

В.А. КЮСАК, В.Ф. ІСАЄВ, С.С. ПАЛЬЧИК
Одеська державна академія будівництва та архітектури

ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕРМІНУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРУБОПРОВОДУ ПІСЛЯ АВАРІЙНОГО РЕМОНТУ

Статистика показує, що кількість аварій на трубопроводах має тенденцію до зростання. Відмови викликані в основному корозійним зносом і старінням трубопроводів, недосконалими конструктивними рішеннями, виробничими дефектами труб, дефектами будівельно-монтажних і ремонтних робіт, виною обслуговуючого персоналу й іншими причинами. Різноманітні дефекти на стінках трубопроводу, згруповані або суцільні корозійні виразки знижують несучу здатність трубопроводу й можуть призвести до поломок. Аварії з розривом трубопроводу трапляються відносно рідко, але навіть незначний розрив може завдати величезної шкоди через забруднення навколишнього середовища, можливі вибухи та пожежі, загибель людей і порушення поставок нафти, газу й нафтопродуктів споживачам. Таким чином, підтримка цілісності лінійної частини трубопроводів є однією з головних проблем трубопровідного транспорту. Часто трубопроводи, особливо промислові, мають перфораційні розломи. Тому швидке та якісне усунення цих пошкоджень має велике значення.

Аварії внутрішньопромислових трубопроводів часто супроводжуються великими втратами нафти й забрудненням навколишнього середовища. Тому проблема аварійного ремонту нафтопромислових трубопроводів є дуже важливою та актуальною. Найбільш простим і поширеним способом усунення аварійних ситуацій на діючих трубопроводах є застосування різного роду накладних елементів і сталевих заглушок.

Наявні методи прогнозування ресурсу трубопроводу з урахуванням циклічного навантаження базуються на відомому рівнянні малоциклової втоми Коффіна-Менсона. При цьому початковими основними параметрами є амплітуда деформації ϵ та відносне звуження ψ . Такий підхід доцільний для обмежених типів елементів конструкції, для яких можна визначити локальні (у місці дефекту) значення ϵ та ψ . Оцінювання локального значення ϵ для конструктивних елементів трубопроводів є проблематичним хоча б тому, що радіуси більшості вершин дефектів практично не можуть бути визначені. У роботі запропоновано метод оцінювання малоциклової втоми довговічності пошкоджених труб після аварійного ремонту.

Ключові слова: аварійний ремонт, ресурс трубопроводу, рівняння Коффіна-Менсона.

V.A. KIOSAK, V.F. ISAIIEV, S.S. PALCHYK
Odesa State Academy of Civil Engineering and Architecture

FORECASTING THE DURATION OF OPERATION OF THE PIPELINE AFTER AN EMERGENCY REPAIR

Statistics show that the number of accidents at pipelines tends to grow. The failures are caused mainly by corrosion deterioration and ageing of pipelines, imperfect design solutions, manufacturing defects in pipes, defects in construction-assembly and repair works, fault of operating personnel and other reasons. Various defects on the pipeline walls, grouped or continuous corrosion sores reduce the pipeline's load-bearing capacity and can lead to failures. Pipeline rupture accidents are relatively rare, but even a minor rupture can cause enormous damage due to environmental contamination, possible explosions and fires, loss of life and the disruption of oil, gas and petroleum product supplies to customers. Maintaining the integrity of the linear part of pipelines is therefore one of the main challenges in pipeline transport. Often pipelines, especially industrial pipelines, develop perforating faults. Therefore, prompt and qualitative elimination of these damages is of great importance.

The breakdowns of in-field pipelines are often accompanied by big losses of oil and pollution of the environment. Therefore, the problem of emergency repair of oil-field pipelines is very important and urgent. The most simple and widespread way to eliminate emergency situations at operating pipelines is to apply different kinds of overlaying elements and steel plugs.

The existing methods for prognosis of pipeline life taking into account cyclic loading are based on the known Coffin-Manson low-cycle damage equation. In this case the initial basic parameters are amplitude of deformation ϵ and relative contraction ψ . From our point of view, such approach is expedient for limited types of structural elements, for which it is possible to determine local (in the defect place) values of ϵ and ψ . The estimation of local value ϵ for structural elements of pipelines is problematic if only because radii of most defect tops practically cannot be determined. In the paper a method of evaluation of low cycle fatigue life of damaged pipes after emergency repair is proposed.

Key words: emergency repair, pipeline life taking, Coffin-Manson equation.

Постановка проблеми

Використання трубопроводів для транспортування великої кількості природного газу для промислових і комерційних цілей і побутових споживачів є надійним способом транспортування енергії. Надійність трубопровідного транспорту визначає неперервність роботи підприємств. Незважаючи на зростаючі вимоги до будівництва й експлуатації промислових трубопроводів, аварії на діючих газопроводах трапляються з різних причин (недоліки будівельно-монтажних робіт, брак виробництва труб і трубопровідної арматури, корозія, природні явища, порушення правил експлуатації тощо) і їх ліквідація пов'язана з тимчасовою зупинкою газопроводів.

Тому збереження працездатності лінійної частини трубопроводів є однією з основних проблем трубопровідного транспорту. Велике значення має оперативне та якісне усунення пошкоджень, що виникли, так як аварії та аварійні зупинки супроводжуються значними економічними втратами й забрудненням довкілля.

Найбільш простим і поширеним методом усунення аварійних ситуацій на діючих трубопроводах є застосування різного роду накладних елементів. Сучасні технології застосування ремонтних накладних елементів знижують ресурс безпечної експлуатації трубопроводів, а деякі з них застосовуються як тимчасові. Наявні методи прогнозування ресурсу трубопроводів з урахуванням циклічного навантаження базуються на відомих рівняннях малоциклової втоми Коффіна-Мэнсона.

Рівняння малоциклової втоми Коффіна-Мэнсона є базовою основою для наявних методів прогнозування ресурсу трубопроводів з урахуванням циклічного навантаження. Це рівняння пов'язує вихідні базові параметри – амплітуду деформацій ϵ та відносне звуження ψ . З погляду можливості визначення практично оцінювання локального значення ϵ для конструктивних елементів трубопроводу проблематичним через труднощі знаходження радіуса закруглення більшої вершин дефектів. Тому такий метод є доцільним для таких конструктивних елементів, для яких ми можемо визначити в місці дефекту локальні значення ψ і ϵ .

Під час дослідження ресурсу трубопроводу після аварійного ремонту з використанням накладних елементів такі виміри зробити важко. Ці складності призводять до того, що регламентовані методи розрахунку малоциклової довговічності трубопроводів в основному варто зараховувати до категорії теоретичних принаймні для об'єктів трубопровідного транспорту.

Сказане визначає необхідність пошуку інших підходів до оцінювання довговічності трубопроводів. Тому завдання розроблення методики оцінювання малоциклової довговічності труб із пошкодженнями, які аварійно відремонтовані із застосуванням накладних елементів, і її застосування для прогнозування строку служби газопровідних труб, що розглядається в роботі, є актуальним.

Аналіз останніх досліджень та публікацій

Різноманітні причини й типи відмов, що викликані корозією, були предметом дослідження великої групи вчених і широко відображені в науковій літературі. Корозійний вплив містить значну загрозу для систем трубопроводів, яка може привести до втрат герметичності. Різні типи підходів до аналізу причин корозії вивчені в роботі [1] для механічних систем. Отримані ними дані використовували для прогнозування аварій. Різні типи оцінок аварійних ситуацій застосовували з урахуванням їх особливостей для різного роду пошкоджень. Запропоновано декілька наукових методів задля контролю появи тріщин під впливом навколишнього середовища з критеріями оцінювання строку служби залежно від умов експлуатації [2].

Розрахунки на міцність елементів конструкцій, що перебувають під дією довготривалих циклічних навантажень, подано в роботі [3], де припускали бездефектність матеріалів і втомне руйнування в класичному розумінні цього явища. Також відомі експериментальні дослідження, за результатами яких учені будували граничні діаграми циклічної міцності елементів конструкцій із тріщинами, тобто їх залишкової циклічної міцності [4].

У дослідженнях [5] розроблена автоматична система оцінювання аварійних ситуацій на трубопроводах, яка дає можливість оператору в режимі реального часу приймати необхідні рішення. Можливості системи оцінювання аварійних ситуацій можуть бути модернізовані у звичайних системах шляхом отримання даних за допомогою спектрального аналізу та спеціальних приборів. У праці [6] дослідники описали різні причини витончення стінок труб, а також розробили методи їх ремонту й прогнозування швидкості витончення стінки на основі даних вимірювання. У результаті кропіткої праці вчені з різних країн зуміли узагальнити й об'єднати різні методи прогнозування ресурсу для різних видів труб, які використовуються в газопровідних системах. Модель для оцінювання технічного стану трубопровідних систем підводного залягання запропонована в роботі [7].

Я. Сікорська, М. Ходкевич, Л. Ма в статті розглянули можливості використання для інженерних завдань бізнес моделі тривірневого процесу. Запропонований метод дає змогу обрати підходу модель для опису тривірневої моделі аварійної ситуації [8]. У роботі [9] запропоновано новий підхід прогнозування пластичного руйнування труб із використанням методу скінченних елементів для 24-дюймової труби. Побудова моделей, основаних на статистичних даних для оцінювання аварійних ситуацій, запропонована в статті [10]. Проста модель зростання тріщин під час прогнозування аварійних ситуацій у газотранспортній системі з використанням байєсівської мережі й методу скінченних елементів використана в праці [11].

В Україні вагомий науковий внесок у вирішення цього питання зробили такі вчені, як А. Айбиндер, П. Бородавкін, А. Коршак, В. Курочкін, Н. Малюшин, В. Грудз, Д. Тимків, Л. Шлапак, В. Івасів, Є. Крижанівський, Б. Білобран. Варто відзначити, що в наукових працях [12; 13] досліджено вплив режимних параметрів роботи неізотермічного газопроводу на його пропускну здатність, розглянуто проблеми прогнозування довговічності трубопроводів з урахуванням малоциклових навантажень. В Інституті електрозварювання ім. Є.О. Патона розроблено метод уварювання в ділянку трубопроводу з одношарових труб багатошарових вставок. У разі руйнування цієї ділянки внутрішнім тиском цей метод дає змогу зупинити лавинний процес поширення тріщини в багатошарових вставках.

На основі ймовірнісних методів в Україні розроблено галузевий стандарт прогнозування технічного стану механічних систем, який допускає застосування й для труб [14].

Сьогодні проведено численні нові дослідження дефектів труб і прогнозів аварійних ситуацій газопроводів на основі статистичних даних за допомогою сучасних методів з урахуванням різних факторів. Але питання експлуатаційної надійності й довговічності роботи газопроводів є досить значимим і важливим, тому потребує подальшого детального та поглибленого вивчення з використанням нових наукових досягнень.

Мета дослідження

На діючих магістральних трубопроводах процес корозійного розтріскування під напруженням розтягнутий у часі на десятки років. Сьогодні, коли внутрішній тиск і діаметр труб зростає, цей процес «молодшає», викликаючи руйнування після 20 й менше років роботи труби.

Щоб процес формування тріщини міг відбутися, необхідна одночасна наявність таких факторів:

- дія циклічних напружень достатньої кількості;
- корозійно-активне середовище;
- матеріал, який неспроможний до опору корозії (трубні сталі належать до таких матеріалів).

Процес виникнення й розвитку тріщини можна поділити на три етапи: ініціювання, розповсюдження (стабільне повільне і швидке катастрофічне) та зупинка. На кожному з етапів після виявлення ділянки руйнування вони підлягають ремонту. Одним із основних методів ремонту є застосування накладних елементів (ремонтних гільз, хомутів, латок тощо) і сталевих заглушок. Такий ремонт вважають тимчасовим.

Мета дослідження полягає в такому:

- аналізі умов експлуатації магістральних трубопроводів і встановлення основних причин їх руйнування;
- вивченні ефективності ремонтів за допомогою накладних елементів;
- наведенні прикладу з підрахунком кількості циклів навантаження, які пройдуть до руйнування аварійної ділянки після ремонту із застосуванням накладних елементів.

Виклад основного матеріалу дослідження

Газотранспортна система України знаходиться в експлуатації в середньому від 30 до 52 років залежно від терміну введення в дію її складників. За час експлуатації значна частина магістральних газопроводів і технологічного обладнання вичерпала свій ресурс, неодноразово підлягала поточному та капітальному ремонтам і застаріла морально.

Указані терміни експлуатації газопроводів та об’єктів газотранспортної системи вимагають вкладення значних коштів для підвищення надійності й підтримки їх у технічному справному стані, виконання технологічних регламентів з перекачування газу. Зменшення об’ємів прокачки газу через газотранспортну систему, нерівномірність навантаження стає ще одним джерелом для підвищення аварійності трубопроводів.

У світі для обліку аварій на трубопроводах існують різні організації. Мета цих організацій реєстрація, систематизація та аналіз причин несправностей у газопроводах.

У 1982 році шість європейських операторів газотранспортних систем виступили з ініціативою збору даних про ненавмисні викиди газу із систем транспортних трубопроводів. Ця співпраця офіційно оформлена шляхом створення EGIG (Європейська група даних про аварії на газопроводах).

Мета цієї ініціативи полягала в тому, щоб забезпечити широку основу для розрахунків показників безпеки трубопровідних систем у Європі, таким чином забезпечуючи достовірну картину кількості, частоти й характеру інцидентів. Сьогодні EGIG об’єднує сімнадцять операторів газотранспортних систем Європи та має велику, зібрану з 1970 року базу даних про інциденти на газопроводах. Згідно зі звітом EGIG, причини аварій на європейських газопроводах розподілені так (рис. 1).

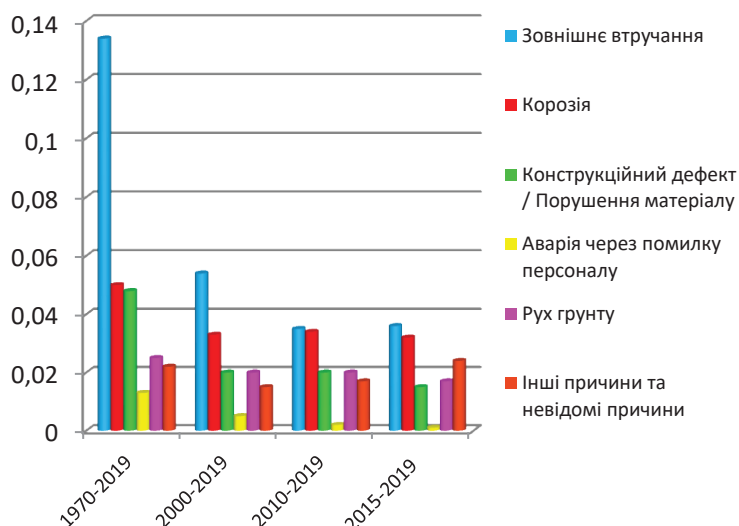


Рис. 1. Причини первинних відмов на європейських газопроводах (згідно зі звітом EGIG [15])

Рис. 1 демонструє частоту відмов за причиною інциденту. Хоча частота відмов зменшилася з роками, загальна тенденція розподілу витоків за причинами залишилися незмінними: в основному були аварії, які викликані зовнішнім втручанням.

З діаграми видно, що ще одна з механічних поломок, що зустрічаються найчастіше в різних газових трубопроводах, викликана корозією обладнання й систем.

Рис. 2 показує, що корозія в більшості випадків призвела до витoku з малих отворів або тріщин. Помічена дуже мала кількість отворів і лише один розрив трубопроводу. Цей розрив на трубопроводі, побудованому до 1954 року, викликаний внутрішньою корозією трубопроводу, який спочатку використовувався для транспортування коксового газу й не є репрезентативним для звичайних випадків корозії.

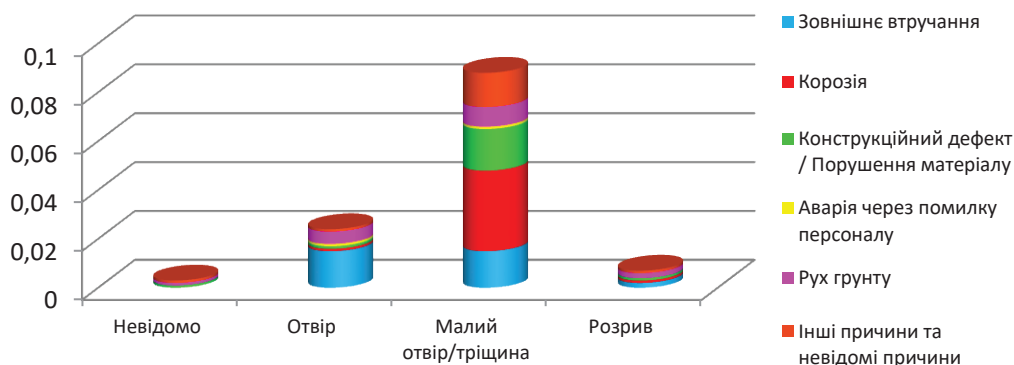


Рис. 2. Первинна частота несправностей, причина й розмір витoku (2010–2019) [15]

Для запобігання більшості відмовам у повсякденній роботі наземних і морських об'єктів розроблені та застосовуються численні внутрішні технічні вдосконалення. Методи й методології аварійних робіт постійно змінюються залежно від місцевих вимог з урахуванням наявного обладнання та персоналу для його використання. Незмінним залишається прагнення підвищення надійності ремонтів, забезпечення гарантійного строку експлуатації з одночасним зниженням собівартості ремонтних робіт.

Розглянемо закономірності багатоциклової та малоциклової втоми металу стосовно трубних сталей з урахуванням особливостей напруженого стану металу конструктивних елементів трубопроводів.

Під втомою металу розумітимемо ступінь пошкоджуваності структури металу за багаторазової дії напруг. Напруги можуть бути нормальними, дотичними або еквівалентними. Необхідно враховувати, що граничні напруги, що багаторазово прикладаються, для найбільш поширених вуглецевих і низьколегованих сталей у кілька разів менші за руйнівні напруги за одноразового навантаження.

Більшість запропонованих рівнянь малоциклової втоми пов'язують число циклів до руйнування N , амплітуду пластичних деформацій ε_{nl} , граничну деформацію ε_{np} . Зокрема, такими є рівняння Орована:

$$N\varepsilon_{nl} = const ; \tag{1}$$

Коффіна-Менсона:

$$N^{m_u} \varepsilon_{nl} = C_u , \tag{2}$$

де m_u та C_u – константи.

Константа C_u пов'язана з граничною пластичністю металу:

$$C_u = \frac{1}{2} \varepsilon_{np} = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{1}{1-\psi} \right), \tag{3}$$

де ψ – відносне звуження в разі розриву зразка.

Підставляючи в рівняння Коффіна-Менсона сумарну амплітуду деформацій $\varepsilon = \varepsilon_{nl} + \varepsilon_y$, де ε_y – амплітуду пружної деформації, рівняння довговічності записують у такому вигляді:

$$\varepsilon = \frac{1}{4} \frac{1}{m_u \sqrt{N}} \cdot \varepsilon_{np} + \frac{\sigma_{-l}}{E}, \quad (4)$$

де σ_{-l} – межа втоми.

Іноді це рівняння подають в умовних напругах:

$$\sigma_a^* = \varepsilon \cdot E = \frac{1}{4} \frac{1}{m_u \sqrt{N}} \cdot \varepsilon_{np} + \sigma_{-l}. \quad (5)$$

Показник ступеня m_u в цих формулах залежить від механічних характеристик металу. Сталі з високим показником m_u характеризуються нижчим відношенням тимчасового опору до межі плинності. Наприклад, із підвищенням σ_s з 700 до 1400 МПа коефіцієнт m_u змінюється від 0,50 до 0,65. Ця залежність апроксимується формулою: $m_u = 0,5 + 0,0002 (\sigma_s - 700)$. Зауважимо, що параметр m_u корелює з коефіцієнтом деформаційного зміцнення m . За $m < 0,15$ $m_u = 0,2$. За $m > 0,15$ параметр m_u лінійно залежить від коефіцієнта деформаційного зміцнення: $m_u = 0,2 + 2,4 (m - 0,125)$ [14].

Менсон на основі деформаційного та силового критеріїв запропонував більш загальне рівняння малоциклової втоми в амплітудах повної деформації:

$$\varepsilon_a = SN^{-s} + TN^t,$$

де S , s , T й t – константи матеріалу, причому для багатьох матеріалів:

$$s = 0,12; S = 3,5 \frac{\sigma_s}{E}; t = 0,6; T = \ln \frac{1}{1 - \psi}.$$

Довговічність елемента визначається інтегруванням рівняння

$$N_{mp} = \int_{h_0}^{h_{kp}} \frac{dh}{C_\sigma \cdot (\Delta K_{ie})^{n_\sigma}}, \quad (6)$$

де h_0 та h_{kp} – вихідна та критична глибини тріщини.

Рівняння (6) можна подати в такому вигляді:

$$N_{mp} = N_0 \cdot K_n, \quad (7)$$

де K_n у першому наближенні дорівнює h_0/h_{kp} , N_0 визначається з рівняння (7) за початкового значення коефіцієнта інтенсивності деформацій $N_{mp} K_{ie}^{(0)}$:

$$N_0 = \frac{h_{kp} - h_0}{C_\sigma (K_{ie}^{(0)})^{n_\sigma}}. \quad (8)$$

З урахуванням K_n і $N = t/v$ ця формула може бути представлена в такому вигляді:

$$t_p = \frac{\delta_0 \cdot \eta_0 (n_h - 1)}{v \cdot n_h \cdot C_\sigma (K_{ie}^{(0)})^{n_\sigma}}, \quad (9)$$

де t_p – час до руйнування елемента; δ_0 – товщина елемента; $n_h = h_{kp}/h_0$; v – частота циклів навантаження.

Наведемо конкретний приклад розрахунків. Нехай конструктивний елемент працює за пульсуючого нульового циклу навантаження з максимальною напругою σ_{max} , що дорівнює робочому σ_p . У цьому робоча напруга становить $\sigma_p = 0,67\sigma_s$, тобто $\sigma_p = 201$ МПа. Коефіцієнт деформаційного зміцнення $m = 0,23$, а відносне звуження $\psi = 52\%$.

При зазначених вихідних даних параметри циклічної тріщиностійкості дорівнюють $n_\sigma = 1,23$ і $C_\sigma = 1,116 \cdot 10^{-4}$. За даними діагностики, початкова глибина тріщиноподібного дефекту $h_0 = 3,8$ мм. Далі знаходимо критичну глибину дефекту, що відповідає робочий напрузі σ_p . Сталь 17ГС належить до категорії пластичних сталей, на яку параметр тріщиностійкості α_{mp} [14]

дорівнює одиниці ($\alpha_{mp} = 1,0$). Це говорить про те, що елемент (труба) з протяжним тріщиноподібним дефектом руйнуватиметься за таких тисків, за яких в ослабленому перерізі моделі виникають середні напруги, близькі за величиною до тимчасового опору металу σ_s . Іншими словами, міцність таких елементів пропорційно залежатиме від ступеня послаблення стінки:

$$\sigma_{не} = \sigma_s^{0M} \left(1 - \frac{h}{\delta_0} \right). \quad (10)$$

Підставляючи це рівняння, замість σ_{HB} значення робочої напруги σ_p , отримуємо $h_{kp} = 9,8$ мм. У цьому відносна глибина дефекту дорівнює $\eta_{kp} = 0,71$, а початкове значення $\eta_0 = 0,275$.

Далі визначаємо коефіцієнт інтенсивності деформацій K_{ie} . При $\eta_0 = 0,275$ за ГОСТ 25.506-85 знаходимо поправну функцію $Y_s = 2,85$. Тоді коефіцієнт інтенсивності деформацій дорівнюватиме:

$$K_i = 201\sqrt{0,0038} \cdot 2,85 \approx 35 \text{ МПа} \sqrt{M}. \quad (11)$$

При цьому коефіцієнт інтенсивності деформацій буде рівний:

$$K_{ie} = \left(\frac{35}{300} \right)^{\frac{2}{1+0,23}} \approx 0,0304. \quad (12)$$

Згідно зі знайденим значенням K_{ie} , за формулі (12) знайдемо N_{mp} :

$$N_{mp} = \frac{3,8}{9,8} \frac{(9,8 - 3,8) \cdot 10^{-3}}{1,116 \cdot 10^{-4} \cdot (0,0304)^{1,23}} \approx 1531 \text{ цикл.}$$

Це число циклів навантаження відповідає нульовому циклу навантаження: $P_{min} = 0$; $P_{max} = P_p$, де P_p – робочий тиск ($P_p = 3,35$ МПа). Зниження амплітуди коефіцієнта інтенсивності деформацій удвічі призводить до зростання довговічності майже у 2,5 раза. За частоти циклів навантаження $\eta = 365$ циклів/рік час до руйнування $t_p = 4,2$ року. Таким чином, проведено оцінювання параметрів кінетичного рівняння малоциклової тріщиностійкості й отримано формули для розрахунків ресурсу елементів з тріщиноподібними дефектами.

Висновки

Проаналізовано умови експлуатації трубопроводів і встановлено, що основною причиною їх руйнування є втомні й корозійно-втомні пошкодження. Наявні сьогодні методи прогнозування довговічності трубопроводів вимагають удосконалення, оскільки не можуть повною мірою врахувати всі експлуатаційні фактори. Застосування системи комплексного моніторингу технічного стану магістральних зварних трубопроводів і своєчасний ремонт його частин забезпечать зниження рівня завчасного корозійного зносу вузлів, збільшення міжремонтного строку технологічного обладнання й підвищення рівня його безпечної експлуатації.

У статті шукали відповідь на питання, наскільки вдалим є застосування накладних елементів під час ремонту трубопроводу. На конкретному прикладі продемонстровано алгоритм визначення залишкового ресурсу трубопроводу після ремонту.

Таким чином, у статті вирішена актуальне науково-технічне завдання за методом, який використовував рівняння Коффіна-Менсона, доведена дієвість ремонту дефектів газопроводів за допомогою накладних елементів, встановлено, що кількість циклів, які пройдуть до руйнування дефектної ділянки трубопроводу, може становити декілька років.

Список використаної літератури

1. Varde P.V., Pecht M.G., Life Prediction. *Risk-Based Eng. An Integr. Approach to Complex Syst. Ref. to Nucl. Plants*. Singapore : Springer Singapore. 2011. P. 115–139.
2. Artificial neural network models for predicting condition of offshore oil and gas pipelines / M.S. El-Abbasy et al. *Autom Constr.* 2014. № 45. P. 50–65. doi: 10.1016/j.autcon.2014.05.003

3. Prediction Method for Plastic Collapse of Pipes Subjected to Combined Bending and Torsion Moments / Y. Li et al. *J Press Vessel Technol.* 2010. P. 81–87. doi: 10.1115/PVP2010-25101
4. Remaining useful life estimation – A review on the statistical data driven approaches / X-S. Si et al. *Eur J Oper Res.* 2011. Vol. 213. P. 1–14. doi: 10.1016/j.ejor.2010.11.018
5. Mahmoodian M., Aryai V. Structural failure assessment of buried steel water pipes subject to corrosive environment. *Urban Water J.* 2017. № 14. P. 1023–1030. doi: 10.1080/1573062X.2017.1325500
6. Rezaei H., Ryan B., Stoianov I. Pipe Failure Analysis and Impact of Dynamic Hydraulic Conditions in Water Supply Networks. *Procedia Eng.* 2015. Vol. 119. P. 253–262. doi: 10.1016/j.proeng.2015.08.883
7. Pipe Failure Prediction in Water Distribution Systems Considering Static and Dynamic Factors / R. Farmani et al. *Procedia Eng.* 2017. Vol. 186. P. 117–126. doi: 10.1016/j.proeng.2017.03.217
8. Sikorska J.Z., Hodkiewicz M., Ma L. Prognostic modelling options for remaining useful life estimation by industry. *Mech Syst Signal Process.* 2011. Vol. 25. P. 1803–1836. doi: 10.1016/j.ymsp.2010.11.018
9. Lahmadi L.S., Terrissa N., Zerhouni A. Data-driven method for estimating the remaining useful life of a Composite Drill Pipe. *IEEE.* 2018.
10. Remaining useful life prediction of water pipes using artificial neural network and adaptive neuro fuzzy inference system models / R. Tavakoli et al. Texas : UTA Libraries, 2018.
11. Remaining useful life estimation of structure systems under the influence of multiple causes: Subsea pipelines as a case study / B.B. Cai et al. *IEEE Trans Ind Electron.* 2020. Vol. 67. P. 5737–5747. doi: 10.1109/TIE.2019.2931491
12. Calculation of Lifetime of Steel Oil Pipelines with the Account of Corrosive Environment Affect / O. Stepova et al. *Proceedings of the 2nd International Conference on Building Innovations. ICBI 2019. Lecture Notes in Civil Engineering, Springer.* 2020. Vol. 73. doi: 10.1007/978-3-030-42939-3_71
13. Середюк М.Д., Якімов Й.В., Лісафін В.П. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів. Івано-Франківськ : ІФНТУОГ, 2001. 517 с.
14. Національний стандарт України. Надійність техніки. Оцінювання і прогнозування залишкового ресурсу (терміну служби) технічних систем ДСТУ. Видання офіційне. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2015. 69 с.
15. Gas pipeline incidents, 11th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970–2019). URL: <http://egig.eu/report>

References

1. Varde, P.V. & Pecht, M.G. (2014). Life Prediction. *Risk-Based Eng. An Integr. Approach to Complex Syst. Ref. to Nucl. Plants.* Singapore : Springer Singapore. P. 115–39.
2. El-Abbasy, M., Senouci, A., Zayed, T., Mirahadi, F. & Parvizsedghy, L. (2014). Artificial neural network models for predicting condition of offshore oil and gas pipelines. *Autom Constr.* Vol. 45. P. 50–65. doi: 10.1016/j.autcon.2014.05.003
3. Li, Y., Hasegawa, K., Hoang, P. & Bezensek, B. (2010). Prediction Method for Plastic Collapse of Pipes Subjected to Combined Bending and Torsion Moments. *J Press Vessel Technol.* P. 81–87. doi: 10.1115/PVP2010-25101
4. Si, X.-S., Wang, W., Hu, C.-H. & Zhou, D.-H. (2011). Remaining useful life estimation – A review on the statistical data driven approaches. *Eur J Oper Res.* Vol. 213. P. 1–14. doi: 10.1016/j.ejor.2010.11.018
5. Mahmoodian, M. & Aryai, V. (2017). Structural failure assessment of buried steel water pipes subject to corrosive environment. *Urban Water J.* Vol. 14. P. 1023–1030. doi: 10.1080/1573062X.2017.1325500

6. Rezaei, H., Ryan, B. & Stoianov, I. (2015). Pipe Failure Analysis and Impact of Dynamic Hydraulic Conditions in Water Supply Networks. *Procedia Eng.* Vol. 119. P. 253–262. doi: 10.1016/j.proeng.2015.08.883
7. Farmani, R., Kakoudakis, K., Behzadian, K. & Butler, D. (2017). Pipe Failure Prediction in Water Distribution Systems Considering Static and Dynamic Factors. *Procedia Eng.* Vol. 186. P. 117–126. doi: 10.1016/j.proeng.2017.03.217
8. Sikorska, J.Z., Hodkiewicz, M. & Ma, L. (2011). Prognostic modelling options for remaining useful life estimation by industry. *Mech Syst Signal Process.* Vol. 25. P. 1803–1836. doi: 10.1016/j.ymssp.2010.11.018
9. Lahmadi, L., Terrissa, N. & Zerhouni, A. (2018). Data-driven method for estimating the remaining useful life of a composite drill pipe. *International Conference on Advanced Systems and Electric Technologies (IC ASET). IEEE.* P. 192–195.
10. Tavakoli, R. et al. (2018). Remaining useful life prediction of water pipes using artificial neural network and adaptive neuro fuzzy inference system models. Texas : UTA Libraries, 169 p.
11. Cai, B., Shao, X., Liu, Y., Kong, X., Wang, H., Xu, H. et al. (2020). Remaining useful life estimation of structure systems under the influence of multiple causes: Subsea pipelines as a case study. *IEEE Trans Ind Electron.* Vol. 67. P. 5737–5747. doi: 10.1109/TIE.2019.2931491
12. Stepova, O., Rassoha, I., Blazhko L. & Hanoshenko, O. (2020). Calculation of Lifetime of Steel Oil Pipelines with the Account of Corrosive Environment Affect. *Proceedings of the 2nd International Conference on Building Innovations. ICBI 2019. Lecture Notes in Civil Engineering, Springer.* Vol. 73. P. 721–727. doi: 10.1007/978-3-030-42939-3_71
13. Serediuk, M., Yakymiv, J. & Lisafin, V. (2002). Truboprovodnyi transport nafty i naftoproduktiv – [Pipeline transport of oil and oil products]. Ivano-Frankivsk : IFNTUOG. 517 p. [in Ukrainian]
14. National standard of Ukraine. Nadiinist tekhniky. Otsiniuvannia i prohnozuvannia zalyshkovoho resursu (terminu sluzhby) tekhnichnykh system DSTU – [Evaluation and prediction reserve resource (service term) technical systems]. (2015). DSTU. UkrNDNC, Kyiv, 69 p. [in Ukrainian]
15. Gas pipeline incidents, 11th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970–2019). URL: <http://egig.eu/report>

Кіосак Володимир Анатолійович – к.ф.-м.н., професор кафедри вищої математики Одеської державної академії будівництва та архітектури, e-mail: kiosakv@ukr.net, ORCID: 0000-0002-7433-6709.

Ісаєв Володимир Федорович – к.т.н., доцент, директор Інституту гідротехнічного будівництва та цивільної інженерії Одеської державної академії будівництва та архітектури, e-mail: isaevv5@gmail.com, ORCID: 0000-0002-9947-7284.

Пальчик Сергій Сергійович – аспірант кафедри вищої математики Одеської державної академії будівництва та архітектури, e-mail: spalchyk@ukr.net, ORCID: 0009-0000-0425-4719.

Kiosak Volodymyr Anatoliiovych – Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Professor at the Department of Higher Mathematics of the Odesa State Academy of Civil Engineering and Architecture, e-mail: kiosakv@ukr.net, ORCID: 0000-0002-7433-6709.

Isaiev Volodymyr Fedorovych – PhD, Associate Professor, Director of the Institute of Hydraulic Engineering and Civil Engineering of the Odesa State Academy of Civil Engineering and Architecture, email: isaevv5@gmail.com, ORCID: 0000-0002-9947-7284.

Palchyk Serhii Serhiiiovych – PhD Student at the Department of Higher Mathematics of the Odesa State Academy of Civil Engineering and Architecture, e-mail: spalchyk@ukr.net, ORCID: 0009-0000-0425-4719.