УДК (504.05 +504.06) 622
https://doi.org/10.31073/ecobezpeka202508-08

РОЗРАХУНОК ГЛИБИНИ КОРОЗІЇ СТАЛЕВОГО ТРУБОПРОВОДУ В УМОВАХ ПЕРІОДИЧНОГО ВПЛИВУ РОЗЧИНІВ ЕЛЕКТРОЛІТІВ

Степовий Є.Б.
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
пр. Першотравневий, 24, 36011, м. Полтава
alenastepovaja@gmail.com

На основі детального аналізу процесів електрохімічної корозії сталевих нафтопроводів, що функціонують в умовах агресивного електролітичного середовища, зокрема в зонах із тріщинами в ізоляційному покритті, була побудована математична модель, яка враховує складну природу макрогальванічних корозійних пар та особливості й умови експлуатації трубопровідних систем. Ця модель дозволила отримати точну аналітичну залежність, яка описує зміну глибини корозійного ураження стінки сталевого нафтопроводу в часі в умовах періодичного попадання електроліту в тріщини ізоляційного покриття. Це дає змогу відтворити реальну картину руйнування матеріалу внаслідок дії корозійного середовища з високою точністю.

Особливістю розробленої моделі є її здатність враховувати періодичний характер надходження агресивного розчину в зону пошкодження, що відображає динаміку справжніх експлуатаційних умов. Завдяки своїй математичній гнучкості модель застосовна до широкого спектра технічних ситуацій, незалежно від конкретного хімічного складу електроліту. Такий підхід істотно підвищує ефективність технічної діагностики, дозволяючи точно розраховувати залишкову товщину стінки труб, ступінь зносу та критичні зони майбутніх уражень.

Ключовою перевагою є можливість інтеграції цієї моделі в цифрові системи моніторингу стану об’єктів трубопровідної інфраструктури. Розрахунки на її основі дозволяють не тільки передбачати моменти, коли необхідне обслуговування або ремонт, а й ефективно оптимізувати витрати на технічне обслуговування, планування профілактичних заходів, модернізацію систем катодного захисту. Також вона дає змогу проєктувати нові конструкції з урахуванням потенційних корозійних навантажень.

Розроблена залежність дозволяє ідентифікувати найбільш уразливі зони трубопроводу, здійснювати порівняльну оцінку ефективності існуючих та нових типів захисних покриттів, а також своєчасно впроваджувати інженерні рішення для запобігання аварійним ситуаціям та витокам нафти чи газу. Це особливо актуально в умовах довготривалої експлуатації трубопроводів, прокладених у складних кліматичних або геохімічних умовах, де ризик втрати герметичності зростає.

Отже, впровадження цієї математичної моделі в практику управління технічним станом нафтогазової інфраструктури не лише підвищує технічну надійність об’єктів, але й сприяє зниженню екологічних ризиків, забезпечує відповідність сучасним стандартам промислової безпеки та сталого розвитку. У поєднанні з іншими інноваційними підходами до діагностики та моніторингу, модель відкриває новий рівень у сфері експлуатації трубопровідного транспорту.

Ключові слова: екологічна безпека, нафтопровід, корозія, швидкість корозії, товщина стінки, глибина корозії.

Based on a detailed analysis of the electrochemical corrosion processes of steel oil pipelines operating in aggressive electrolytic environments, in areas with cracks in the insulating coating, a mathematical model was built that considers the complex nature of macrogalvanic corrosion pairs and the features and operating conditions of pipeline systems. This model allowed us to obtain an accurate analytical dependence that describes the change in the depth of corrosion damage to the steel oil pipeline wall over time under conditions of periodic electrolyte ingress into the cracks of the insulating coating. This makes it possible to reproduce the real picture of material destruction due to the action of a corrosive environment with high accuracy.

A feature of the developed model is its ability to consider the periodic nature of the ingress of an aggressive solution into the damage zone, which reflects the dynamics of real operating conditions. Due to its mathematical flexibility, the model is applicable to a wide range of technical situations, regardless of the specific chemical composition of the electrolyte. This approach significantly increases the efficiency of technical diagnostics, allowing us to accurately calculate the residual wall thickness of the pipes, the degree of wear and critical zones of future damage.

The key advantage is the ability to integrate this model into digital systems for monitoring the condition of pipeline infrastructure facilities. Calculations based on it allow not only to predict the moments when maintenance or repair is necessary, but also to effectively optimize maintenance costs, planning preventive measures, and upgrading cathodic protection systems. It also allows us to design new structures considering potential corrosion loads.

The developed us to identify the most vulnerable areas of the pipeline, to carry out a comparative assessment of the effectiveness of existing and new types of protective coatings, as well as to timely implement engineering solutions to prevent emergencies and oil or gas leaks. This is especially relevant in conditions of long-term operation of pipelines laid in difficult climatic or geochemical conditions, where the risk of loss of tightness increases.

Therefore, the implementation of this mathematical model in the practice of managing the technical condition of oil and gas infrastructure not only increases the technical reliability of facilities, but also helps reduce environmental risks, ensures compliance with modern standards of industrial safety and sustainable development. In combination with other innovative approaches to diagnostics and monitoring, the model opens a new level in the field of pipeline transport operation.

Keywords: environmental safety, oil pipeline, corrosion, corrosion rate, wall thickness, corrosion depth.

Постановка проблеми

В Україні функціонує розгалужена система магістральних нафтопроводів, продуктопроводів та газопроводів, більшість з яких експлуатуються вже понад 35 років. Деякі з перших нафтопроводів працюють понад 50 років [1, 2]. Тривалий контакт металу труб із ґрунтом сприяє активізації корозійних процесів, що поступово знижує механічні характеристики матеріалу сталевих трубопроводів [2].

У багатьох випадках строк експлуатації значної частини магістральних газопроводів, продуктопропроводів і нафтопроводів України наближається до проєктного. На зовнішніх поверхнях труб зафіксовано численні прояви корозії, що суттєво ускладнює питання їх подальшого безпечного та надійного використання.

Нафтопроводи працюють під впливом різних факторів, до яких належать коливання температури, корозійно-агресивні середовища з широким спектром їх параметрів, динамічні навантаження тощо. Найбільш негативний вплив на термін служби трубопроводів має корозійно-агресивні середовища [3, 4, 5]. До корозійно-небезпечних ділянок належать: заплави; зрошувані землі; болота та перезволожені ґрунти; підводні переходи; промислові та побутові стоки; сміттєзвалища та шлакові відвали; польові склади мінеральних добрив [6]. Корозія може посилюватись при утворенні мікро та макро-гальванічних пар у разі зміни типів ґрунтів під впливом температурних факторів, техногенної діяльності

людини тощо. Аналіз причин аварій трубопроводів показує, що найчастішими пошкодженнями сталевих труб є виразки, спричинені корозією труб [7].

Питання оцінки фактичного технічного стану технологічного обладнання та трубопровідних мереж у нафтогазовій промисловості є особливо актуальним через необхідність продовження терміну служби об'єктів, що відпрацювали свій нормативний термін служби, а також забезпечення надійної та безпечної експлуатації таких об'єктів [8]. Як довів Севернєв М. М., у випадку двосторонньої корозії середні втрати на рік для вуглецевих сталей становлять 140 г/м^2, що відповідає значенню 0,035 мм, для процесів розвитку корозійних пошкоджень швидкість є незначною, тоді як фактично враховуються можливості локальної корозії, а також інші види розвитку корозійних пошкоджень. Особливо небезпечним є поєднання корозійних та механічних факторів, оскільки їх спільна дія може призвести до корозійного розтріскування, корозійної втоми та фреттингового окислення.

Актуальність дослідження

Нафтова галузь займає провідне місце у світовій економіці, постачаючи енергетичні ресурси, без яких неможлива робота більшості промислових секторів. Проте разом з економічними перевагами вона є і одним з найбільших джерел екологічних загроз. Видобуток, транспортування, переробка та зберігання нафти супроводжуються викидами шкідливих речовин, ризиком розливів, деградацією ґрунтів та водних об'єктів, а також негативним впливом на біорізноманіття. Такі фактори призводять до серйозних наслідків для природних екосистем і здоров'я населення.

Один із підходів до підвищення екологічної безпеки та забезпечення надійної роботи нафтопроводів полягає у врахуванні чинників, що впливають на розвиток корозії металу та реальних умов експлуатації конструкцій. Такий підхід дасть можливість запобігти появі тріщин на трубопроводах і витокам нафти.

Деякі з існуючих методів визначення фактичного залишкового ресурсу сталевих конструкцій, що експлуатуються в грунтових агресивних середовищах, ґрунтуються на розрахунках, які не повністю враховують особливості корозійного зношення. У таких випадках корозія сталевих елементів здебільшого описується емпіричними моделями. Зважаючи на це, особливо важливим є впровадження систем моніторингу електрохімічних показників корозії для забезпечення екологічної безпеки експлуатації нафтопроводів. Оцінка залишкового ресурсу сталевих труб безпосередньо пов'язана з контролем товщини їх стінок. Подібні дослідження є актуальними в багатьох країнах світу. До того ж, питання екологічної безпеки та систематичного екологічного контролю посідають провідне місце серед пріоритетів сучасності. Отже, основним завданням залишається гарантування безпечної та стабільної експлуатації трубопровідних систем.

Зв'язок авторського доробку із важливими науковими та практичними завданнями

Це дослідження проведено відповідно до пріоритетних напрямів наукової діяльності та технічних розробок України у галузі раціонального використання природних ресурсів. У роботі автор зосереджує увагу на розв'язанні нагальних питань, пов'язаних із сталим природокористуванням, захистом довкілля та підвищенням рівня екологічної безпеки.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

У процесі аналізу нафтотранспортної системи України дослідники [8] підкреслили, що її ефективне та безпечне функціонування можливе лише за умов належної науково-технічної підтримки. При цьому, за думкою авторів, питання забезпечення надійності повинно мати пріоритетне значення як у міжнародному, так і в національному правовому полі.

У роботах [9, 10] досліджувалися коефіцієнти надійності нафтопроводів та ресурсів підземного геологічного простору, процес корозії магістральних нафтопроводів у ґрунтових умовах, аналізувалися проблеми експлуатації підземних об'єктів, стан лінійної частини нафтотранспортної системи, зокрема, в Україні. Результати досліджень вказують на важливість напряму дослідження.

Основи надійності трубопровідних систем

закладаються ще на стадії їхнього проєктування. Розрахунки міцності конструкції, що здійснюються за методами будівельної механіки із застосуванням коефіцієнтів запасу, не здатні повністю охопити складність та різноманітність умов експлуатації. Існуючі методи контролю стану трубопроводу дають уявлення про фактичний стан конструкції. Окрім того, проведення такого моніторингу є досить витратним. Періодичне діагностичне обстеження нафтопроводів дозволяє прогнозувати зростання глибини корозії [11].

Відомий метод [12] прогнозування динаміки глибини корозії трубопроводу, який здійснюється на основі двох або більше вимірювань товщини стінки за формулою, однак запропонована модель не враховує фактичні умови корозійного процесу.

Автори [13] використовують емпіричну логаріфмичну залежність для визначення товщини стінки та розрахунку глибини корозії. Але такі методи оцінки глибини корозійних пошкоджень на ділянках транспортних споруд, що експлуатуються в агресивних середовищах, базуються на розрахунках, які не враховують особливості корозійних процесів. Корозійні процеси в сталевих профілях переважно представлені емпіричними залежностями, які не враховують наявність пошкоджень в ізоляційному покритті, склад агресивних грунтових розчинів, умови потрапляння агресивного електроліту до сталевих ділянок нафтопроводів.

У наукових роботах [14, 15], присвячених методам визначення швидкості корозійного зносу на основі результатів експлуатаційного контролю, наголошується, що ці розрахунки мають емпіричний характер. Зазначені методики включають низку факторів, які можуть суттєво впливати на точність обчислень і призводити до значних похибок.

Науковці встановили, що ключовим фактором у визначенні безпечності експлуатації трубопроводів за умов наявності дефектів в ізоляційному покритті є аналіз швидкості та глибини корозійного ураження з врахуванням умов експлуатації споруд.

Враховуючи, що корозія сталі з тріщинами в ізоляційному покритті протікає здебільшого за електрохімічним механізмом, останні наукові напрацювання щодо розрахунків показників, що оцінюють корозійні процеси базуються на використанні електрохімічних та електричних характеристик, таких як щільність корозійного струму, потенціал електрода, поляризація металу у зонах тріщин, а також електричний опір ізоляційного шару. Їх основною перевагою є можливість безпосереднього отримання даних з конструкцій, що перебувають в експлуатації.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми, котрим присвячується означена стаття

Забезпечення безаварійної експлуатації трубопровідних систем можливе шляхом спостереження та контролю електрохімічних характеристик, які відображають динаміку розвитку корозії сталі. Попри значну кількість проведених досліджень, зберігається потреба у створенні нових моделей, що дозволяють точніше оцінювати корозійні процеси з урахуванням локальних умов навколишнього середовища, специфіки та режимів функціонування підземних сталевих трубопроводів.

Новизна

Розроблено залежність, що дозволяє визначити глибину корозії сталевого нафтопроводу при роботі макрогальванопари за умов періодичного попадання хімічно агресивного електролітичного середовища в зону пошкодженої ізоляції, що дозволить прогнозувати розвиток корозійного процесу та на ділянці нафтопроводу та планувати необхідні заходи запобігання забрудненню компонентів довкілля.

Методологічне або загальнонаукове значення

Отримані результати наукової роботи, у поєднанні з іншими дослідженнями, дозволять виявити потенційні екологічні загрози, що можуть виникнути під час експлуатації об’єктів нафтової інфраструктури. Це, у свою чергу, сприятиме розробці ефективних профілактичних заходів проти негативних наслідків розгерметизації нафтопроводів, забезпеченню обґрунтованого планування ремонтних робіт і точнішому прогнозуванню реального ресурсу їх експлуатації.

Викладення основного матеріалу

Метою роботи є розробка залежності, яка дозволить розрахувати глибину корозійного пошкодження ділянки трубопроводу при періодичному проникненні агресивного електролітичного розчину в зону пошкодженої ізоляції.

Важливим фактором забезпечення безаварійної експлуатації підземних нафтопроводів є захист їхньої поверхні від ґрунтової корозії високоякісними ізоляційними покриттями. Однак у процесі їх експлуатації відбувається значне пошкодження ізоляційних покриттів і створюються всі умови для розвитку електрохімічної корозії ділянки нафтопроводу.

Товщина стінки труби є одним з основних параметрів, що впливає на зміни напружено-деформованого стану конструкції, а отже, і на її залишковий ресурс та залежить від робочого тиску навантажень, конструктивних характеристик та резервування міцності, включаючи врахування рівномірних втрат від корозії.

З огляду на те, що нафтопровід експлуатується в природних ґрунтових умовах, слід враховувати періодичність зволоження ґрунту, оскільки він не перебуває постійно у вологому або сухому стані. Ця змінність вологості суттєво впливає на інтенсивність і характер корозійних процесів, що відбуваються на поверхні трубопроводу. Частота проникнення в тріщину грунтового електроліту впливатиме на середньогодинну щільність струму гальванопари, а отже, і на швидкість корозійного процесу ділянки сталевого трубопроводу.

Середньогодинна щільність струму зростає зі збільшенням частоти проникнення електроліту до зовнішньої поверхні сталі, але доки не настане катодне обмеження процесу, оскільки насичення розчину припиняє надходження кисню.

Висунуто припущення, що корозійне руйнування сталі в зонах тріщин ізоляційного покриття є специфічною формою електрохімічної корозії, яка поєднує характеристики атмосферного впливу та класичної корозії в умовах повного занурення у рідкий електроліт. За умови періодичного зволоження цих ділянок можна оцінити подальші втрати металу на основі відповідного розрахунку.

Миттєва швидкість зменшення товщини стінки $\nu = \Delta\delta/\Delta\tau$ трактується як граничне значення середньої швидкості в умовах, коли часовий інтервал $\Delta\tau$ наближається до нуля, тобто:

$$\nu = \lim_{\Delta\tau\to 0} \frac{\Delta\delta}{\Delta\tau} = \frac{d\delta}{d\tau}. \quad (1)$$

Таким чином, зміну товщини стінки трубопроводу з часом τ доцільно розглядати як похідну по часу.

$$\frac{d\delta}{d\tau} = -r\delta, \quad (2)$$

де r – питомий рівень зменшення товщини стінки.

Після інтегрування отримуємо

$$ln\,\delta = -r\tau + ln\,a, \quad (3)$$

де константа інтегрування $A = h \cdot a$.

З останнього рівняння після піднесення до ступеня маємо

$$\delta = ae^{-r\tau} \quad (4)$$

Нехай початкова товщина стінки трубопроводу $\delta = \delta_o$ у початковий час $\tau = 0$, то з врахуванням (4), маємо: $\delta_0 = a \times e^{-r\times 0}$, звідки $a = \delta_0$

Тоді (4) запишемо у вигляді

$$\delta = \delta_0 \times e^{-r\tau} \quad (5)$$

Для визначення r, логарифмуємо рівняння (5)

$$ln\,\delta = ln\,\delta_0 - r\tau\,. \quad (6)$$

Використовуючи рівняння (6), можна обчислити значення r для двох відомих значень поперечних перерізів δ_1 та δ_2.

Товщина δ_1 визначається в момент випробувань τ_1 при максимальному струмі гальванічної пари (при зволоженні), а товщина δ_2 визначається часом τ_2 до наступного зволоження.

$$\cdot\delta_2 = \delta_0 \times e^{-r\tau_2}. \quad (7)$$

Тоді:

$$ln\,\delta_1 = ln\,\delta_0 - r\tau_1, \quad (8)$$
$$ln\,\delta_2 = ln\,\delta_0 - r\tau_2.$$

Маємо залежність для розрахунку r

$$r = \frac{ln\,\delta_1 - ln\,\delta_2}{\tau_2 - \tau_1}. \quad (9)$$

Отже, формулу (5) можна записати так:

$$\delta = \delta_0 \times e^{-\left(\frac{ln\,\delta_1 - ln\,\delta_2}{\tau_2 - \tau}\right)\tau}. \quad (10)$$

Товщина стінки трубопроводу в тріщині після інтервалу часу t_1 становить

$$\delta_1 = \delta_0 - \frac{2KI_1}{7{,}87\pi\delta_0 a_y}\tau_1. \quad (11)$$

Аналогічно, можна знайти товщину стінки з часом τ_2

$$\delta_2 = \delta_0 - \frac{2KI_2}{7{,}87\pi\delta_0 a_y}\tau_2. \quad (12)$$

На певний момент часу , від початку експлуатації або останнього огляду, глибина корозійного ураження стінки трубопроводу дорівнює

$$\Delta\delta = \delta_0 - \delta_0 e^{-\frac{ln\,\delta_1 - ln\,\delta_2}{\tau 2 - \tau 2}\,\tau}, \quad (13)$$

У випадку нерегулярного періодичного зволоження конструкції, розрахунки корозії сталі також виконуються за середнім значенням струму гальванічної пари.

На основі побудованої математичної моделі функціонування гальванічного елемента на поверхні сталевого трубопроводу було отримано залежність, яка дає змогу визначити глибину корозійного ураження у випадках періодичного проникнення агресивного електроліту в зону дефектної ізоляції.

Ця модель дозволяє прогнозувати хід корозійного процесу у часі, не зважаючи на конкретний хімічний склад електроліту.

Висновки

В роботі отримано мвататичну модель, яка встановлює глибину корозійного пошкодження ділянки трубопроводу за умови періодичного впливу агресивного електролітичного розчину в зоні пошкодженої ізоляції. Залежність базується на реальних параметрах, отриманих неруйнівним методом під час дослідження конструкції та дозволяє прогнозувати реальні терміни роботи конструкції.

Перспективи використання результатів дослідження

Одержані результати можуть стати науковим підґрунтям для подальших досліджень, спрямованих на підвищення екологічної безпеки в нафтовій галузі, особливо щодо оцінювання та прогнозування ризиків, пов'язаних із транспортуванням вуглеводневої сировини. Запропонована розробка має потенціал для формування нових теоретичних підходів, а також для удосконалення вже існуючих методик, що сприятиме більш ефективному управлінню екологічними ризиками та зниженню негативного впливу на довкілля.

Список використаної літератури

1. 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

2. Ждек А.Я., В.Я. Грудз Визначення залишкового ресурсу тривало експлуатованих нафтопроводів із врахуванням наявних корозійних дефектів та умов експлуатації. *Науковий вісник: ІФНТУНГ*. 2012. №2(32). С. 58 – 66.

3. Rihan Omar Rihan Electrochemical Corrosion Behavior of X52 and X60 Steels in Carbon Dioxide Containing Saltwater Solution. 2013.Vol.16(1). 227-236 DOI: 10.1590/S1516-14392012005000170

4. Романів О. Н., Ярема С. Я., Никифорчин Г. Н., Махутов Н. А., Стадник М. М. *Втома та циклічна тріщиностійкість конструкційних матеріалів*. Київ: Наукова думка, 1990. 680 с.

5. Єдина ситсема захисту від корозії та старіння. Методи оцінки біокорозійної активності грунтів та виявлення наявності мікробної корозії на поверохні підземних металевих споруд: ДСТУ 3291-95. *К. : Держстандарт України*. 1995. 33 с.

6. Степова О.В. Техногенна безпека експлуатації магістральних нафтопроводів. *Збірник наукових праць (галузеве машинобудування, будівництво*. Вип. 2(30). Полтава: ПолтНТУ. 2011. С. 266 – 269

7. Степова О.В. Забезпечення екологічної безпеки експлуатації нафтопроводів за допомогою моніторингу електрохімічних параметрів. *Збірник наукових праць (технічні науки)*. Вип. 1(53). Рівне: НУВГП. 2011. С.201 – 207

8. Беккер М.В. Забезпечення надійної роботи нафтотранспортної системи ДК «Укратранснефть»: *збірник доповідей науково-практичного семінара*. К.: Інститут електрозварювання ім. Е. О. Патона. 2007. С. 3–5.

9. Рогознюк Б., Гуйов Ю., Кузменко Ю. Технічна експлуатація підземного антикорозійного захисту нафтопроводів. Київ: Техдіагаз. 2000.

10. Корнієнко С.В. Ресурси підземного геологічного простору України. *Вісник Київ. ун-ту., серія: Геологія*. 2008. №43. С. 35–37.

11. URL: https://all4study.ru/proizvodstvo/raschet-utoneniya-stenki-za-schet-korrozii.html

12. Bridgeman J. and Shankar R. Erosion-corrosion data handling for reliable NDE. *Nuclear Eng. And Design.* no. 131. 1991. 285-297.

13. H. Lee Thinned Pipe Management Program of Korean NPPs. S *Trans. of the 17th Inter. Conf. on Structure Mech. in Reactor Technology (SmiRT 17) Prague, Czech Republic. August 17-22*. 2003. 1-8.

14. Moolayil T.M. Mitigation of degradation of high energy secondary cecle piping due to FAC and life management in Indian NPPs. *Second international Symposium on Nuclear Power Plant Life Management from 15-18th October, 2007 at Shanghai China,* 48 p.

15. Moulayil .M. o the question of corrosion under the influence of flow. *Nuclear technology abroa.* no 12. 2008. 16-21.