

## ОЦІНКА ВПЛИВУ НА КОРОЗІЙНИЙ СТАН НАФТОПРОВОДУ ПОПЕРЕЧНИХ МАКРОГАЛЬВАНІЧНИХ ПАР

Степова О.В., Степовий Є.Б.

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

пр. Першотравневий, 24, 36011, м. Полтава

[alenastepovaja@gmail.com](mailto:alenastepovaja@gmail.com)

Підземні сталеві споруди завдяки контакту з ґрунтовим середовищем піддаються корозії. Площа поверхні контакту підземних споруд з вологими, а часом солончаковими ґрунтами дуже велика. Випробуваннями зразків сталі в ґрунтах встановлено втрату маси з одиниці поверхні, рівну  $0,05 \text{ г/м}^2 \text{ год}$ . Виходячи з цієї величини швидкості корозії і не враховуючи нерівномірний її характер, втрати маси металу на утворення продуктів корозії складе тисячі тон на рік. Однак реальні втрати металу завдяки нерівномірному характеру руйнування будуть ще більшими. Практично встановлено, що вже після 8–10 років експлуатації в стінках трубопроводу товщиною 8 мм утворюються перші наскрізні проіржавління, тобто швидкість місцевого руйнування складає 1 мм/рік. Як результат, на окремих ділянках магістральних трубопроводів, де швидкість руйнування приблизно в 20 разів більша середньої, необхідно вже через 8 років проводити заміну труб. Тому очікувані втрати на підземних трубопроводах, якщо не застосовувати ефективних засобів захисту, можуть складати приблизно 10–15% від загальної кількості металу, що знаходиться в контакт з землею.

В роботі розглянуто фактори, що впливають на екологічну безпеку експлуатації нафтопроводів. Розв'язана задача розрахунку швидкості електрохімічної корозії трубопроводу при роботі поперечних макрогальванічних пар на ділянці нафтопроводу. В даній науковій роботі запропонована математична модель розрахунку універсальної характеристики корозійних процесів – швидкості електрохімічної корозії, що виникає при роботі поперечних макрогальванічних пар на ділянці нафтопроводу. Отримані результати дозволяють більш достовірно оцінити несучу здатність нафтопроводів, що працюють за умов агресивного середовища із тріщинами в ізоляційних покриттях, що дозволяє зменшити екологічні ризики через недопущення аварійних розливів нафти та прогнозувати розвиток корозії сталі за часом, що є важливим при визначенні залишкового ресурсу трубопроводу та забезпечення його екологічно безпечної експлуатації. *Ключові слова:* сталевий нафтопровід, електрохімічна корозія, гальванічний елемент, модель корозії, швидкість корозії, екологічна безпека.

### Assessment of the impact of transverse macrogalvanic pairs on the corrosion state of the oil pipeline. Stepova O., Stepovyi Ye.

Underground steel structures are subject to corrosion due to contact with the soil environment. The surface area of contact between underground structures and wet and sometimes saline soils is very large. Tests of steel samples in soils revealed a mass loss per unit surface equal to  $0.05 \text{ g/m}^2 \text{ h}$ . Based on this corrosion rate and not taking into account its uneven nature, the loss of metal mass due to the formation of corrosion products will amount to thousands of tons per year. However, the actual metal loss due to the uneven nature of the destruction will be even greater. It has been practically established that after 8–10 years of operation, the first through rusting occurs in the walls of an 8 mm thick pipeline, i.e., the rate of local destruction is 1 mm/year. As a result, in certain sections of the main pipelines, where the rate of destruction is about 20 times higher than the average, it is necessary to replace the pipes after 8 years. Therefore, the expected losses in underground pipelines, if no effective protection measures are used, can be approximately 10–15% of the total amount of metal in contact with the ground.

The paper considers the factors affecting the environmental safety of oil pipelines. The problem of calculating the rate of electrochemical corrosion of a pipeline during the operation of transverse macrogalvanic pairs on a section of an oil pipeline is solved. This research paper proposes a mathematical model for calculating a universal characteristic of corrosion processes – the rate of electrochemical corrosion that occurs during the operation of transverse macrogalvanic pairs in an oil pipeline section. The results obtained allow for a more reliable assessment of the bearing capacity of oil pipelines operating in aggressive environments with cracks in the insulation coatings, which reduces environmental risks by preventing accidental oil spills and predicting the development of steel corrosion over time, which is important in determining the residual life of the pipeline and ensuring its environmentally safe operation. *Key words:* steel oil pipeline, electrochemical corrosion, galvanic cell, corrosion model, corrosion rate, environmental safety.

**Постановка проблеми.** Серед основних екологічних проблем, пов'язаних з функціонуванням нафтогазової галузі, автори [1] виділяють транспортування нафти й газу та вирішення проблеми екологічної безпеки під час експлуатаційних робіт. Цей напрям ґрунтується на недопущенні екологічних аварій і катастроф, пов'язаних з експлуатацією трубопроводного транспорту. Аналіз причин ушкодження нафтопроводів вказує на те, що переважною причиною виходу їх з ладу є процес корозії сталеві труби при вільному доступу активуючих електродів – технологічних розчинів солей, кислот,

лугів та ін. Такі конструкції потребують особливої уваги та періодичного моніторингу корозійного стану їх зовнішньої поверхні. Окремі методи оцінки корозійного стану нафтопроводів побудовані на врахуванні процесів корозії сталі, які представлені емпіричними формулами, не пов'язуються з наявністю пошкоджень в ізоляційних покриттях, наявних електродів та ін. Коректні ж оцінки корозійного стану нафтопроводів можливо отримати тільки на базі вивчення самого процесу корозії в даних умовах та його впливу на опір конструкції.

**Актуальність дослідження.** Перші збудовані нафтопроводи працюють більше 48 років [2, 3] середній термін експлуатації яких складає понад 35 років. Термін експлуатації системи сталевих нафтопроводів України у багатьох випадках наближається до планового. Виявлені численні корозійні пошкодження зовнішніх та внутрішніх поверхонь труб загострюють проблему подальшої надійної та екологічно безпечної експлуатації. Зі збільшенням термінів їх експлуатації все актуальнішою стає проблема ефективної та безперервної роботи трубопроводного транспорту, яка забезпечується організацією періодичної технічної діагностики стану елементів трубопроводів та ремонту в місцях виявлених недопустимих дефектів.

**Зв'язок авторського доробку із важливими науковими та практичними завданнями.** Тема відповідає актуальним напрямкам науково-технічної політики України в галузі дослідження технічного стану будівель і споруд, що експлуатуються, які висвітлені у Постанові Кабінету Міністрів України № 409 від 5 травня 1997 р. «Про забезпечення надійності і безпечної експлуатації будівель, споруд та інженерних мереж».

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** Питанням безпечної експлуатації нафтопроводів і їх екологічної безпеки присвячено праці багатьох вчених. Аспекти електрохімічної корозії та особливості ґрунтової корозії, корозійні умови в різних регіонах України досліджено авторами [4]. Моделюванню залежностей корозії металу від факторів навколишнього середовища та прогнозуванню довговічності трубопроводів в умовах корозійних впливів велику увагу приділено в роботі [5–8]. Однією з перших моделей, які описують руйнування металу під впливом навколишнього агресивного середовища, є закони Фарадея. Існують й інші математичні моделі руйнування металу трубопроводів під дією оточуючого середовища інших авторів і вчених, але усі вони є в дечому подібними і схожими. Це виявляється в тому, що у залежності моделей входять багато різних поправкових коефіцієнтів, які є справедливими лише для трубопроводів, які не зазнають локального агресивного впливу. Тож наведені моделі не дають змогу з достатньою точністю описати процеси електрохімічної корозії нафтопроводів.

Чисельні дослідження щодо поведінки сталі при електрохімічній корозії проведені закордонними вченими [9, 10], але при дослідженнях не враховано впливу локальних корозійних пошкоджень та умов експлуатації конструкцій

Незважаючи на те, що цій проблемі присвячені численні дослідження вітчизняних і закордонних авторів, у цей час вона ще повністю не вирішена й багато питань залишаються відкритими. Часті розриви трубопроводів, вимагають пошуку нових технічних рішень, спрямованих на забезпечення їхньої безпечної експлуатації, підвищення довго-

вічності й стабільності функціонування. Тому проблема оцінки корозійного зносу труби, забезпечення безпечної експлуатації й підвищення довговічності трубопроводів, безсумнівно, залишається актуальною й своєчасною.

**Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми, котрим присвячується означена стаття.** У процесі проектування та експлуатації нафтопроводів недостатньо враховується їх вплив на довкілля й оцінюється екологічна безпека експлуатації нафтопроводів. Аналіз причин відмов трубопроводів показує, що більше 60% всіх відмов відбулися з причин корозії металу труб.

Метою даної роботи є розроблення залежності для розрахунку універсальної характеристики електрохімічної корозії – електрохімічного струму підземного сталевих нафтопроводу при роботі поперечних макрогальванічних пар.

**Методологічне або загальнонаукове значення.** Результати даної наукової роботи в комплексі з іншими дослідженнями дадуть змогу визначити потенційні корозійно-небезпечні ділянки місцевості для підземних сталевих трубопроводів, дозволять попередити виникнення аварійних ситуацій та негативних впливів на довкілля шляхом вчасного вжиття необхідних заходів.

**Викладення основного матеріалу.** Щільність струму по колу поперечного перерізу магістрального нафтопроводу розподіляється нерівномірно. Кожний елемент поверхні трубопроводу має свій потенціал корозії  $U_{cm}$ . При цьому виникають врівноважуючі струми між окремими ділянками. Ці струми доцільно розглядати як струми гальванічних елементів із замкненим зовнішнім ланцюгом по металу трубопроводу. Внутрішнім ланцюгом є навколишнє середовище. Такі гальванічні елементи називають елементами диференціальної аерації.

У припущенні незмінності зовнішніх умов магістрального нафтопроводу вирішено плоску задачу. Щільність врівноважуючих струмів на поверхні трубопроводу може бути визначена за формулою:

$$\vec{i}_n = -\frac{1}{\rho_2} \cdot \frac{\partial U_2}{\partial N}, \quad (1)$$

де  $U_2$  – електричне поле, яке утворюється врівноважуючими струмами в ґрунті;  $\rho_2$  – питомий електричний опір ґрунту;  $N$  – напрямок нормалі до поверхні трубопроводу.

Електричне поле врівноважуючих струмів в трубопроводі є рішенням рівняння для стаціонарного потенціалу електричного поля, яке відповідає граничним умовам неперервності потенціалів та нормальної складової відповідної щільності струму на поверхні труби ( $\rho=r$ ), тобто

$$U_m(r_1\Theta) - U_2(r_1\Theta) = b_m \cdot \ln \frac{i_{mk}}{i_{nk} \cdot \rho_2} \cdot \left( \frac{\partial U_2}{\partial \rho} \right)_{\rho=r}; \quad (2)$$

$$\frac{1}{\rho_a} \cdot \left( \frac{\partial U_m}{\partial \rho} \right)_{\rho=r} = \frac{1}{\rho_2} \cdot \left( \frac{\partial U_2}{\partial \rho} \right)_{\rho=r}, \quad (3)$$

де  $i_{нк}$  – щільність струму без врахування врівноважувачих струмів, визначається з рівняння (1);  $U_m$  – електричне поле, яке співпадає з врівноважувачими струмами в трубі;  $\rho_m$  – питомий електричний опір металу трубопроводу;  $k_2$  – деяка стала в рівнянні електричного потенціалу в області дифузійної кінетики

$$\varphi = b_m \cdot \ln \frac{i_{нк}}{k_2} + b_m \cdot \ln \left( 1 + \frac{i_n}{i_{нк}} \right). \quad (4)$$

Для того, щоб рішення диференційного рівняння були періодичними за  $\Theta$ , задаємося умовами

$$U_z = \sum_{n=0}^{\infty} A_n \cdot \rho^{-n} \cdot \cos n \cdot \Theta; \quad U_m = \sum_{n=0}^{\infty} B_n \cdot \rho^n \cdot \cos n \cdot \Theta. \quad (5)$$

Перевіримо чи є задані умови рішенням рівняння (2):

$$U_z = \sum_{n=0}^{\infty} A_n \cdot \rho^{-n} \cdot \cos n \cdot \Theta, \quad \frac{\partial U_z}{\partial \rho} = \sum_{n=0}^{\infty} A_n \cdot (-n) \rho^{-n-1} \cdot \cos n \cdot \Theta,$$

$$\frac{\partial}{\partial \rho} \left( \rho \frac{\partial U_z}{\partial \rho} \right) = \sum_{n=0}^{\infty} A_n (-n) \cdot (-n) \rho^{-n-1} \cdot \cos n \cdot \Theta = \sum_{n=0}^{\infty} A_n n^2 \rho^{-n-1} \cdot \cos n \cdot \Theta,$$

$$\frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial}{\partial \rho} \left( \rho \frac{\partial U_z}{\partial \rho} \right) = \sum_{n=0}^{\infty} A_n n^2 \rho^{-n-2} \cdot \cos n \cdot \Theta.$$

$$\frac{\partial^2 U_z}{\partial \Theta^2} = \sum_{n=0}^{\infty} A_n \rho^{-n} (-n) \cdot n \cdot \cos n \cdot \Theta = \sum_{n=0}^{\infty} A_n (-n)^2 \rho^{-n} \cdot \cos n \cdot \Theta,$$

$$\frac{1}{\rho^2} \cdot \frac{\partial^2 U_z}{\partial \Theta^2} = \sum_{n=0}^{\infty} A_n (-n^2) \rho^{-n-2} \cdot \cos n \cdot \Theta.$$

Тоді

$$\frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial}{\partial \rho} \left( \rho \frac{\partial U_z}{\partial \rho} \right) + \frac{1}{\rho^2} \frac{\partial^2 U_z}{\partial \Theta^2} = \sum_{n=0}^{\infty} A_n n^2 \rho^{-n-2} \cdot \cos n \cdot \Theta + \sum_{n=0}^{\infty} A_n (-n^2) \rho^{-n-2} \cdot \cos n \cdot \Theta = 0.$$

Тобто рівняння (1) задовільняється. Аналогічно буде й для  $U_m$ . Підставимо в граничні умови (5):

$$\frac{1}{\rho_m} \sum_{n=0}^{\infty} B_n \cdot n \cdot r^{n-1} \cdot \cos n \cdot \Theta = \frac{1}{\rho_z} \sum_{n=0}^{\infty} A_n (-n) \cdot r^{-n-1} \cdot \cos n \cdot \Theta,$$

$$\text{або } \sum_{n=0}^{\infty} \frac{n \cdot r^{n-1}}{\rho_m} \left( B_n + \frac{\rho_m}{\rho_z} \cdot r^{-2n} \cdot A_n \right) \cos n \cdot \Theta = 0.$$

Отримана рівність можлива лише тоді, коли

$$B_n = -\frac{\rho_m}{\rho_z} \cdot r^{-2n} \cdot A_n. \quad (6)$$

Підставимо отриману залежність в граничну умову (5), використовуючи при цьому (2):

$$\begin{aligned} & \sum_{n=0}^{\infty} B_n \cdot r^n \cdot \cos n \cdot \Theta - \sum_{n=0}^{\infty} A_n \cdot r^{-n} \cdot \cos n \cdot \Theta = \\ & = b_m \ln \frac{FDC_n(a^2 - 1)}{M_k \cdot r \cdot k_2 \cdot \ln a(1 + a^2 - 2a \cdot \cos \Theta)} - \frac{b_m M_k \cdot r \cdot \ln a(1 + a^2 - 2a \cdot \cos \Theta)}{FDC_n \cdot \rho_z (a^2 - 1)} \times \\ & \quad \times \sum_{n=0}^{\infty} A_n (-n) \cdot r^{-n-1} \cdot \cos n \cdot \Theta. \end{aligned} \quad (7)$$

Введемо позначення:

$$\ln \frac{FDC_n(a^2 - 1)}{M_k \cdot r \cdot k_2 \cdot 2a \cdot \ln a} = \lambda_1, \quad \text{а } \frac{b_a \cdot M_k \cdot r \cdot 2a \cdot \ln a}{FDC_n \rho_z (a^2 - 1)} = \lambda_2,$$

$$\frac{1+a^2}{2a} = x. \quad (8)$$

Тоді (7) можна записати так:

$$\begin{aligned} & \sum_{n=0}^{\infty} (B_n r^n - A_n r^{-n}) \cos n \cdot \Theta = \\ & = \lambda_1 - b_m \cdot \ln(x - \cos \Theta) + \lambda_2 (x - \cos \Theta) \sum_{n=0}^{\infty} A_n \cdot n \cdot r^{-n-1} \cdot \cos n \cdot \Theta; \end{aligned} \quad (9)$$

$$\begin{aligned} & \sum [(B_n r^n - A_n r^{-n}) \cos n \cdot \Theta - \lambda_2 x n^{-n-1} \cdot A_n \cdot \cos n \cdot \Theta + \lambda_2 A_n \cdot n \cdot r^{-n-1} \cdot \cos \Theta \cdot \cos n \cdot \Theta] = \\ & = \lambda_1 - b_m \cdot \ln(x - \cos \Theta). \end{aligned} \quad (10)$$

Використаємо формулу:

$$\cos \Theta \cdot \cos n \cdot \Theta = \frac{1}{2} [\cos(n+1) \cdot \Theta + \cos(n-1) \cdot \Theta],$$

після чого (9) буде мати вигляд:

$$\begin{aligned} & \sum_{n=0}^{\infty} \left[ (B_n r^n - A_n r^{-n} - \lambda_2 x n \cdot r^{-n-1} \cdot A_n) \cos n \cdot \Theta + \frac{1}{2} \lambda_2 n A_n \cdot r^{-n-1} (\cos(n-1) \Theta + \cos(n+1) \Theta) \right] = \\ & = \lambda_1 - b_m \ln(x - \cos \Theta). \end{aligned} \quad (11)$$

Розкладемо функцію  $f(x, \Theta) = \ln(x - \cos \Theta)$  в ряд Фур'є за косинусами:

$$\ln(x - \cos \Theta) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=0}^{\infty} a_n \cdot \cos n \cdot \Theta, \quad (12)$$

$$\text{де } a_0 = \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} f(x, \Theta) d\Theta, \quad a_n = \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} f(x, \Theta) \cos n \cdot \Theta d\Theta \quad (13)$$

коефіцієнти Фур'є для парної функції.

Для знаходження коефіцієнтів Фур'є розрахуємо необхідні інтеграли. Перший інтеграл (для визначення  $a_0$ )  $\frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} \ln(x - \cos \Theta) d\Theta$  належить до числа інтегралів, що не беруться. Тільки завдяки тому, що він залежить від  $x$ , його можна розглянути як інтеграл, який залежить від параметра.

Введемо позначення

$$I_0(x) = \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} \ln(x - \cos \Theta) d\Theta.$$

та знайдемо похідну

$$I_0'(x) = \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} \frac{d\Theta}{x - \cos \Theta}. \quad (14)$$

Таким чином

$$I_0'(x) = \frac{2}{\sqrt{x^2 - 1}}. \quad \text{Тоді, } I_0(x) = \int \frac{2}{\sqrt{x^2 - 1}} dx = 2 \ln(x + \sqrt{x^2 - 1}) + C.$$

Підставимо замість  $x$  його значення  $\frac{1+a^2}{2a}$ : маємо  $a_0 = I_0(x) = 2 \ln a + C = 2 \ln C_1 a$ ,

$$C = 2 \ln C_1 \quad (15)$$

Обчислимо  $a_n$  із (13):

$$a_n = \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} \cos n \cdot \Theta \cdot \ln(x - \cos \Theta) d\Theta. \quad (16)$$

Введемо позначення:

$$I_n(x) = \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} \cos n \cdot \Theta \cdot \ln(x - \cos \Theta) d\Theta. \quad (17)$$

Після розв'язання інтеграла шляхом інтегрування за частинами отримаємо

$$I_n(x) = \frac{1}{2n} (I_{n+1}'(x) - I_{n-1}'(x)), \quad \text{або } 2n I_n(x) = I_{n+1}'(x) - I_{n-1}'(x). \quad (18)$$

Після інтегрування (18) по змінній  $x$  та з врахуванням формули інтегрування за частинами отримаємо:

$$\begin{aligned} \int I_n(x) dx &= \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} \cos n \cdot \Theta \cdot \ln(x - \cos \Theta) d\Theta + C_2 = \\ &= \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} [-x \cdot \cos n \cdot \Theta + \cos \Theta \cdot \cos n \cdot \Theta + x \cdot \cos n \cdot \Theta \cdot \ln(x - \cos \Theta) - \\ &\quad - \cos \Theta \cdot \cos n \cdot \Theta \cdot \ln(x - \cos \Theta)] d\Theta + C_2 = \\ &= \frac{2}{\pi} \left[ -\frac{x}{n} \sin n \cdot \Theta + \frac{1}{2} \int_0^{\pi} (\cos(n+1)\Theta + \cos(n-1)\Theta) d\Theta + \right. \\ &\quad \left. + x \int_0^{\pi} \cos n \cdot \Theta \cdot \ln(x - \cos \Theta) d\Theta - \frac{1}{2} \int_0^{\pi} (\cos(n+1)\Theta + \cos(n-1)\Theta) \ln(x - \cos \Theta) d\Theta \right] + C_2 = \\ &= \frac{2}{\pi} \left[ -\frac{x}{n} \sin n \cdot \Theta + \frac{1}{2(n+1)} \sin(n+1)\Theta + \frac{1}{2(n-1)} \sin(n-1)\Theta \right] \int_0^{\pi} \cos n \cdot \Theta \ln(x - \cos \Theta) d\Theta - \\ &\quad - \frac{1}{2} \int_0^{\pi} (\cos(n+1)\Theta \cdot \ln(x - \cos \Theta) d\Theta - \frac{1}{2} \int_0^{\pi} (\cos(n-1)\Theta \cdot \ln(x - \cos \Theta) d\Theta) + C_2. \end{aligned}$$

Тут необхідно виділити два випадки: коли  $n=1$  та коли  $n \geq 2$ . Будемо рахувати, що  $n \geq 2$ .

Перші три складові в останній рівності дорівнюють нулю. Тоді

$$\int I_n(x) dx = x I_n(x) - \frac{1}{2} I_{n+1}(x) - \frac{1}{2} I_{n-1}(x) + C_2. \quad (19)$$

Підставимо (19) в (18):

$$2nx \cdot I_n(x) - n I_{n+1}(x) - n I_{n-1}(x) + C_3 = I_{n+1}(x) - I_{n-1}(x).$$

Звідси

$$(n+1) I_{n+1}(x) = 2xn \cdot I_n(x) - (n-1) I_{n-1}(x) \quad (20)$$

Рівність (20) являє собою рекурентну залежність, яка зв'язує  $I_{n+1}$ ,  $I_n$ ,  $I_{n-1}$  при  $n=2$ .

Розглянемо випадок, коли  $n=1$ .

$$\begin{aligned} I_1(x) &= \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} \cos \Theta \cdot \ln(x - \cos \Theta) d\Theta = \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} \ln(x - \cos \Theta) d \sin \Theta = \\ &= \frac{2}{\pi} \sin \Theta \cdot \ln(x - \cos \Theta) - \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} \frac{\sin^2 \Theta}{x - \cos \Theta} d\Theta = -\frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} \frac{\sin^2 \Theta}{x - \cos \Theta} d\Theta. \end{aligned}$$

В останньому рівнянні зробимо заміну

$$\pi \rightarrow \operatorname{tg} \frac{\pi}{2} = +\infty. :$$

$$\begin{aligned} -\frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} \frac{\sin^2 \Theta}{x - \cos \Theta} d\Theta &= -\frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} \frac{4t^2 \cdot 2dt}{x - \frac{1+t^2}{1-t^2}} = -\frac{16}{\pi} \int_0^{\infty} \frac{t^2 dt}{(t^2+1)^2 [(x+1)t^2 + x-1]} = \\ &= -\frac{16}{\pi(x+1)} \int_0^{\infty} \frac{t^2 dt}{(t^2+1)^2 (t^2+k^2)}, \text{ де } k^2 = \frac{x-1}{x+1}. \end{aligned}$$

Таким чином

$$a_n = I_1(x) = -\frac{2}{a}.$$

Розрахуємо значення  $I_2(x)$ .

$$\begin{aligned} I_2(x) &= \frac{-2 \cdot \left(1 - \frac{a-1}{a+1}\right)}{\frac{(a+1)^2}{2a} \cdot \left(1 + \frac{a-1}{a+1}\right)^3} = -2 \frac{a+1-a+1}{a+1} \cdot \frac{(a+1)^2}{2a} \cdot \left(\frac{a+1+a-1}{a+1}\right)^3 = \\ &= -2 \frac{2}{a+1} \cdot \frac{2a}{(a+1)^2} \cdot \frac{(a+1)^3}{(2a)^3} = -\frac{1}{a^2}. \end{aligned}$$

Аналізуючи значення  $a_1, a_2$  та підставляючи  $a_n$  в (20), то (11) буде мати вигляд:

$$\begin{aligned} -A_0 \left(1 + \frac{\rho_m}{\rho_c}\right) + \sum_{n=1}^{\infty} A_n r^{-n-1} \left\{ -\left[ \left(1 + \frac{\rho_m}{\rho_c}\right) \cdot r + \lambda_2 n x \right] \cos n \cdot \Theta + \right. \\ \left. + \frac{\lambda_2 n}{2} [\cos(n-1) \cdot \Theta + \cos(n+1) \cdot \Theta] \right\} = \lambda_1 - b_m \ln a - 2b_m \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{na^n} \cdot \cos n \cdot \Theta \quad (21) \end{aligned}$$

Використавши таку властивість ряду  $\sum_{n=1}^{\infty} Q_n = \sum_{n=2}^{\infty} Q_{n-1} = \sum_{n=0}^{\infty} Q_{n+1}$ , прирівнявши доданки при косинусах однакових кутів, маємо

$$A_1 = \frac{\tilde{\lambda}_1 + A_0 L}{\tilde{\lambda}_2}; \quad A_2 = \left(xr + \frac{L}{2\tilde{\lambda}_2}\right) \cdot \frac{\tilde{\lambda}_1 + A_0 L}{\tilde{\lambda}_2} - \frac{rb_m}{a\tilde{\lambda}_2} \quad (22)$$

Враховуючи (5) отримаємо:

$$\frac{\partial U_a}{\partial \rho} = \sum_{i=0}^{\infty} A_n \rho^{-n-1} (-n) \cos n \cdot \Theta, \text{ тоді}$$

$$i_n = \frac{1}{\rho_c} \cdot \frac{\partial U_c}{\partial \rho} = -\frac{1}{\rho_c} \sum_{n=1}^{\infty} n A_n r^{-n-1} \cdot \cos n \cdot \Theta \quad (23)$$

Визначивши необхідні значення  $A_n$  за (22), можливо визначити щільність врівноважуючих струмів на поверхні трубопроводу.

**Перспективи використання результатів дослідження.** Перевагою отриманої залежності є можливість оцінки корозійного стану ділянки нафтопроводу при роботі поперечних макрогальванічних пар, передбачення та прогнозування розвитку корозійних процесів на поверхні металу нафтопроводу.

Досліджуючи динаміку втрати товщини стінки трубопроводу на ділянці планується розробити методику оцінки залишкового ресурсу ділянок трубопроводу за несучою здатністю та придатністю до подальшої експлуатації. Оцінка втрат товщини стінок трубопроводу дає можливість раціонально спланувати ремонтні роботи, прогнозувати реальні строки роботи конструкції, тим самим забезпечивши екологічно безпечне функціонування нафтопроводів.

### Література

1. Побережний Л.Я., Яворський А.В., Цих В.С., Станецький А.І., Гричанчук А.В. Підвищення рівня екологічної безпеки трубопровідних мереж нафтогазового комплексу України. *Науково-технічний журнал «Техногенно-екологічна безпека»*. 2017. № 1. С. 24–31.
2. Поляков С., Клименко А., Ниркова Л., Малькова О. Електрохімічний моніторинг магістральних трубопроводів на корозійно-небезпечних ділянках. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. 2008. Спец. вип. № 7. Т. 2. С. 761–766.
3. Ждек А.Я., Грудз В.Я. Визначення залишкового ресурсу тривало експлуатованих нафтопроводів із врахуванням наявних корозійних дефектів та умов експлуатації. *Науковий вісник: ІФНТУНГ*. 2012. № 2(32) С. 58–66.

4. Рогознюк В.В., Гужов Ю.П., Кузьменко Ю.О. Технічна експлуатація систем захисту від підземної корозії магістральних нафтопроводів. К.: *Техдіагаз*. 2000. С. 3–5.
5. Степова О.В. Врахування корозійних процесів сталевих нафтопроводів з метою підвищення екологічної безпеки. *Екологічні науки: науково-практичний журнал* / Головний редактор О.І. Бондар. К.: ДЕА. 2018. № (1)20. Т. 2. С. 15–21.
6. Stepova O., Parashchiienko I., Lartseva I. Calculation of steel pipeline corrosion depth at the work of galvanic corrosion element operating. *International Journal of Engineering & Technology*. Vol. 7, No 3.2. 2018. P. 431–435. Міжнародна науко метрична база Scopus.
7. Stepova O., Parashchiienko I. Modeling of the corrosion process in steel oil pipelines in order to improve environmental safety . *Eastern-european journal of enterprise technologies, industrial and technology systems*. VOL 2. № 1 (86). 2017. P. 15–20.
8. Побережний Л.Я. Закономірності корозійно-механічної деградації трубопроводів у складних умовах експлуатації: автореф. На здобуття наук. ступ. докт. техн. наук. Івано-Франківськ: Івано-Франківський націон. техн. ун-т нафти і газу. 2008. 34 с.
9. Xue H.B., Cheng Y.F. Electrochemical corrosion behavior of X80 pipeline steel in a near-neutral pH solution. *Materials and corrosion*. 2010. Vol. 61. Issue 9. P. 756–761.
10. Yang Yan, Wang Shuli, Chuang Wen Experimental Study on Alternating Current Corrosion of Pipeline Steel in Alkaline Environment. *International Journal of Electrochemical science: Int. J. Electrochem. Sci*. 2016. Vol. 11. P. 7150–7162.