2. Петрина Д. Ю., Петрина Л. Г. Вплив корозійного середовища на сучасні сталі магістральних трубопроводів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2022. – № 2 (83). – С. 95–104. DOI: 10.31471/1993-9973-2022-2(83)-95-104
3. Assessment of operational degradation of pipeline steels / H. Nykyforchyn, O. Zvirko, I. Dzioba, H. Krechkovska, M. Hredil, O. Tsyrluk, O. Student, S. Lipiec, and R. Pala // Materials. – 2021. – 14, № 122. – Article number 3247. <https://doi.org/10.3390/ma14123247>
4. Kryzhaniv's'kyi E. I. and Nykyforchyn H. M. Specific features of hydrogen-induced corrosion degradation of steels of gas and oil pipelines and oil storage reservoirs // Materials Science. – 2011. – 47, № 2. – P. 127–136. <https://doi.org/10.1007/s11003-011-9390-9>
5. Крижанівський Є. І., Никифорчин Г. М. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: Наук.-техн. пос. в 3-х т. / За ред. В. В. Панасюка. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – Т. 1. – 2010. – 457 с.; Т. 2. – 2011. – 447 с.; Т. 3. – 2012. – 432 с.
6. Nykyforchyn H. M. and Tsyrluk O. T. Specific features of the in-service bulk degradation of structural steels under the action of corrosive media // Strength of Materials. – 2009. – 41, № 6. – P. 651–663. <https://doi.org/10.1007/s11223-009-9167-7>
7. Andreikiv O. Ye. and Dolinska I. Ya. Determination of the period of subcritical growth of small plane high-temperature creep cracks in structural elements // Materials Science. – 2021. – 57, № 2. – P. 154–162. <https://doi.org/10.1007/s11003-021-00526-1>
8. Determination of the residual service life of a torsion bar under the influence of corrosive media / O. Ye. Andreikiv, I. Ya. Dolinska, S. V. Nastasiak, and M. S. Shefer // Materials Science. – 2022. – 57, № 5. – P. 633–639. <https://doi.org/10.1007/s11003-022-00589-8>
9. Механіка руйнування та міцність матеріалів: Довідн. пос. / Під заг. ред. В. В. Панасюка. Т. 11: Міцність і довговічність нафтогазових трубопроводів і резервуарів / Г. М. Никифорчин, С. Г. Поляков, І. В. Ориняк, З. В. Слободян, Р. М. Джала. Під ред. Г. М. Никифорчина. – Львів: Сполом, 2009. – 504 с.
10. Електрохімічні показники експлуатаційної деградації сталей нафто- та газогонів / О. Цирульник, З. Слободян, М. Греділь, О. Звірко, Д. Завербний // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2006. – Спец. випуск. – № 5. – С. 284–289.
11. Оценка коррозионно-водородной деградации сталей длительно эксплуатируемых магистральных газопроводов / Г. Н. Никифорчин, О. Т. Цирульник, О. И. Звирко, М. И. Гредиль, В. А. Волошин // Заводская лаборатория. – 2013. – 79, № 9. – С. 48–55.
12. Panasyuk V. V., Andreykiv O. Y., and Gembara O. V. Hydrogen degradation of materials under long-term operation of technological equipment // Int. J. of Hydrogen Energy. – 2000. – 25, № 1. – P. 67–74. [https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(99\)00006-3](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(99)00006-3)
13. Tym'yak N. I. and Andreykiv O. E. Evaluation of crack-growth rate under conditions of simultaneous action of static loading and corrosive media // Materials Science. – 1996. – 31, № 2. – P. 219–225. <https://doi.org/10.1007/BF00558642>
14. Yadzhak N. Generalization of the equivalent area method for the case of short fatigue cracks in a three-dimensional body // Вісн. Львівськ. нац. ун-ту. Сер. Механіка і математика. – 2020. – № 89. – С. 134–141.
15. Саврук М. П. Коэффициенты интенсивности напряжений в телах с трещинами. – К.: Наук. думка, 1988. – 648 с.

Одержано 01.05.2023