

УРАХУВАННЯ КОРОЗІЙНИХ ПРОЦЕСІВ СТАЛЕВИХ НАФТОПРОВОДІВ З МЕТОЮ ПІДВИЩЕННЯ ЕКОЛОГІЧНОЇ БЕЗПЕКИ

Степова О.В.

Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка
пр. Першотравневий, 24, 36011, м. Полтава
alenastepovaja@gmail.com

На основі математичної моделі електрохімічної корозії трубопроводу в тріщині ізоляційного покриття при дії агресивного щодо металу трубопроводу електролітичного середовища отримано залежність, яка дає змогу розрахувати відносну втрату площі перерізу стінки трубопроводу при роботі макрогальванічних корозійних пар за умов сталого перебування агресивного розчину в пошкодженій зоні. Перевагою цієї моделі є можливість прогнозування розвитку корозії за часом незалежно від хімічного складу агресивного електроліту, можливість отримання необхідних розрахункових параметрів на конструкціях, що експлуатуються, неруйнівним способом. Розроблена залежність утрат площі перерізу ділянки трубопроводу дає можливість раціонально спланувати ремонтні роботи, прогнозувати реальні строки роботи конструкції, переглянути режим експлуатації тощо. Отримані результати дають змогу більш достовірно оцінити несучу здатність конструкцій, що працюють за умови агресивного середовища з тріщинами, та забезпечити екологічну безпеку. *Ключові слова:* сталевий нафтопровід, електрохімічна корозія, гальванічний елемент, швидкість корозії, втрата перерізу, залишковий ресурс, екологічна безпека

Учет коррозионных процессов стальных нефтепроводов с целью повышения экологической безопасности. Степова Е.В. На основе математической модели электрохимической коррозии трубопровода в трещине изоляционного покрытия при воздействии агрессивной по отношению к металлу трубопровода электролитической среды получена зависимость, позволяющая рассчитать относительную потерю площади сечения стенки трубопровода при работе макрогальванических коррозионных пар при условии постоянного попадания агрессивного раствора в поврежденную зону. Преимуществом данной модели является возможность прогнозирования развития коррозии по времени независимо от химического состава агрессивного электролита, возможность получения необходимых расчетных параметров на конструкциях, эксплуатируемых неразрушающим способом. Разработанные зависимости потерь площади сечения участка трубопровода дают возможность рационально спланировать ремонтные работы, прогнозировать реальные сроки работы конструкции, пересмотреть режим эксплуатации и др. Полученные результаты позволяют более достоверно оценить несущую способность конструкций, работающих в условиях агрессивной среды с трещинами. *Ключевые слова:* стальной нефтепровод, электрохимическая коррозия, гальванический элемент, скорость коррозии, потеря сечения, остаточный ресурс, экологическая безопасность

Clearing processes of steel oils with the aim of enhancing environmental safety. Stepova O. On the basis of the mathematical model of electrochemical corrosion of the pipeline in the fracture of the insulating coating under the action of an aggressive metal electrolytic pipeline, a dependence was obtained which allows us to calculate the relative loss of the cross-sectional area of the pipeline wall in the work of the macroscopic corrosion pairs under the conditions of stable presence of the aggressive solution in the damaged zone. The advantage of this model is the ability to predict the development of corrosion in time, regardless of the chemical composition of the aggressive electrolyte, the possibility of obtaining the required calculation parameters on the structures, operated, in a non-destructive way. The developed dependence of the losses of the sectional area of the pipeline allows us to rationally plan repair work, to predict the real terms of the work of the structure, to review the operation mode, etc. The obtained results allow us to more reliably estimate the bearing capacity of structures working under aggressive environment with cracks and provide environmental safety. *Key words:* steel oil pipeline, electrochemical corrosion, galvanic element, corrosion rate, loss of cross section, residual resource, ecological safety

Постановка проблеми. Україна, зокрема Полтавська область, має досить розвинену мережу магістральних нафтопроводів, нафтопродуктопроводів та газопроводів, середній термін експлуатації яких становить понад 30 років, а перші збудовані нафтопроводи працюють більше ніж 48 років [1; 2]. Тривала взаємодія металу труби з навколишнім середовищем призводить до інтенсифікації корозійних процесів, до деградації фізико-механічних властивостей матеріалу стінки труби [3]. Запроєктовані й виготовлені відповідно до вимог нормативних документів трубопроводи повинні бути стійкими до дії середовища. Але дефекти при виготовленні, ураження сприяють початку й розвитку корозійних процесів на трубопроводі [4]. Унаслідок

цього зростає ризик аварійно-небезпечних дефектів, що негативно впливає на екологічну безпеку експлуатації нафтопроводів. Експлуатація нафтопроводів нерозривно пов'язана з корозійним руйнуванням нафтогазового устаткування, зокрема промислових трубопроводів. Одним зі шляхів підвищення екологічної безпеки експлуатації нафтопроводів України є врахування факторів, що характеризують корозійні процеси на металі трубопроводів, завдяки чому можна запобігати утворенню тріщин на поверхні та витіканню нафти [5].

Актуальність дослідження. Наявна мережа нафтопроводів знаходиться в експлуатації в середньому від 20 до 40 років. За час експлуатації значна частина магістральних нафтопроводів і

технологічного обладнання вичерпала свій ресурс, що різко підвищує екологічний ризик подальшої експлуатації таких конструкцій та актуалізує проблему оцінювання їх залишкового ресурсу. Однією з причин виходу з ладу конструкцій є корозія. Вирішення питання своєчасного виявлення корозії трубопроводу, визначення її швидкості й зони поширення пов'язано зі значними труднощами. Одним зі шляхів підвищення екологічної безпеки експлуатації нафтопроводів України є врахування факторів, що характеризують саме корозійні процеси на метали трубопроводів, за допомогою чого можна спрогнозувати розвиток тріщин на поверхні.

Виходячи з наведеного, забезпечення екологічної безпеки експлуатації ділянки нафтопроводу шляхом моніторингу електрохімічних параметрів корозії на ділянках трубопроводу є актуальним питанням.

Зв'язок авторського доробку із важливими науковими та практичними завданнями. Ці дослідження враховані при виконанні прикладної науково-дослідної роботи за темою «Ефективні конструктивно-технологічні рішення об'єктів транспортування та зберігання нафти і нафтопродуктів у складних інженерно-геологічних умовах», що виконується в Полтавському національному технічному університеті імені Юрія Кондратюка й відповідають пріоритетному напрямку розвитку науки і техніки «Енергетика та енергоефективність».

Аналіз останніх досліджень і публікацій.

Досліджуючи нафтотранспортну систему України, автори [6] зазначили, що її надійна робота й безпечна експлуатація можлива лише при відповідному науково-технічному забезпеченні. Проблема надійності повинна посідати провідне місце в міжнародному й національному законодавстві.

У роботах [7; 8] досліджено чинники надійності нафтопроводів і ресурси підземного геологічного простору України, процес корозії магістральних нафтопроводів у ґрунтових умовах, проаналізовано проблеми експлуатації підземних об'єктів, стан лінійної частини нафтотранспортної системи України. Результати досліджень учених указують на актуальність напрямку дослідження.

Як відомо, надійність трубопроводів закладається на стадії проектування. Розрахунок міцності конструкції на основі методів будівельної механіки із застосуванням коефіцієнтів запасу не може повною мірою врахувати різноманітність умов експлуатації споруди.

Застосування аерокосмічних методів контролю за станом трубопроводу, внутрішньотрубних магнітних та ультразвукових дефектоскопів нового покоління, безумовно, дає картину реального стану споруди, допомагає запобігати можливості аварійних ситуацій і екологічній небезпеці. Але проведення такого моніторингу досить витратне.

Періодичне діагностичне обстеження нафтопроводів дає змогу прогнозувати зростання глибини

корозійних пошкоджень і запобігати можливим аварійним ситуаціям на окремих лінійних ділянках [9].

Головна роль при забезпеченні екологічної безпеки експлуатації трубопроводів за умови розвитку корозійних пошкоджень (тріщин) належить вивченню глибини корозії та динаміки.

Відомий метод [10] прогнозування динаміки глибини корозії трубопроводів, який проводиться на базі двох або більше вимірювань товщини стінки за формулою

$$P_e = \frac{365 \sum_i \Delta S_i + \Delta S_2 + \dots + \Delta S_n}{n T_e}, \quad (1)$$

де P_e – швидкість корозії в частині трубопроводу, що контролюється в умовах експлуатації, мм/рік;

ΔS – різниця товщин стінок у точках за період контрольних вимірювань мм, індекси 1, 2, ..., n позначають номери контрольних точок; T_e – час експлуатації між контрольними вимірюваннями, діб; n – кількість контрольних точок замірів (не менше ніж три).

Але ця модель не враховує умови протікання корозійного процесу.

Автори [11] для визначення товщини стінки та розрахунку глибини корозії застосовують вираз

$$\ln \Delta S = \alpha - \beta T^l + (\gamma + \varepsilon T) \ln \tau, \quad (2)$$

де ΔS – глибина корозії за час τ , мм (мм), τ – час, год. (години), T – абсолютна температура металу на поверхні труби, К, α , β , γ , ε – коефіцієнти, що залежать від матеріалу труб, виду сировини тощо.

В опублікованих працях, що містять опис методик розрахунку швидкостей корозійного зносу на основі даних експлуатаційного контролю, відмічається, що розрахунок має емпіричний характер. У досліджених методиках ураховано фактори, що суттєво підвищують похибку розрахунків [12–16].

Ученими доведено, що головна роль під час оцінювання безпеки експлуатації трубопроводів за умов наявності тріщин в ізоляційному покритті належить вивченню швидкості й глибини корозії.

Відомі методи оцінювання стану металу за результатами корозійних випробувань передбачають використання кількісних показників [17; 18]. Ваговий показник корозії визначається як відношення втрати маси до поверхні зразка за одиницю часу. Глибинний показник корозії використовується під час оцінювання як суцільної, так і місцевої корозії. Об'ємний показник корозії можна визначити за об'ємом виділених газів щодо поверхні зразка за визначений проміжок часу.

Шлях до безаварійної технології експлуатації трубопроводу може полягати в моніторингу та контролі електрохімічних параметрів, що характеризують протікання процесу електрохімічної корозії сталі.

Отже, незважаючи на численні дослідження, необхідність розробки нових залежностей оцінювання корозійних процесів, які б ураховували локальні впливи навколишнього середовища, осо-

бливості експлуатації нафтопроводів, залишається актуальною.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми, котрим присвячується означена стаття. Окремі методи оцінювання залишкового ресурсу, довговічності сталевих транспортних конструкцій, які працюють в умовах агресивних середовищ, побудовані на розрахунках, що не враховують характеристики корозійних процесів на ділянках конструкції. Корозійні ж процеси на сталевих ділянках представлені головним чином емпіричними залежностями, що не пов'язуються з наявністю тріщин в ізоляційних покриттях.

Але зрозуміло, що ресурс в умовах дії електролітичних розчинів буде визначати корозія сталі в тріщинах, яка має прямий контакт з агресивним середовищем.

Незважаючи на численні дослідження, спрямовані на аналіз корозійних процесів нафтопровідного транспорту, необхідність розробки нових залежностей оцінювання та врахування корозійних процесів, які б ураховували локальні впливи навколишнього середовища, особливості експлуатації нафтопроводів, залишається.

Метою роботи є розроблення залежності, що дає змогу розрахувати втрату площі перерізу сталевих нафтопроводів в тріщині ізоляційного покриття при дії агресивного щодо металу трубопроводу електролітичного середовища

Для досягнення поставленої мети вирішувалися такі завдання:

– розробити фізичну та математичну модель електрохімічної корозії ділянки сталевих труби в тріщинах ізоляційного покриття конструкцій при дії агресивних електролітичних розчинів, яка б базувалася на реальних параметрах, отриманих неруйнівним методом при обстеженні конструкцій;

– розробити залежність, що дасть змогу розрахувати втрату площі перерізу сталевих нафтопроводів в тріщині ізоляційного покриття, яка б базувалася на реальних параметрах, отриманих неруйнівним методом при обстеженні конструкцій.

Новизна. Наукова новизна досліджень полягає в такому:

– набула подальшого розвитку математична модель роботи макрогальванічної пари при локальній корозії ділянки трубопроводу, розрахунки за якою дають змогу прогнозувати корозійні втрати металу трубопроводу в тріщинах ізоляційного покриття при потраплянні в них агресивних електролітичних розчинів незалежно від їх хімічного складу;

– на основі математичної моделі роботи гальванічного елемента на ділянці трубопроводу отримано залежність, що дає змогу розрахувати відносну втрату площі перерізу стінки трубопроводу при роботі макрогальванічних корозійних пар за умови сталого перебування агресивного розчину в пошкодженій зоні.

Методологічне або загальнонаукове значення.

Перевагою отриманої моделі роботи гальванічного елемента на ділянці нафтопроводу з тріщиною в ізоляційному покритті є можливість прогнозування розвитку корозії за часом незалежно від хімічного складу агресивного електроліту, можливість отримання необхідних розрахункових параметрів на конструкціях, що експлуатуються, неруйнівним способом. Залежність утрат площі перерізу ділянки трубопроводу дає можливість раціонально спланувати ремонтні роботи, прогнозувати реальні строки роботи конструкції, переглянути режим експлуатації тощо. Отримані результати дають можливість більш достовірно оцінити несучу здатність конструкцій, що працюють за умови агресивного середовища з тріщинами, та забезпечити екологічну безпеку.

Виклад основного матеріалу. Тривала взаємодія металу труби з навколишнім середовищем призводить до інтенсифікації корозійних процесів, до деградації фізико-механічних властивостей матеріалу стінки труби [3]. Запроектовані й виготовлені відповідно до вимог нормативних документів трубопроводи повинні бути стійкими до дії середовища. Але дефекти при виготовленні та ураженні сприяють початку й розвитку корозійних процесів на трубопроводі [4]. Унаслідок цього зростає ризик аварійно-небезпечних дефектів, що негативно впливає на екологічну безпеку експлуатації нафтопроводів. Експлуатація нафтопроводів нерозривно пов'язана з корозійним руйнуванням нафтогазового устаткування, зокрема промислових трубопроводів.

Вивчення умов експлуатації трубопроводів в ґрунтовому середовищі показує, що, незважаючи на застосування різноманітних заходів, кількість аварій трубопроводів через корозію становить близько 27% від загальної кількості.

Трубопровід, який пролягає в ґрунті, знаходиться в корозійно агресивних умовах. Практично жодне ізоляційне покриття не забезпечує повного захисту підземного трубопроводу, що пояснюється дефектами в самому покритті, через що між трубою й електролітом утворюється електрохімічний контакт. Як тільки встановлено факт порушення покриття, виникає питання оцінювання залишкового ресурсу конструкції у зв'язку з корозією труби та зменшенням товщини її стінки.

Під залишковим ресурсом (залишковим терміном служби) розуміють напрацювання трубопроводу від моменту його діагностування до досягнення граничного стану. Одним з факторів, що визначають залишковий ресурс конструкції, є показники технічного стану об'єкта й параметри, зміна яких може призвести до граничного стану, а саме:

– залишкова товщина стінки трубопроводу,

– швидкість зміни товщини стінки протягом подальшого діагностування та експлуатації трубопровідної мережі.

Особливо гостро це питання стоїть стосовно нафтопроводів, що експлуатуються з ділянками, де

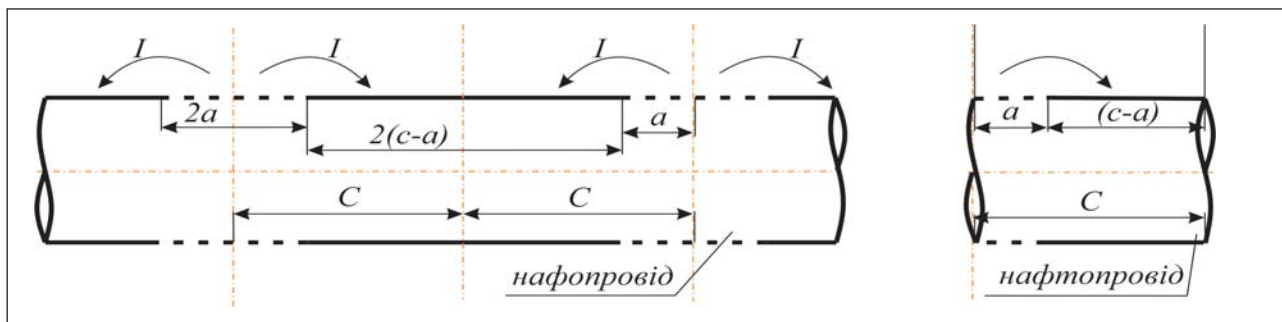


Рис. 1. Схема локального корозійного елемента на трубопроводі в ізоляційному покритті з тріщиною: а – загальний вид; б – розрахункова модель, с – відстань між серединами ділянок; 2а – ширина анодної ділянки; 2(с – а) – ширина катодної ділянки; 1 – трубопровід; 2 – ізоляційне покриття; 3 – тріщина; 4 – електролітичне середовище (агресивна рідина)

порушена ізоляція трубопроводу в умовах попадання на них електролітичних розчинів. Такі ділянки значно впливають на розвиток корозії трубопроводу, утворюючи умови для виникнення макрокорозійних пар. На підземних трубопроводах з ділянками, де порушена ізоляція, суттєво змінюються анодні й катодні поляризаційні характеристики та, як наслідок, потенціали сталі в цих місцях. Зважаючи на те що експлуатація нафтопроводу з ділянками, де порушена ізоляція, пов’язана з електрохімічною корозією металу трубопроводу, увага при обстеженні трубопроводу повинна приділятися визначенню характеристик корозійного процесу. Струм цих гальванопар є універсальним показником для розрахунку втрат металу в тріщинах.

Ізоляційне покриття як капілярно-пористий матеріал є провідником 2-го роду, тому процес корозії сталі в ньому можна розглядати з позицій звичайної електрохімічної корозії металів в електролітах.

У цій постановці задача з електрохімічної корозії ділянки трубопроводу зводиться до визначення стаціонарного електричного поля, що виникає при роботі гальванопари на гетерогенному електроді.

Основною характеристикою електрополя є потенціал, за яким можна знайти щільність корозійного струму за відомим законом Ома в диференціальній формі:

$$i = \gamma \frac{\partial \phi}{\partial N}, \quad (1)$$

де γ – електропровідність електролітичного середовища;

N – нормаль до поверхні металу, що кородує;

ϕ – потенціал.

Розглянемо електричне поле біля гетерогенного електроду, модель якого складається з 2-х ділянок довільної ширини, що відрізняються стаціонарними потенціалами [2, с. 20].

Локальний корозійний елемент представлений ділянкою з трубопроводу під ізоляційним покриттям (катод) і ділянкою з трубопроводом в тріщині під електролітом (анод) (рис. 1).

Завдяки симетричності моделі неоднорідної поверхні достатньо розглянути не всю поверхню, а

тільки її частину, між позначками $x=0$ та $x=c$, які відповідають серединам різномірних ділянок, а точка a – границя між ними. Ця частина поверхні нафтопроводу й у подальшому вважається локальним корозійним елементом.

Визначення розподілу потенціалу електричного поля в цьому випадку може бути зведено до вирішення двохмірного рівняння Лапласа:

$$\frac{\partial^2 \phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \phi}{\partial y^2} = 0, \quad (2)$$

де ϕ – потенціал; x, y – текучі координати.

Рішення рівняння (2) при визначених граничних умовах може бути отримано методом Ейлера-Фур’є. Завдання зводиться до пошуку цих функцій. У результаті тривалих перетворень отримуємо:

$$\begin{aligned} \phi(x, y) &= \frac{a(E_a - E_k) + cE_k}{c} + \sum_{k=1}^{\infty} \frac{2(E_a - E_k)}{\pi k \left(1 + \frac{\pi k}{c} L\right)} \sin \frac{\pi k}{c} a \cos \frac{\pi k}{c} x e^{-\frac{\pi k}{c} y} = \\ &= \frac{a(E_a - E_k) + cE_k}{c} + \frac{2(E_a - E_k)}{\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin \frac{\pi k}{c} a}{\left(1 + \frac{\pi k}{c} L\right) k} \cos \frac{\pi k}{c} x e^{-\frac{\pi k}{c} y}. \end{aligned} \quad (3)$$

ураховуючи, що $i = -\gamma \left(\frac{d\phi}{dy}\right)$, отримуємо рівняння для визначення розподілу щільності струму по поверхні одного локального елемента:

$$i(x) = \frac{2(E_a - E_k)}{c} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin \frac{\pi k a}{c} \cos \frac{\pi k x}{c}}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)}. \quad (4)$$

Щільність струму на поверхні локального елемента змінюється по довжині. Інтегруючи вираз від 0 до a , знайдемо анодний струм одного елемента [10] і тоді струм гальванічного елемента буде:

$$I = \frac{2\gamma(E_a - E_k)}{\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin^2 \frac{k\pi a}{c}}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)}, \quad (5)$$

Отже, розв’язане питання моделювання електрохімічної корозії сталі в тріщині ізоляційного покриття при дії агресивного щодо металу електролітичного середовища, що зводиться до визначення стаціонарного електричного поля гетерогенного електроду. Перевагою цієї моделі є можливість про-

гнозування розвитку корозії арматури за часом, що є важливим при визначенні залишкового ресурсу залізобетонної конструкції.

Товщина стінки труби є одним із основних параметрів, який впливає на залишковий ресурс конструкції. Зміна поперечного перерізу трубопроводу призводить до зміни розподілу напружень на ділянці трубопроводу і сприяє розвитку екологічно небезпечних ситуацій. Товщина стінки труби залежить від робочого тиску навантажень, структурних характеристик і запасу міцності, що включає допуск на рівномірну корозійну втрату.

Для розрахунку втрати площі перерізу при сталому перебуванні агресивного електролітичного розчину в зоні пошкодженої ізоляції розглянуто динаміку глибини корозії трубопроводу під час роботи гальванічного елемента «трубопровід з пошкодженою ізоляцією – трубопровід під ізоляційним покриттям»

$$h = \frac{V}{\pi D_0 a_y} = \frac{Kt}{7,87\pi D_0 a_y}, \quad (6)$$

де V – об'єм прокородованого металу в тріщині, см³;

D_0 – початковий діаметр арматурного стрижня, см;

K – електрохімічний еквівалент, г/А год;

t – час корозії, год.;

$7,87$ – питома вага щільність металу арматури, г/см³;

I – сила струму гальванопари, А;

a_y – довжина ділянки арматури під нормальною тріщиною, що підлягає ураженню, см.

Тож з урахуванням (5) із формули (6) маємо

$$h = \frac{K}{7,87\pi D_0 a_y} \left(\frac{2(E_a - E_k)\gamma}{\pi} \times \sum_{\kappa=1}^{\infty} \frac{1 - \cos 2 \frac{\pi \kappa \alpha}{c}}{2 \frac{\kappa \pi L}{c}} \right) t. \quad (7)$$

Корозійне ураження в тріщині по периметру круглого трубопроводу неоднакове. Для розрахунку втрати площі перерізу на ділянці внаслідок корозії можна прийняти її у вигляді еквівалентного по площі кільця товщиною $0,5 h$

$$\Delta A_s = \pi D_0 h / 2, \quad (8)$$

де ΔA_s – втрата площі перерізу.

Тоді відносна втрата площі перерізу стрижня дорівнює

$$v = \frac{\Delta A_s}{A_s} = \pi D_0 h / 2 \times \frac{4}{\pi D_0^2} = \frac{2}{D_0} h. \quad (9)$$

Ураховуючи (3), відносна втрата площі перерізу ділянки трубопроводу за часом буде

$$v(t) = \frac{2K}{7,87\pi D_0^2 a_y} \left(\frac{2(E_a - E_k)\gamma}{\pi} \times \sum_{\kappa=1}^{\infty} \frac{1 - \cos 2 \frac{\pi \kappa \alpha}{c}}{\kappa(1 + \frac{\kappa \pi L}{c})} \right) t. \quad (10)$$

На основі розробленої математичної моделі роботи гальванічного корозійного елемента на ділянці сталевго трубопроводу отримана залежність, що дає змогу розрахувати відносну втрату площі перерізу ділянки трубопроводу.

Дослідженнями підтверджено основну роль макрогальванічних пар у корозійних утратах сталі в тріщинах ізоляційного покриття. Частка корозії, що викликана роботою макрогальванічних пар у розчині 3% NaCl на досліджуваних зразках у даних умовах, становить 93,57–99,97%.

Головні висновки. Моделювання електрохімічної корозії сталі ділянки нафтопроводу в тріщині ізоляційного покриття зведено до визначення стаціонарного електрополя, що виникає при роботі макрогальванопари. Розподіл потенціалу електричного поля визначено шляхом розв'язання двохмірного диференціального рівняння Лапласа.

На основі моделювання електрохімічної корозії сталі розроблено залежність, що дає змогу розрахувати втрату площі перерізу сталевго нафтопроводу в тріщині ізоляційного покриття. Залежність базується на реальних параметрах, отриманих неруйнівним методом при обстеженні конструкції.

Розроблені залежності дають можливість раціонально спланувати ремонтні роботи, прогнозувати реальні строки роботи конструкції, переглянути режим експлуатації тощо.

Перспективи використання результатів дослідження. Перевагою отриманої моделі є можливість прогнозування розвитку корозії за часом, отримання необхідних розрахункових параметрів на конструкціях, що експлуатуються, неруйнівним способом. Розбіжність результатів експериментальних даних і розрахованих за запропонованою математичною моделлю в середньому становить 11%.

Досліджуючи динаміку втрати перерізу трубопроводу на ділянці в тріщині ізоляційного покриття, плануємо розробити методику оцінювання залишкового ресурсу ділянок трубопроводу за несучою здатністю і придатністю до подальшої експлуатації. Оцінювання втрат площі перерізу ділянки трубопроводу дає можливість раціонально спланувати ремонтні роботи, прогнозувати реальні строки роботи конструкції, переглянути режим експлуатації.

Література

1. Поляков С. 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. Визначення залишкового ресурсу тривало експлуатованих нафтопроводів із врахуванням наявних корозійних дефектів та умов експлуатації. Науковий вісник: ІФНТУНГ. 2012. № 2 (32). С. 58–66. URL: <http://nv.nung.edu.ua/sites/nv.nung.edu.ua/files/journals/032/12zaydue.pdf>.

3. Rihan Omar Rihan. Electrochemical Corrosion Behavior of X52 and X60 Steels in Carbon Dioxide Containing Saltwater Solution. *Materials Research*. 2013. Vol. 16 (1). P. 227–236. DDOI: 10.1590/S1516-14392012005000170.
4. Степова О.В. Техногенна безпека експлуатації магістральних нафтопроводів. Збірник наукових праць (галузеве машинобудування, будівництво). Вип. 2 (30). Полтава: ПолтНТУ, 2011. С. 266–269.
5. 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.
6. Беккер М.В. Обеспечение надёжной работы нефтетранспортной системы ДК «Укратранснефть». Сборник докладов научно-практического семинара (Киев, 17–18 апреля 2007 г.). Киев: Институт электросварки им. Е.О. Патона, 2007. С. 3–5.
7. Корнієнко С.В. Ресурси підземного геологічного простору України. Вісник Київського університету. Серія «Геологія». 2008. № 43. С. 35–37.
8. Корнієнко С.В. Проблеми впливу ґрунтового середовища на корозію магістральних нафтопроводів України. Вісник Київського університету. Серія «Геологія». 2009. № 46. С. 42–43.
9. Миняйло И.В. Определение скорости коррозии металла труб на газопроводе Уренгой-Челябинск. Известия Высших учебных заведений. Серия «Нефть и газ». 2009. № 6. С. 52–58.
10. Инструкция по определению скорости коррозии металла стенок корпусов сосудов и трубопроводов на предприятиях Миннефтехимпрома СССР. Волгоград, 1983. 124 с. URL: <http://meganorm.ru/Data2/1/4293801/4293801208.htm>.
11. URL: <https://all4study.ru/proizvodstvo/raschet-utoneniya-stenki-za-schet-korrozii.html>.
12. Bridgeman J. Erosion/corrosion data handling for reliable NDE. *Nuclear Eng. And Design*. 1991. V. 131. P. 285–297.
13. Lee H. 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. 2003. August 17–22. P. 1–8.
14. Moolayil T.M. Mitigation of degradation of high energy secondary cecele 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. Мулайил Т.М. К вопросу о коррозии под действием потока. Атомная техника за рубежом. 2008. № 12. С. 16–21.
16. Бараненко В.И. О расчете скорости эрозионно-коррозионного износа и остаточного ресурса трубопроводов АЭС. Известия вузов. Серия «Ядерная энергетика». 2010. № 2. С. 55–63.
17. Воробьева Г.Я. Коррозионная стойкость материалов в агрессивных средах химических производств. Справочник по химии. Москва: Химия, 1975. 816 с.
18. Романов В.В. Методы исследования коррозии металлов. Москва: Металлургия, 1965. 280 с.
19. Земенков Ю.Д. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. Москва: Инфра-Инженерия, 2006. 928 с. URL: <https://books.google.com.ua/books/false>.
20. Stepova O. 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*. 2017. Vol. 2. No 1 (86). P. 15–20. URL: <http://journals.uran.ua/eejet/article/view/96425>.