

УДК: 539.375;539.4

ВПЛИВ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ ДЕГРАДАЦІЇ МАТЕРІАЛУ НА ЗАЛИШКОВИЙ РЕСУРС НАФТОПРОВОДІВ

О. Є. АНДРЕЙКІВ¹, І. Я. ДОЛІНСЬКА², М. О. ЛЮБЧАК², С. В. НАСТАСЯК¹

¹ Львівський національний університет ім. Івана Франка;

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

На основі розробленого раніше енергетичного підходу розв'язано задачу про визначення залишкового ресурсу труби нафтопроводу з поверхневою півеліптичною мікротріщиною, в яку проникає ґрунтове корозивне середовище. Трубою рухається турбулентний потік нафти, який викликає двочастотне навантаження її стінки. Увагу зосереджено на мікродефектах і пластичному матеріалі труби, що деградує під час розвитку тріщини, тому розв'язок задачі з допомогою енергетичного підходу зведено до нелінійного диференціального рівняння відносно функції розкриття тріщини біля її зони передруйнування зі змінними коефіцієнтами. Рівняння разом з початковою і кінцевою (вихід тріщини на внутрішню поверхню труби і її розгерметизація) умовами – математична модель для визначення залишкового ресурсу труби. Функцію розкриття тріщини знайдено наближено за розробленими раніше методами еквівалентних напружених станів і граничної інтерполяції. Отримано залежності залишкового ресурсу труби нафтопроводу зі сталі X70 з урахуванням деградації її матеріалу від початкового розміру дефекту.

Ключові слова: нафтопровід, деградація, енергетичний підхід, двочастотне навантаження, функція розкриття тріщини.

On the basis of the energy approach previously developed by the authors, the problem of determining the residual life of an oil pipeline pipe with a surface semi-elliptical microcrack, into which the soil corrosive medium penetrates, is solved. A turbulent flow of oil moves along such a pipe, which causes two-frequency loading of its wall. Since micro-defects and the plastic material of the pipe, which degrades during crack propagation, are considered, the solution of the problem using the energy approach is reduced to a nonlinear differential equation with respect to the crack opening function near its pre-fracture zone with variable coefficients. The equation together with the initial and final conditions (crack opening on the inner surface of the pipe and its depressurization) is a mathematical model for determining the residual life of the pipe. The crack opening function is found approximately using the method of equivalent stress states and the limit interpolation method developed earlier by the authors. The dependences of the residual life of the oil pipeline pipe made of X70 steel, taking into account the degradation of its material, were obtained.

Keywords: oil pipeline, degradation, energy approach, two-frequency loading, crack opening function.

Вступ. На території України функціонує велика мережа магістральних трубопроводів (МТ), більше 50% яких працює після завершення амортизаційного терміну служби [1, 2]. Це призводить до виникнення експлуатаційних відмов, а інколи – до аварій, які обумовлюють не тільки значні матеріальні збитки, але і порушують екологічну безпеку довкілля. Розв'язання цієї задачі ускладнено тим, що термін служби більше 49% МТ від їх загальної протяжності перевищив термін амортизації лінійної частини (понад 30 років), 32% трубопроводів експлуату-

ються від 21 до 30 років. Загалом система МТ з таким “віком”, згідно з основним положенням теорії надійності, вступила в третій період життєвого циклу – період суцільної деградації металу і частих відмов. Тому, розраховуючи залишковий ресурс трубопроводів, обов’язково потрібно враховувати деградацію їх матеріалів – зміну механічних, втомних і міцнісних характеристик з часом експлуатації.

На сьогодні вже виконано низку експериментальних досліджень деградації матеріалів трубопроводів після 60 років експлуатації і визначено зміну їх характеристик (див., наприклад, [2–7]), значення яких усереднено за кількістю випробовуваних труб для кожного терміну експлуатації. Для металу труб значення тимчасового опору відриву σ_B в інтервалі розкиду експериментальних даних 480... 670 МПа близькі до норм для сталі 17ГС (не менше 520 МПа) і зберігаються на цьому рівні впродовж усього терміну експлуатації. Аналогічні результати одержали і для границі плинності $\sigma_{0,2}$, яка в межах розкиду експериментальних даних залишається майже незмінною. Пластичність металу труб – відносні видовження δ і поперечне звуження ψ – практично не змінюється під час усього терміну експлуатації і відповідає вимогам ГОСТу і ТУ (не менше 24% для параметра δ , норми для ψ відсутні). Відносне видовження змінюється в межах 22...31,5%, а поперечне звуження – у діапазоні 50...64%. Таким чином, за 60 років експлуатації показники пластичності суттєво не знизилися. Аналогічні результати отримали під час аналізу механічних властивостей зварних з’єднань. Значення границі міцності σ_B змінюються в межах 462...640 МПа, а значення $\sigma_{0,2}$ – у діапазоні 338... 474 МПа, що збігається з відповідними характеристиками основного металу труб. Показники пластичності зварних з’єднань трохи нижчі, ніж основного металу труб. Зокрема, параметр δ міняється в межах 15...26%, а значення ψ – у діапазоні 38...61%. Тут їх розкид дещо більший, ніж для металу труб, що, мабуть, пов’язано з дефектами зварних з’єднань, які розкриваються за випробувань.

Одночасно досліджували [2] втомні характеристики (σ_{-1} , σ_{-1}^H – границі втоми для зразків без концентратора напружень і з ним) і ударну в’язкість (KCV) трубних сталей. Виявили, що значення σ_{-1} , σ_{-1}^H з часом експлуатації падають, причому границя σ_{-1}^H чутливіша до часу, а ударна в’язкість залежить від місця вирізання зразків на трубі. Для експлуатованих сталей величина KCV знизилася в 1,7 раза порівняно з не експлуатованими.

Для розрахунку залишкового ресурсу трубопроводів з урахуванням умов експлуатації важливі характеристики статичної і циклічної тріщиностійкості їх матеріалів, зміна їх з часом і вплив на них ґрунтової корозії і наводнювання. І тут ще недостатньо експериментальних досліджень, через що уповільнюється розроблення відповідних методів.

Нижче створено метод визначення залишкового ресурсу нафтопроводу з урахуванням дії двочастотного довготривалого навантаження, ґрунтової корозії і деградації матеріалу труби. Суть його ось у чому.

Формулювання задачі. Головним конструкційним елементом трубопроводів є сталеві труби. Їх якість, властивості металу і зварних з’єднань є визначальними за можливих відмов, зупинок і аварій. За довготривалої експлуатації матеріал трубопроводу піддається комплексній дії корозійно-механічних чинників. Умови роботи металу труб у нафтопроводах високого тиску дуже специфічні і відрізняються від експлуатаційних умов інших елементів металевих конструкцій, що зумовлено такими чинниками.

Метал труби одного і того ж трубопроводу через його протяжність перебуває в різних природно кліматичних умовах. При цьому треба враховувати різні

типи і механічні характеристики ґрунтів, в яких він прокладений, можливість виникнення в металі труб пластичних деформацій за перетину природних перешкод (гори, вода, болото тощо). Тому, можна стверджувати, що метал труби працює в широкому діапазоні температур – від $+40^{\circ}$ до -15°C [8]. Він упродовж амортизаційного терміну (більше 30 років) практично функціонує в умовах двовісного напружено-деформованого стану за різних співвідношень кільцевих і поздовжніх напружень. Водночас труба піддається малоцикловим напруженням, які в деяких випадках можуть досягати границі плинності.

Оцінюючи причини аварій магістральних нафтопроводів, встановили, що відмови роботи пов'язані здебільшого з розривами металу загалом, або по кільцевих стикових зварних швах. Більше 50% конструкцій руйнуються внаслідок корозійних пошкоджень, 37% аварій викликані незадовільною якістю металу через недостатню пластичність, ударну в'язкість, неякісні лінії сплавлення заводських швів тощо [9].

За результатами детального аналізу причин аварій встановили безпосередній зв'язок джерела зародження руйнування з будь-яким, нехай і слабпомітним, металургійним, виробничим, будівельно-монтажним або експлуатаційним дефектом, який є концентратором напружень на внутрішніх і зовнішніх поверхнях труби. Заводські дефекти проявляються як неметалічні включення у вигляді сульфідних смужок, каверни, неповне зняття залишкових напружень зварного шва та механічні пошкоди внутрішньої та зовнішньої поверхонь труби. Під час монтажу трубопроводів і транспортування труб до місця призначення переважають механічні дефекти у вигляді вм'ятин, забоїн, рисок, а також пошкодження поперечних стикових швів, зокрема, непровари тощо.

Під час проектування трубопроводів, коли передбачають надійність його роботи, основний розрахунок виконують за допустимими напруженнями і границею плинності. Під час приймальних досліджень виявляють дефекти структури металу труб і зварних швів, що можуть стати джерелами зародження тріщин. Концентрація напружень біля незначних дефектів призводить до їх підростання і вичерпування пластичних властивостей металу.

Водночас під час експлуатації трубопроводу відбуваються корозійні, втомні і термофлуктуаційні явища, що активують руйнування, в першу чергу, біля металургійних та технологічних дефектів. Найбільше піддані дії цих процесів зони концентрації напружень, зварні шви, зони термічного впливу, де виникають максимуми електричного потенціалу.

У нормативних документах під час розрахунку міцності труб і зварних з'єднань не враховують характеристики опору руйнуванню за малоциклового навантаження. Аналіз умов експлуатації і характер руйнування трубопровідної системи вказує на значну кількість відмов саме через цю причину. Ініціатором малоциклового руйнування є непомітний концентратор напружень.

Таким чином, проектувальну міцність трубопровідної системи формують під час будівельно-монтажних робіт, підтримують під час експлуатації і вона зумовлена не тільки високими міцнісними характеристиками матеріалу труби, але і концентрацією напружень та опором втомному руйнуванню. Враховуючи це, у вітчизняній і зарубіжній практиці набули поширення методи оцінки матеріалу труби з позиції механіки руйнування [10, 11].

Як відомо [2], більшість нафтопроводів закопані в землі і часто експлуатуються із пошкодженою зовнішньою ізоляцією. Тому здебільшого руйнуються зовнішньої поверхні труби (див. рис. 1), де зароджуються корозійні каверни і тріщини в результаті деградації її матеріалу і навантаження [12–14]. За турбулентного потоку нафти труба піддається двочастотному навантаженню [15]: висока частота $\omega_1 = 1,27 \cdot 10^{-2} \text{ s}^{-1}$ (період циклу $T_1 \approx 78,7 \text{ s}$) зумовлена турбулентністю

потокі нафти, низька $\omega_2 = 1,157 \cdot 10^{-5} \text{ s}^{-1}$ ($T_2 \approx 86400 \text{ s}$) – зупинками перекачування нафти шляхом вимкнення pomp, закриття засувок тощо. Тобто за один цикл низької частоти відбувається N_1 коливань високої, де

$$N_1 = \omega_1 / \omega_2 \approx 11 \cdot 10^2.$$

Таке двочастотне навантаження необхідно враховувати під час визначення залишкового ресурсу труби нафтопроводу. Для цього використовують енергетичний підхід [16, 17], суть якого ось у чому.

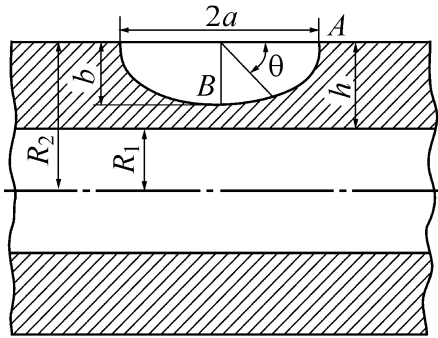


Рис. 1. Схема навантаження труби з корозійною тріщиною.

Fig. 1. Load diagram of a pipe with a corrosion a crack.

Розглянемо трубу нафтопроводу з радіусами поверхонь $R_1 = 710 \text{ mm}$, $R_2 = 728,7 \text{ mm}$ і товщиною стінки $h = 18,7 \text{ mm}$ (див. рис. 1) зі сталі X70 з зовнішньою поверхневою півеліптичною тріщиною з півосями a, b , по якій рухається турбулентний потік нафти з тиском $p \approx 9 \text{ MPa}$ із викидами за турбулентності $\Delta p \approx 0,25 \text{ MPa}$. При цьому тиск у трубі змінюється за двочастотним законом. Водночас поверхня труби піддається ґрунтовій корозії. Слід розрахувати її залишковий ресурс, тобто таку кількість низькочастотних циклів навантаження $N = N_*$, з досягненням яких

контур тріщини вийде на внутрішню поверхню труби і настане її розгерметизація.

Для розв'язку задачі побудуємо математичну модель, тобто математичні рівняння, які описують цей процес. Вважатимемо, що тріщина рухається неперервно від початкового розміру $S = S_0$ до кінцевого $S = S_*$ (вихід на внутрішню поверхню труби). Це припущення коректне, так як реальний рух тріщини втомного руйнування супроводжується стрибками малого розміру ΔS_c за відносно велику кількість циклів ΔN_c .

Тому можемо записати швидкість росту тріщини наближено у такому вигляді:

$$V = \frac{dS}{dN} \approx \frac{\Delta S_c}{\Delta N_c}. \quad (1)$$

Енергетичний баланс цього процесу для кожного стрибка ΔS_c тріщини подамо (див. [16, 17]) так:

$$A = W + \Gamma, \quad (2)$$

де A – робота зовнішніх сил; W – енергія деформування тіла після просування тріщини на площу ΔS_c , яка має вигляд

$$W = W_s + W_p^{(1)}(S) - W_p^{(2)}(t). \quad (3)$$

Тут W_s – пружна складова енергії W ; $W_p^{(1)}(S)$ – частина роботи пластичних деформацій у зоні передруйнування, що залежить тільки від площі тріщини S ; $W_p^{(2)}(t)$ – робота пластичних деформацій під час розвантаження тіла і стиску зони передруйнування, яка залежить тільки від часу t (кількості циклів навантаження $N = tT^{-1}$, T – період циклу) і генерується самим тілом; Γ – енергія руй-

нування тіла, яка залежить від розміру тріщини S , характеристик середовища і часу t .

Оскільки виконується умова балансу енергетичних складових (2), то виконуватиметься і умова балансу швидкостей їх зміни:

$$\frac{dA}{dN} = \frac{dW}{dN} + \frac{d\Gamma}{dN}. \quad (4)$$

Підставляючи вираз (3) у (4), цю умову можемо записати так:

$$\frac{\partial \left[\Gamma - (A - W_s - W_p^{(1)}) \right]}{\partial S} \frac{dS}{dN} - \frac{d(W_p^{(2)} - \Gamma)}{dN} = 0. \quad (5)$$

Звідси знайдемо швидкість поширення тріщини $V = dS/dN$:

$$\frac{dS}{dN} = \left[\frac{dW_p^{(2)}}{dN} - \frac{d\Gamma}{dN} \right] / \frac{\partial}{\partial S} \left[\Gamma - (A - W_s - W_p^{(1)}) \right]. \quad (6)$$

Використовуючи результати праці [16], похідну від виразу в квадратних дужках у правій частині рівняння (6) запишемо так:

$$\frac{\partial}{\partial S} \left[\Gamma - (A - W_s - W_p^{(1)}) \right] = \gamma_f - L^{-1} \int_L \sigma_t \delta_{t \max}(0, \xi) d\xi. \quad (7)$$

Тут $\gamma_f = \sigma_t \delta_{fc}$ – питома енергія руйнування за поширення втомної тріщини і дії біля її контуру корозивного середовища; $\delta_{t \max}(0, \xi)$ – максимальне за цикл розкриття $\delta_t(0, \xi)$ вершини тріщини; δ_{fc} – критичне значення $\delta_t(0, \xi)$ за дії корозивного ґрунтового середовища; ξ – біжуча координата вздовж контуру тріщини довжиною L . Тепер на основі цього, а також співвідношень (6), (7) задачу зведемо до рівняння

$$\frac{dS}{dN} = \left[\frac{dW_p^{(2)}}{dN} - \frac{d\Gamma}{dN} \right] / \left[\gamma_f - L^{-1} \int_L \sigma_t \delta_{t \max}(0, \xi) d\xi \right] \quad (8)$$

з початковою і кінцевою умовами

$$N = 0, \quad S = S_0; \quad N = N_*, \quad S = S_*.$$

Розв'язок задачі (8) пов'язаний зі значними математичними труднощами. Тому для його спрощення, не втрачаючи при цьому потрібної для інженерних цілей точності, застосуємо метод еквівалентних площ [15], згідно з яким зміна площі тріщини розглядуваної конфігурації буде наближено така, як півкругової радіуса ρ такої ж початкової площі. При цьому вважаємо, що швидкість поширення півкругової у всіх точках її контуру однакова.

Враховуючи відомі результати [16], ширину елементарного стрибка тріщини наближено визначимо так:

$$l_{fp} \approx \alpha \Delta \delta_t(0, \xi) = \alpha [\delta_{t \max}(0, \xi) - \delta_{t \min}(0, \xi)], \quad (9)$$

де α – константа, яку знаходять із експерименту; $\delta_{t \min}(0, \xi)$ – мінімальне розкриття тріщини $\delta_t(0, \xi)$.

Величина l_{fp} достатньо мала, тому, очевидно, на такій малій віддалі від контуру тріщини по твірній її розкриття $\delta_t(x, \xi)$ змінюється незначно і його

наближено за координатою x можна вважати константою, тобто

$$\delta_t(x, \xi) \approx \delta_t(0, \xi) \text{ при } (0 \leq x \leq l_{fp}).$$

За такої умови знайдемо величину $W_p^{(2)}(N)$, яку, використовуючи результати праць [15, 16] і двочастотність навантаження, запишемо так:

$$W_p^{(2)}(N) = \alpha N (1 - R_\delta)^2 \int_L \sigma_t [1 + N_1 (1 - R_{1\delta})] \delta_{t \max}(0, \xi) - \delta_{scc}]^2 d\xi, \quad (10)$$

де δ_{scc} – нижнє порогове значення розкриття тріщини, за якого не відбувається корозійно-механічне руйнування; $R_\delta, R_{1\delta}$ – коефіцієнти асиметрії циклу, відповідно, за низько- і височастотного навантажень ($R_\delta = 0,1$; $R_{1\delta} = 0,94$).

На основі результатів праці [17] довжину елементарного стрибка $\Delta\rho_c$ тріщини подамо як суму її стрибків ρ_a внаслідок анодного розчинення і ρ_m , спричиненого навантаженням і наводнюванням за електрохімічної корозії, тобто

$$\Delta\rho_c = \rho_a + \rho_m. \quad (11)$$

Величини $\Delta\rho_c, \rho_m, \rho_a$ у формулі (11) можна визначити так:

$$\rho_m = \beta(\delta_t - \xi), \quad \rho_a = Fm^{-1}n^{-1} \int_0^{\Delta t} i(t) dt. \quad (12)$$

Тут F – число Фарадея; m – грам-еквівалентна вага металу; n – його валентність; ξ, β – константи, які знаходять із експерименту [17]; $i(t)$ – максимальна густина анодного струму.

Величини $dW_p^{(2)}/dN, d\Gamma/dN$ обчислюємо на основі відомих результатів [16, 17] і співвідношень (9)–(12):

$$dW_p^{(2)}/dN = \alpha(1 - R_\delta)^2 \int_L \sigma_t [1 + N_1(1 - R_{1\delta})] \delta_{t \max}(0, \xi) - \delta_{scc}]^2 d\xi, \quad (13)$$

$$d\Gamma/dN = -\eta L (\delta_{t \max} - \delta_{scc}^{(\max)}) + \sigma_0 L F T n^{-1} m^{-1} i(T) [\delta_C - A_1 C_H(T)],$$

$$\eta = 0,25 \beta \sigma_t T A B^3 \sqrt{T_{t \max}},$$

де $\delta_{scc}^{(\max)}$ – максимальне значення розкриття δ_{scc} [17].

Використовуючи співвідношення (13), рівняння (8) можна записати наближено

$$dS/dN \approx \{ \alpha(1 - R_\delta)^2 [\int_L \sigma_t [1 + N_1(1 - R_{1\delta})] \delta_{t \max} - \delta_{scc}]^2 d\xi + \eta L (\delta_{t \max} - \delta_{scc}^{(\max)}) \} \times \\ \times [\sigma_t \delta_{fc} - L^{-1} \int_L \sigma_t \delta_{t \max} d\xi]^{-1} \quad (14)$$

з початковою і кінцевою умовами

$$N = 0, \quad S = S_0; \quad N = N_*, \quad S = S_*.$$

Для наближеного визначення залишкового ресурсу труби з достатньою для інженерної практики точністю поряд із енергетичним підходом використовуємо

метод еквівалентних площ, з допомогою якого співвідношення (14) зведемо до вигляду

$$\begin{aligned} d\rho/dN \approx & \{ \alpha(1-R_{\delta})^2 [\sigma_t \{ [1+N_1(1-R_{1\delta})] \delta_{t\max} - \delta_{scc} \}^2] + \\ & + \eta(\delta_{t\max} - \delta_{scc}) \} \cdot [\sigma_t \delta_{fC} - \sigma_t \delta_{t\max}]^{-1}, \\ N = 0, \rho(0) = & \rho_0 = \sqrt{a_0 b_0}; N = N_*, \rho(N_*) = h. \end{aligned} \quad (15)$$

Тут ρ – радіус півкругової тріщини, площа якої рівна площі реальної тріщини; $\delta_{t\max}$ – максимальне значення розкриття півкругової тріщини в циклі, яке, враховуючи результати праць [18, 19], запишемо так:

$$\delta_{t\max} = \frac{K_{I\max}^2 (1-\nu^2)}{\sigma_t E \sqrt{1-\lambda^2}}, \quad \lambda = \frac{\sigma}{\sigma_t}, \quad (16)$$

де ν – коефіцієнт Пуассона; σ – усереднене напруження в стінці труби; E – модуль пружності; $K_{I\max}$ – максимальний коефіцієнт інтенсивності напружень упродовж зміни навантаження за цикл

$$K_I(\rho) = 0,7\sigma\sqrt{\pi\rho}(1+0,32(\rho h^{-1})^2)(1,04+0,23(\rho h^{-1})^2-0,11(\rho h^{-1})^4).$$

Магістральні нафтопроводи піддаються довготривалій експлуатації за дії агресивних чинників, зокрема корозивно-наводнювальних середовищ. Внаслідок цього матеріал труби деградує, тобто змінюються його міцнісні і втомні характеристики. У цьому випадку параметри α , δ_{scc} , δ_{fC} , η у рівнянні (15) залежатимуть від часу t (у циклах навантаження – від їх кількості N) експлуатації і змінюватимуться, послаблюючи опір втомному руйнуванню матеріалу. За результатами праці [20] і співвідношенням (16) побудували кінетичні діаграми росту тріщини $V - \delta_t$ для сталі X70 (див. рис. 2) для труби запасу і деградованої після 30 років експлуатації. Залежність характеристик α , δ_{scc} , δ_{fC} , η від часу в циклах N (часу t) навантаження приймали лінійною, так як за цей період вони змінилися незначно [20] (див. рис. 2). Тому подамо їх у вигляді функцій

$$\begin{aligned} \delta_{fC}(t) &= 7,9 \cdot 10^{-5} - 3 \cdot 10^{-7} t; \\ \delta_{scc}(t) &= 8,4 \cdot 10^{-7} - 1,43 \cdot 10^{-8} t; \\ \alpha(t) &= 9,7 \cdot 10^{-2} + 0,0141 t; \\ \eta(t) &= 4,9 \cdot 10^{-6} - 6,6 \cdot 10^{-9} t. \end{aligned} \quad (17)$$

Вважали, що період циклу низької частоти $T = 24$ h. Підставимо співвідношення (16), (17) у рівняння (15) разом з числовими значеннями параметрів геометрії труби і її навантаження. Отримане диференціальне рівняння зі змінними коефіцієнтами розв'язуємо числово. На основі розв'язку математичної задачі (15)–(17) побудували (рис. 3) залежності залишкового ресурсу труби від початкового розміру дефекту. Як бачимо, за неврахування змін характеристик матеріалу (крива 1) під час експлуатації реальний ресурс завищений (крива 2). Водночас наведено аналогічну залежність (крива 3) для стану матеріалу, що деградував упродовж 10 років. Подані результати свідчать про коректність запропонованого підходу до оцінювання залишкового ресурсу нафтопроводів з урахуванням деградації їх матеріалу.

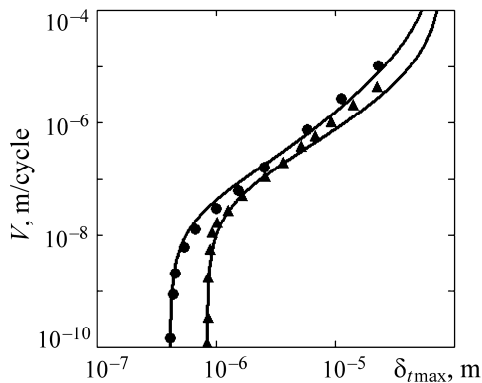


Рис. 2. Fig. 2.

Рис. 2. Вплив експлуатації (30 років) на діаграму втомного руйнування сталі X70:
 ● – експлуатована труба; ▲ – труба запасу [20].

Fig. 2. Influence of exploitation (30 years) on the diagram of fatigue fracture of X70 steel:
 ● – exploited pipe; ▲ – pipe of supply [20].

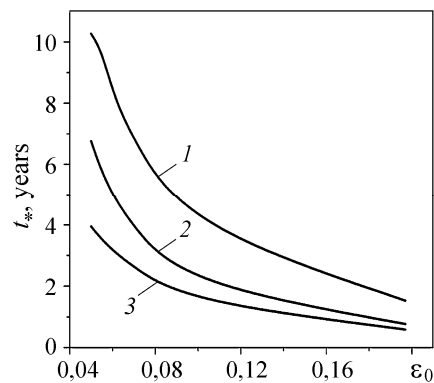


Рис. 3. Fig. 3.

Рис. 3. Залежність залишкового ресурсу труби від початкового розміру дефекту:
 1 – вихідний матеріал труби; 2 – деградований під час експлуатації;
 3 – деградований після 10 років.

Fig. 3. Dependence of residual life of the pipe on the initial size of the defect:
 1 – original pipe material; 2 – degraded during operation; 3 – degraded within 10 years.

ВИСНОВКИ

Сформульовано метод оцінювання залишкового ресурсу труби нафтопроводу з поверхневою тріщиною за дії двочастотного навантаження, ґрунтової корозії і одночасної деградації матеріалу труби. Побудовано наближено математичні моделі зміни з часом характеристик деградації матеріалів труб нафтопроводів за дії водню, ґрунтового корозивного середовища і двочастотного навантаження. Встановлено, що неврахування деградації матеріалу під час розрахунку залишкового ресурсу труб нафтопроводу призводить до його переоцінки, якщо визначати за характеристиками вихідного матеріалу, і до заниження, якщо обчислювати за характеристиками здеградованого (після 30 років експлуатації).

1. Ждек А. Я., Грудз В. Я. Визначення залишкового ресурсу тривало експлуатованих нафтопроводів із врахуванням наявних корозійних дефектів та умов експлуатації // Наук. вісник ІФНТУНГ. – 2012. – № 2(32). – С. 134–142.
2. Крижанівський С. І., Никифорчин Г. М. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: наук.-техн. пос. 3-х т. / За ред. В. В. Панасюка. – Івано-Франківстк: ІФНТУНГ, 2010. – Т. 1. – 458 с.; – Т. 2. – 2011. – 448 с.; – Т. 3. – 2012. – 432 с.
3. Garan M. and Šulko M. Degradation mechanisms in the operation of pressured pipelines // Proc. Struct. Integrity. – 2019. – 17. – P. 514–519. <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2019.08.068>
4. Corrosion induced degradation of fatigue strength of steel in service for 128 years / Le Li, Chun-Qing Li, Mojtaba Mahmoodian, Wenhai Shi // Structures. – 2020. – 23. – P. 415–424. <https://doi.org/10.1016/j.istruc.2019.11.013>
5. Електрохімічні показники експлуатаційної деградації сталей нафто- та газогонів / О. Цирульник, З. Слободян, М. Греділь, О. Звірко, Д. Завербний // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2006. – Спец. вип. № 5. – С. 284–289.
6. Degradation of steels used in gas main pipelines during their 40-year operation / Н. М. Nykyforchyn, О. Т. Tsyruľnyk, D. Yu. Petryna, and I. Hredil' // Strength of Mater. – 2009. – 41, № 5. – P. 501–505. <https://doi.org/10.1007/s11223-009-9158-8>

7. *Ohaeri E., Eduok U., and Szpunar J.* Hydrogen related degradation in pipeline steel: A review // *Int. J. of Hydrogen Energy*. – 2018. – **43**, № 31. – P. 14584–14617. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.06.064>
8. *Ягода П. А., Тимків Д. Ф., Тимків В. Д.* Модель віртуального тренажера ліквідації аварійних ситуацій на лінійній частині МГ та КС // *Нафтова і газова промисловість*. – 2006. – № 1. – С. 52–54.
9. *Андрусак А. В.* Аналіз і причини відмов на нафтопроводі та фактори, які впливають на їх експлуатацію // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. – 2008. – № 4. – С. 83–85.
10. *Panasjuk V. V.* *Strength and Fracture of Solids with Cracks*. – Lviv: Karpenko Physico-Mechanical Institute, 2002. – 464 p.
11. *Hembara O. V. and Andreikiv O. E.* Effect of hydrogenation of the walls of oil-and-gas pipelines on their soil corrosion and service life // *Materials Science*. – 2012. – **47**, № 5. – P. 598–607. <https://doi.org/10.1007/s11003-012-9433-x>
12. *Muhammad Wasim and Milos B. Djukic* External corrosion of oil and gas pipelines: A review of failure mechanisms and predictive preventions // *J. of Natural Gas Sci. and Eng.* – 2020. – **100**. – Article Number: 104467. DOI: 10.1016/j.jngse.2022.104467
13. *High pH stress corrosion cracking initiation and crack evolution in buried steel pipelines: A review / Hamid Niazi, Reg Eadie, Weixing Chen, and Hao Zhang* // *Eng. Fail. Analysis*. – 2021. – **120**. – Article Number: 105013. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2020.105013>
14. *Dmytrakh I. M., Leshchak R. L., and Syrotyuk A. M.* Influence of sodium nitrite concentration in aqueous corrosion solution on fatigue crack growth in carbon pipeline steel // *Int. J. of Fatigue*. – 2019. – **128**. – Article number: 105192. DOI 10.1016/j.ijfatigue.2019.105192
15. *Evaluation of the durability of a pipe of oil pipeline with surface crack under biaxial block loading / O. E. Andreikiv, Ya. L. Ivanyts'kyi, Z. O. Terlets'ka, and M. B. Kit* // *Materials Science*. – 2004. – **40**, № 3. – P. 408–415. <https://doi.org/10.1007/PL00022005>
16. *Determination on the period of subcritical growth of creep-fatigue cracks under block loading / O. E. Andreikiv, V. R. Skal's'kyi, V. K. Opanasovych, I. Ya. Dolins'ka, and I. P. Shtoiiko* // *J. of Mathematical Sci.* – 2017. – **222**, № 2. – P. 103–113. <https://doi.org/10.1007/s10958-017-3285-8>
17. *Mathematical modeling of fracture processes in plates with systems of cracks under the action of long-term loads, high temperatures, and corrosive media / O. Ye. Andreikiv, I. Ya. Dolins'ka, A. R. Lysyk, and N. B. Sas* // *J. of Mathematical Sci.* – 2019. – **236**, № 2. – P. 212–223. <http://dx.doi.org/10.1007/s10958-018-4107-3>
18. *Yadzhak N.* Generalization of the equivalent area method for the case of short fatigue cracks in a three-dimensional body // *Visnyk of the Lviv University. Ser. Mechanics and Mathematics*. – 2020. – № 89. – С. 134–141. <http://doi.org/10.30970/vmm.2020.89.106-122>
19. *Штаюра Н. С.* Визначення залишкової міцності тонкостінних елементів конструкцій з короткими тріщинами // *Наук. нотатки*. – 2017. – **57**. – С. 187–189.
20. *Evaluation of the residual lifetime of a section of a main gas pipeline after long-term operation / O. E. Andreikiv, O. V. Hembara, O. T. Tsyryl'nyk, and L. I. Nyrkova* // *Materials Science*. – 2012. – **48**, № 2. – P. 231–238. <https://doi.org/10.1007/s11003-012-9497-7>

Одержано 03.02.2023