

## **ТЕХНОГЕННА БЕЗПЕКА ЕКСПЛУАТАЦІЇ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ**

*Запропоновано метод оцінювання залишкового ресурсу техногенно безпечної експлуатації магістральних нафтопроводів, що експлуатуються за умов потрапляння електролітичних середовищ на пошкоджені ділянки нафтопроводу, на основі контролю деяких електрохімічних параметрів.*

**Ключові слова:** магістральний нафтопровід, виразки, залишковий ресурс, екологічна безпека.

**Постановка проблеми.** Існуюча система нафтопроводів України знаходиться в експлуатації в середньому від 20 до 42 років залежно від терміну введення в дію її складових. За час експлуатації значна частина магістральних нафтопроводів і технологічного обладнання вичерпала свій ресурс, неодноразово підлягала поточному та капітальному ремонту і застаріла морально. Запроектвані й виготовлені відповідно до вимог нормативних документів трубопроводи повинні бути стійкими до дії середовища. Але дефекти при виготовленні, ураження сприяють початку і розвитку корозійних процесів на трубопроводі.

Однією з найсерйозніших проблем експлуатації магістральних трубопроводів є їх аварійність – непередбачена відмова лінійної частини трубопроводу, що супроводжується катастрофічним впливом на навколишнє середовище.

Підвищення надійності експлуатації й обслуговування об'єктів нафтопроводів для забезпечення техногенної безпеки, а отже, й екологічно безпечного функціонування нафтопровідної системи досягається за рахунок постійного виконання комплексу робіт, до складу яких входить визначення залишкового ресурсу експлуатації об'єктів магістральних нафтопроводів. Такі конструкції потребують особливої уваги, періодичного моніторингу їх працездатності та оцінювання залишкового ресурсу.

Тому оцінювання залишкового ресурсу магістральних нафтопроводів є актуальною проблемою, враховуючи те, що з кожним роком таких конструкцій стає все більше.

**Аналіз останніх досліджень.** Аналіз літератури [1–6] показав, що прогнозування залишкового ресурсу трубопроводів являє собою багатофакторне завдання визначення гранично допустимого стану їх працездатності. На даний час немає обумовлених критеріїв гранично допустимого стану елементів магістральних трубопроводів, що знаходяться в експлуатації більше 200 тисяч годин, а також методів прогнозування залишкового ресурсу з необхідною достовірністю [2].

Існуюче нормативне забезпечення з безпечної експлуатації трубопроводів не регламентує у повному обсязі проведення комплексного аналізу стану трубопроводів для визначення їх залишкового ресурсу, тому що не враховує технічні характеристики та параметри, що змінилися у процесі експлуатації під впливом експлуатаційних факторів, серед яких є корозійний знос [7].

Гарантування екологічно безпечної експлуатації трубопроводів багато в чому є проблемою підвищення їхньої надійності та довговічності і є складним комплексним завданням, що містить у собі з'ясування технічних, технологічних, економічних й організаційних аспектів. Незважаючи на те, що цій проблемі присвячені численні дослідження вітчизняних і закордонних авторів, у цей час вона ще повністю не розв'язана й багато питань залишаються відкритими [8, 9].

Існують пропозиції з оцінювання залишкового ресурсу на ймовірнісних показниках щодо відмови конструкції. Але розглянуті методи відбивають загальні підходи до визначення залишкового ресурсу або потребують значних експериментальних досліджень для отримання статистичних характеристик деградаційних процесів на поверхні трубопроводу.

**Виділення не розв'язаних раніше частин загальної проблеми.** Залишається не розв'язаною проблема оцінювання залишкового ресурсу безпечної експлуатації трубопроводу з урахуванням законів електрохімічної кінетики корозії металу

трубопроводу. У даній ситуації визначення глибини корозії трубопроводу, а отже, й залишкового ресурсу з використанням електрохімічних законів є конкретним підходом, що дозволить характеризувати цей процес.

**Формулювання цілей роботи.** Метою даної роботи є отримання залежностей для розрахунку залишкового ресурсу безпечної експлуатації трубопроводів на основі замірів електрохімічних характеристик трубопроводу при потраплянні електролітичних розчинів на ділянки, де порушена ізоляція трубопроводу.

**Виклад основного матеріалу.** Різноманітні обстеження трубопроводів показали, що термін їх екологічно безпечної експлуатації значною мірою залежить від корозійної стійкості металу.

Значна частка аварійності викликана корозійними процесами. Напрямом забезпечення безаварійної роботи підземних трубопроводів є захист їх поверхні від ґрунтової корозії. Із цією метою поверхню трубопроводів захищають відповідними покриттями. У процесі експлуатації під дією зовнішніх шкідливих факторів захисне покриття руйнується. Практично ізоляційні покриття не забезпечують повного захисту підземного нафтопроводу, що пояснюється дефектами в самому покритті, через що на ділянках трубопроводу з порушеною ізоляцією і на ділянках, де ізоляція не порушена, встановлюється електрохімічний контакт.

Відомо, що підземні трубопроводи являють собою типову багатоелектронну корозійну систему у вигляді розташованих по їх поверхні мікро- та макрогальванічних пар, ефективність роботи яких визначається величиною електричних потенціалів окремих ділянок трубопроводів. Виникнення корозійного струму між анодними і катодними ділянками обумовлено впливом цілого комплексу факторів. Практично умови для корозії поверхні нафтопроводів мають місце завжди. Висока агресивність ґрунту, наявність дефектів у ізоляції здатні значною мірою посилити корозійні процеси на зовнішній поверхні труби.

Усе це вказує на те, що екологічна безпека вітчизняних нафтопроводів не гарантується і потребує подальшого пошуку ефективних методів та заходів.

Як тільки встановлено факт порушення покриття – виникає питання прогнозування часу витоку нафти в зв'язку з корозією трубопроводу.

Розв'язування питань своєчасного виявлення корозії трубопроводу, визначення її швидкості й зони поширення пов'язано зі значними труднощами. Товщина стінки труби залежить від робочого тиску навантажень, структурних характеристик і запасу міцності, що включає допуск на рівномірну корозійну втрату. Запас міцності встановлюється в цілому, виходячи з наявного досвіду, хоча потрібне точне прогнозування процесу корозії трубопроводу після його засипання ґрунтом.

Одним з основних напрямів забезпечення екологічної надійності магістральних нафтопроводів є розроблення методики оцінювання залишкового ресурсу безпечної експлуатації нафтопроводів за допомогою моніторингу електрохімічних параметрів.

Відповідно до закону Фарадея корозійна втрата металу розраховується за формулою

$$M = KIt, \quad (1)$$

де  $M$  – маса металу;  $I$  – вихідний струм;  $t$  – час;  $K$  – електрохімічний коефіцієнт металу.

Помічено, що локальна корозійна виразка звичайно має круглу форму. Розглянемо корозійну виразку на трубі в вигляді рівностороннього конуса, що рівномірно розростається. Припустимо, що на останній фазі зовнішній діаметр корозійної виразки дорівнює товщині стінки труби або глибині  $H_p$  виразки. Звідси

$$H_p = \frac{Kit}{0,167D}, \quad (2)$$

де  $D$  – питома вага металу;  $i$  – щільність струму, який проходить через площу поперечного перерізу поверхні виразки,  $i = \frac{I}{a}$ ;  $a$  – площа поперечного перерізу поверхні виразки,

$$a = \pi H^2 / 2. \quad (3)$$

Для виведення рівняння (2) у ліву й праву частини рівняння (1) були підставлені  $M = \frac{\pi D H^3}{12}$  і  $KIt = \frac{\pi K H^2 i t}{2}$ , де  $H_p$  – глибина (діаметр) корозійної виразки;  $V$  – об’єм корозійної виразки.  $V = \pi H^3 / 12$ .

На кородуючій трубі існує множина корозійних виразок, нерівномірно розташованих вздовж неї. Площа поверхні корозійної виразки збільшується, в результаті знижується щільність струму і відповідно швидкість корозії. Далі з рівняння (2) видно, що  $H_p$  не залежить від довжини труби або її діаметра, тобто ця функція тільки часу й щільності струму. З метою подальшого аналізу припустимо, що обидва кінці труби заземлені, а труба має одну корозійну виразку посередині. Тоді для випадку, коли електричні потенціали лівої й правої частин ланцюга рівні, електричний струм через дефект у трубі відповідно до закону Кірхгофа можна виразити таким чином:

$$I = I_1 + I_p = \frac{2(U_n - U_p)}{R_g + R_p + R_n} = \frac{2\Delta U}{R_g + R_p + R_n}, \quad (4)$$

де  $\Delta U$  – різниця потенціалів в розімкненому елементі між заземленою точкою труби і дефектом в трубі, дорівнює  $U_n - U_p$ ;  $R_n$  – електричний опір труби, рівний  $R_{p1} = R_{p2}$ ;  $R_g$  – опір контакту «земля – ґрунт» на обох кінцях труби, рівне  $R_{g1} = R_{g2}$ .

Лабораторним шляхом доведено, що електричний опір дефекту обмеженого розміру більше  $10^3$  Ом [10]. Тому опір такого дефекту буде значно більшим, ніж опір труби та контакту системи «труба – ґрунт»  $R_n > R_g > R_p$ .

Опір контакту системи «труба – ґрунт» у місці дефекту розраховується як

$$R_n = \frac{\rho}{2\pi H}, \quad (5)$$

де  $\rho$  – питомий опір ґрунту;  $H$  – діаметр виразки.

Опустивши  $R_g$  і  $R_p$  у рівнянні (4) як украй малі величини порівняно з  $R_n$  і виразивши величину  $I$  як  $\pi i H^2 / 2$ , одержимо

$$i = \frac{8\Delta U}{\rho H}. \quad (6)$$

Для випадку з декількома зростаючими дефектами вздовж труби рівняння (6) буде виглядати як

$$i = \frac{8\Delta U}{\rho H n}, \quad (7)$$

де  $n$  – кількість дефектів на трубі.

З рівняння (7) видно, що питомий опір ґрунту й загальна площа поверхні труби в місці дефекту покриття визначають щільність струму. Рівняння (7) характеризує зростання кількості витоків після того, як трапився перший із них. З початком корозії її продукти утворюють контакт із ґрунтом, що має знижений опір, і швидкість корозії зростає. З іншого боку, збільшення площі перетину поверхні корозійних виразок сповільнює корозію. Коли корозійна виразка проникає через всю товщину стінки, то зменшується загальна площа перетину поверхні, на яку впливає джерело струму. У більшості випадків швидкість поширення корозії знову зросте внаслідок витоків продуктів, що перекачується.

Комбінування рівнянь (2) і (7) дозволяє визначити час до першого витоків

$$t = \frac{H^2 D n \rho}{48 K \Delta U}. \quad (8)$$

Запишемо формулу (2) у вигляді  $H_p \times 0,167 D = KIt$ , звідси

$$t = \frac{H_p 0,167 D}{Ki}. \quad (9)$$

Ураховуючи, що  $i = \frac{I}{a}$ ,  $a = \frac{\pi H^2}{2}$ , маємо  $i = \frac{I2}{\pi H^2}$ .

Підставивши значення  $I$  у формулу (9), отримаємо формулу для розрахунку прогнозування корозії для однієї виразки

$$t = \frac{H_p 0,167D\pi H^2}{KI2}, \quad (10)$$

де  $H_p$ –глибина корозійної виразки;  
 $D$ –діаметр трубопроводу;  
 $H$ –діаметр виразки;  
 $K$ –електрохімічний коефіцієнт металу;  
 $I$ –вихідний струм.

У випадку декількох прогресуючих виразок розрахунок прогнозування корозії буде

$$t = \frac{H_p 0,167D\pi H^2}{KI2n}, \quad (11)$$

де  $n$ –кількість прогресуючих виразок.

Значення струму гальванопари може бути отримано після замірів необхідних електрохімічних параметрів на реальній конструкції за розробленою методикою [11].

Критичний час до першого прориву трубопроводу визначається за формулою

$$T = t - t_e, \quad (12)$$

де  $t$  – час до першого витoku нафти, рік;

$t_e$  – час перебування трубопроводу в даних умовах.

**Висновки.** Розроблена методика прогнозування критичного часу служби нафтопроводу, розрахунки за якою дозволяють визначити найбільш небезпечні ділянки важливих проривів нафтопроводу і таким чином виявити місця особливої екологічної небезпеки довшістю.

#### Література

1. Об оценке ресурса длительно работающего оборудования ТЭС / В.В. Кривенюк, В.Е. Добровольский, В.И. Ткачев, И.П. Дуравкин, С.С. Солдатов // Энергетика и электрификация. – 2003. – №3. – С. 22–25.
2. Добровольский, В.Е. Методы исследования поврежденности металла энергооборудования / В.Е. Добровольский, И.П. Дуравкин, С.С. Солдатов // Тезисы докладов 4-й национальной конференции «Неруйнівний контроль та технічна діагностика» / НКТД. – К.: УТНКТД, 2003. – С. 86–87.
3. ГҚД 34.17.401. Контроль та продовження строку служби металу устаткування теплових електростанцій. Типова інструкція. Частина 1. Котли, турбіни та трубопроводи.
4. СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401. Контроль металу і продовження терміну експлуатації основних елементів котлів, турбін і трубопроводів. Типова інструкція. Строк перевірення 2010 рік. – К., 2005. – 75с.
5. Дуравкін, І.П. Прогнозування понад паркового залишкового ресурсу головних паропроводів ТЕС: автореф. дис. канд. техн. наук: 01.02.04 / І. П. Дуравкін // НТУУ «КПІ». – К., 2009. – 20 с.
6. Цыбенко, А.С. Оценка долговечности длительно эксплуатирующихся энергомашиностроительных конструкций на основе напряженно-деформированного состояния / А.С. Цыбенко // Вісник Дніпропетровського національного університету залізничного транспорту ім. академіка В. Лазаряна. – 2006. – №13. – С. 165–167.
7. Комплексна програма наукових досліджень «Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин» // Наука та інновації. – 2007. – Т3. №3. – С. 81–99.
8. Кривенко, Г.М. Прогнозування екологічного та технічного ризиків при експлуатації магістральних нафтопроводів з пересіченим профілем траси: автореф. на здобуття наук. ступ. канд. техн. наук. / Г.М. Кривенко // – Івано-Франківськ: Івано-Франківський національний університет нафти і газу 2005. – 23с.
9. Кутуков, С.Е. Технологический и экологический мониторинг систем магистрального транспорта и промышленного сбора нефти. Практика и перспективы совершенствования / С.Е. Кутуков // Безопасность жизнедеятельности. Приложение. – 2004. – №8. – С. 1–16.

10. Прогнозирование коррозии подземного трубопровода: экспрес-информация. Серия "защита от коррозии и охрана окружающей среды". Вып.5. – М., 1991. – 24 с.

11. Бондар, В.О. Математичне моделювання корозії залізобетонних конструкцій в тріщинах транспортних споруд // В.О. Бондар, О.В. Степова // Матер. Междунар. науч.-техн. конф. «Современные технологии и материалы в дорожном хозяйстве». – Х.: ХНАДУ, 2006. – С.48–52.

Надійшла до редакції 17.10. 2011

© О.В. Степова

**Е.В. Степовая, к.т.н., доцент**

*Полтавский национальный технический университет имени Юрия Кондратюка*

### **ТЕХНОГЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ**

*Предложен метод оценки остаточного ресурса техногенно безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов, которые эксплуатируются в условиях попадания электролитических сред на поврежденные участки нефтепровода, на основании контроля некоторых электрохимических параметров.*

**Ключевые слова:** магистральный нефтепровод, повреждения, остаточный ресурс, экологическая безопасность.

**O.V. Stepova, candidate of technology, associate professor**

*Poltava National Technical University named after Yuri Kondratyuk*

### **CAUSED SAFETY OPERATION OF MAIN OIL PIPELINES**

*The method of assessing the residual life of an environmentally safe operation of pipelines, which operate under conditions hit electrolytic environments in the damaged pipeline segment, based on the control of some electrochemical parameters.*

**Keywords:** main pipeline, ulcers, residual life, environmental safety.