

К.Е. ПОТОПАЛЬСЬКА**ОГЛЯД СУЧАСНИХ МОДЕЛЕЙ РОЗВИТКУ КОРОЗІЙНИХ ПОШКОДЖЕНЬ ТА НАПРЯМІВ ДОСЛІДЖЕННЯ ЇХ ВПЛИВУ НА МІЦНІСТЬ І НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕМЕНТІВ ТРУБОПРОВІДНИХ СИСТЕМ**

У даній роботі приводиться огляд сучасного стану досліджень в області корозійно пошкоджених трубопроводів. Розглядаються підходи для аналізу міцності та надійності магістральних трубопроводів з дефектами. Виділено два основних напрямки до дослідження даних конструкцій: це підходи в яких аналіз надійності проводиться на основі оцінки зміни фізико-механічних властивостей матеріалу, та ті, в яких за допомогою сучасних програмних комплексів з використанням методу скінченних елементів проводиться явне моделювання пошкоджених трубопроводів та визначається напружено-деформований стан та залишковий ресурс конструкції.

Ключові слова: магістральний трубопровід, корозія, пошкодження, надійність, корозійний дефект.

В работе приводится обзор современного состояния исследований в области коррозионно поврежденных трубопроводов. Рассматриваются подходы для анализа прочности и надежности магистральных трубопроводов с дефектами. Выделены два основных направления исследований данных конструкций: это подходы, в которых анализ надежности проводится на основе оценки изменения физико-механических свойств материала, и те, в которых с помощью современных программных комплексов с использованием метода конечных элементов проводится явное моделирование поврежденных трубопроводов и определяются характеристики напряженно деформированного состояния и остаточный ресурс конструкции.

Ключевые слова: магистральный трубопровод, коррозия, повреждения, надежность, коррозионный дефект.

The analysis of current research in the field of reliability analysis, corrosion damaged pipelines was made in this paper. The methods used to determine the life-time of pipelines have been divided into two groups: those in which the reliability analysis is based on the assessment of changes in physical and mechanical properties of the material, and those which are used the finite element method made a explicit modeling of damage on surface of pipelines, whereby the numerically defined characteristics of stress strain state and analyzes the strength and reliability. From the analysis of works was defined, appearance of corrosion defects on the surface of the pipeline leads to plastic deformation even at relatively small size of damage, and speed up the development of corrosion. This suggests that in the determination of residual life, it is necessary to use methods of accumulation is low cyclic fatigue.

Keywords: pipeline, corrosion, damage, reliability, corrosion defects.

Вступ. Транспортування нафтопродуктів за допомогою магістральних трубопроводів є найбільш поширеним, надійним та економічно вигідним засобом їх доставки до кінцевого споживача. При експлуатації ці конструкції зазнають суттєвих динамічних навантажень, а також відчувають дію агресивного середовища, що за певний час роботи може привести до їх пошкодження. Накопичення втоми та корозії, здатне призвести до утворення та росту тріщин і, внаслідок цього, розгерметизації конструкції. Слід відзначити, що несвоєчасне виявлення таких пошкоджень конструкції може призвести до виникнення аварійно-небезпечних ситуацій, стати причиною екологічних катастроф, забруднення, завдати суттєвих споживчих збитків, а також бути загрозою для життя людини. Попередження таких подій за рахунок вчасного проведення технічного обслуговування та ремонту є вкрай важливою задачею. Тому визначення ресурсу магістральних трубопроводів з корозійними дефектами є актуальною проблемою на вирішення якої спрямовано велику кількість наукових досліджень з використанням експериментальних методів, теоретичних підходів та комп'ютерних засобів.

На цей час отримано досить багато результатів у області визначення дії різних чинників на працездатність трубопроводів. Більша частина досліджень відомих в літературі з питань вирішення задач з оцінки надійності систем з корозійними дефектами. Методи, які використовуються для визначення ресурсу таких

конструкцій можна розділити на дві групи: ті, в яких аналіз надійності проводиться на основі оцінки зміни фізико-механічних властивостей матеріалу, та ті, в яких за допомогою сучасних програмних комплексів з використанням методу скінченних елементів проводиться явне моделювання пошкоджених трубопроводів, за допомогою чого чисельно визначаються характеристики напружено-деформованого стану, та проводиться аналіз міцності та надійності. На рис.1 зображено вигляд реальних корозійних пошкоджень на магістральних трубопроводах.

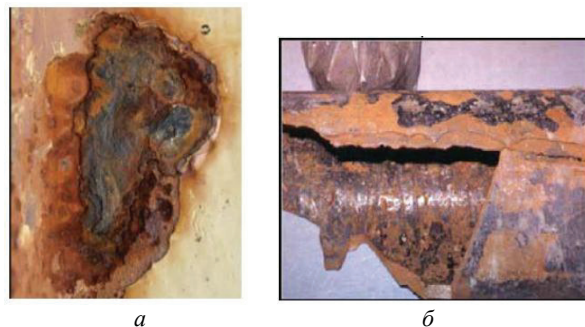


Рисунок 1 – Приклади реальних корозійних пошкоджень: а – одиночний дефект складної форми [1], б – корозійний дефект, який призвів до тріщини [2]

1 Підходи до визначення ресурсу пошкодженого трубопроводу без явного моделювання корозійного дефекту

Визначення залишкового ресурсу пошкодженого трубопроводу проводиться за допомогою методів, в яких враховуються зміна фізико-механічних властивостей матеріалу [3-11]. В даному випадку не враховуються геометричні особливості виникаючих дефектів та їх розташування, але розвиток пошкодження задається за допомогою різноманітних моделей росту корозії, яка визначається параметром швидкості розвитку корозії [3-5,7] та впливу середовища [6,8-10], в якому знаходиться матеріал.

Наприклад, у роботі [9] показано як впливає ґрунт у якому знаходиться трубопровід на швидкість росту корозії. Результати цих досліджень зображені на рис.2.

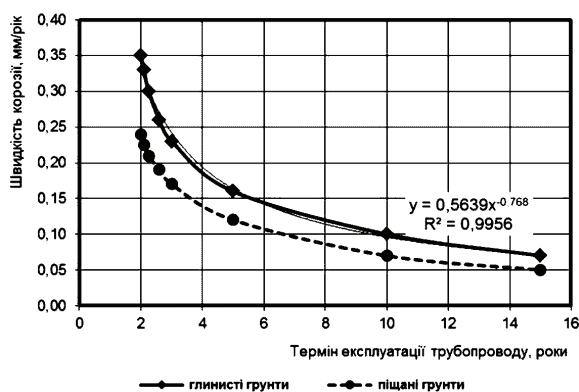


Рисунок 2 Швидкість росту корозії в залежності від типу ґрунту [9]

З рис.2. видно, що більш агресивним середовищем для розвитку корозії в магістральних трубопроводах є глинисті ґрунти.

Зазвичай, при використанні такого підходу у розрахунках розвиток корозії моделюється у вигляді ступеневої функції, яка пов'язує час експлуатації та середнє значення максимальної глибини дефекту ($d_m(t)$) [7].

$$d_m(t) = k(t - t_0)^\alpha, \quad (1)$$

де t_0 – це час появи корозійного пошкодження, а α та k це показники кінетики росту пошкоджуваності, які у більшості досліджень вважаються постійними та змінюються у межах від 0,3 до 1.

Також треба зазначити, що при дослідженні впливу корозії на магістральні трубопроводи застосовуються експериментальні статистичні вимірювання та на основі цих даних визначається довговічність конструкції [3, 11].

В роботі [3] порівнюється лінійна модель росту корозії та експериментальні дані, які отримані шляхом спостереження за розвитком корозійних пошкоджень. Лінійна модель росту корозії розглядає глибину дефекту h , як лінійну функцію часу t .

$$h(t) = h_0 + ht. \quad (2)$$

Визначено, що за допомогою лінійної моделі можна оцінювати параметри глибини дефекту, але вона дає не коректні результати щодо відмов, тобто або

переоцінює або недооцінює ресурс трубопроводу. Отже, оскільки виникнення корозійних пошкоджень має стохастичний характер, необхідно використовувати методи, які можуть врахувати цей факт та давати найбільш точні результати, наприклад модель Маркова.

У роботі [11] на основі механіки розсіяного руйнування побудована континуальна модель зростання тріщин внаслідок корозійного розтріскування сталей та за допомогою експериментальних досліджень встановлені лінійні залежності логарифму часу руйнування t^* від напружень σ та процентного вмісту хлориду натрію.

$$\frac{d\omega}{dt} = \begin{cases} 0, \sigma \leq 0; \\ A \cdot 10^{n\sigma + m\chi} (1 - \omega)^{-k}, \end{cases} \quad (3)$$

де ω це швидкість нормованої довжини пошкодження, яка залежить від розтягу чого напруження σ .

В даних роботах [3,5,7] розвиток корозійних пошкоджень розглядається в ймовірнісній постановці, тобто розроблена стохастична модель росту корозії, яка враховує розвиток дефекту та момент його появи як випадкові процеси.

Загалом можна зробити висновок, що при визначенні залишкового ресурсу за допомогою таких підходів треба використовувати або статистичні, або ймовірнісні методи, тому що параметри росту корозії мають випадковий характер.

2 Підходи до аналізу надійності трубопроводів на основі явного моделювання корозійних пошкоджень

В умовах експлуатації виникнення корозії це випадковий процес, який залежить від часу. Вона може з'являтися на трубопроводах у вигляді невеликої точки, та може досягати достатньо великих розмірів не утворюючи при цьому тріщину.

В сучасних дослідженнях досить часто оцінюють міцність та надійність конструкції за допомогою явного моделювання корозійного пошкодження [1, 2, 12-38]. Моделювання корозійно-пошкодженого трубопроводу зазвичай проводиться у програмних комплексах з подальшим використанням методу скінчених елементів. Сам трубопровід моделюється у вигляді симетричної чверті, що суттєво зменшує час розрахунків. Такий підхід дозволяє чисельно дослідити зміни напружено-деформованого стану трубопроводу з дефектами різної форми та в різних місцях конструкції.

Відповідно до DNV RP F101 [40], корозійні дефекти, що виникають можна розділити на три типи, а саме: одиночний дефект [1, 2, 13-17, 21, 22, 25-27, 29], система дефектів [18-20, 23, 24, 38] та дефекти складної форми [20, 37]. В системі дефектів важливо проводити аналіз взаємодії з сусідніми дефектами в осьовому або окружному напрямку; дефект складної форми – виникає в результаті об'єднання декількох дефектів в групи або кластери [38]; або має місце одиничний дефект з відомим складним профілем [37, 39]. Такі дефекти можуть виникати у різних місцях одночасно.

Приклади скінченно-елементних моделей які використовуються в дослідженнях показані на рис. 3.

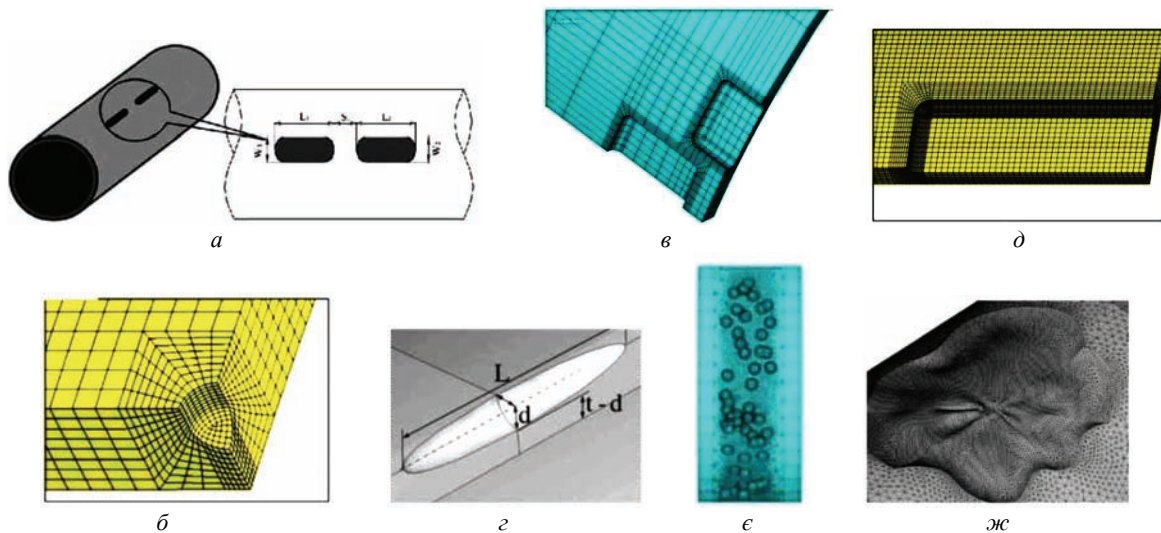


Рисунок 3 – Приклади явного моделювання дефектів: *а* – два еліптичних дефекти у поздовжньому напрямку [20]; *б* – одиночний точковий дефект [30]; *в* – два сусідні бокс-дефекти [18]; *г* – одиночний еліптичний дефект [21]; *д* – одиночний бокс-дефект [30]; *е* – група взаємодіючих точкових дефектів [38]; *ж* – одиночний дефект зі складним профілем [37]

2.1 Аналіз міцності пошкоджених трубопроводів

Підхід до оцінки працездатності пошкоджених ділянок магістральних трубопроводів з використанням результатів статичних розрахунків є досить поширеним. При такому аналізі найчастіше використовуються скінченно-елементні моделі трубопроводу з дефектами різної форми. У багатьох роботах досліджується одиночний дефект, який виникає на прямолінійній частині трубопроводу. Дефект моделюють у вигляді пошкодження сферичної форми [21, 31, 34], еліптичної форми [16, 21, 34, 24, 36, 29] або бокс-дефекту [30, 13, 14, 17, 21, 22, 34, 28]. Також, треба зазначити, що існують дослідження, в яких моделюється гібридний дефект (комбінація бокс-дефекту та тріщини) [19]. У деяких роботах [30, 13, 22, 27] досліджується вплив зміни геометричних параметрів дефекту або діаметру трубопроводу на виникаючі напруження та деформації у зоні дефекту. В роботі [27] зроблено висновок, що при глибині дефекту більш ніж 20 % від товщини трубопроводу його експлуатація є небезпечною. У роботі [27] досліджується вплив бокс-дефекту різної глибини (40 %, 60 %, 75 % відносно товщини трубопроводу) та проводиться оцінка працездатності трубопроводу з такими дефектами за допомогою методу ASME B31G 1, та визначено, що трубопровід з дефектами таких розмірів потребує ремонту. Також аналізується вплив розташування дефекту на напружено-деформований стан пошкодженого трубопроводу. В таких дослідженнях оцінка міцності показала, що при появі дефекту у трубопроводі виникають пластичні деформації.

У роботі [36] проводиться аналіз діапазону зміни геометричних параметрів. Знайдено, для параметрів таких як довжина та ширина поверхні дефекту можна оцінити два кордони за межами яких спостерігається дуже незначний ефект на НДС конструкції. Визначено, що дефекти слід розглядати з параметром довжини (l) не більше ніж l/D 1.5, а ширини (c) не менше ніж 0.0785, де D – діаметр.

З огляду на проведені дослідження можна зробити висновок, що найбільш небезпечним дефектом,

який визиває максимальні еквівалентні напруження, є дефект, який розташований у поздовжньому напрямку трубопроводу [16, 20, 22, 36].

Треба зазначити, що в даних роботах досліджується корозійні дефекти на прямолінійній частині трубопроводу, але недостатньо уваги приділено дослідженню дефектів, які виникають на криволінійній частині трубопроводу, де також досить часто виявляються пошкодження. Наприклад, у роботі [22] досліджується два сусідні бокс-дефекти розташовані на криволінійній частині трубопроводу у поздовжньому напрямку.

Також треба враховувати, що виникнення корозійного дефекту на поверхні трубопроводу призводить до появи пластичних деформацій навіть при відносно невеликих його розмірах та пришвидшує розвиток корозії. Це дозволяє зробити висновок, що при визначенні залишкового ресурсу, треба використовувати методи накопичення саме мало циклової втоми.

Прогнозування відмови при виникненні групи [21, 39] близько розташованих дефектів є набагато складнішим, ніж дослідження ізольованого дефекту. Взаємодія між сусідніми дефектами значно впливає на залишковий ресурс і працездатність трубопроводу з групами корозійних дефектів. Наприклад, у роботі [39] розроблено модель, яка відображає точкову корозію, та після аналізу результатів виявлено, що при взаємодії таких дефектів виникає значно складніша картина НДС, ніж при розрахунках моделі трубопроводу з одиночним дефектом.

2.2 Оцінка надійності пошкоджених трубопроводів в ймовірнісній постановці

При експлуатації магістральних трубопроводів присутні багато чинників, які є випадковими, а саме зовнішнє навантаження та форма дефекту. Ці чинники змушують розглядати дану задачу у ймовірнісній постановці. У роботі [36] проводиться аналіз ступеню впливу таких чинників та оцінка зміни цього впливу при використанні різних методів. Та зазначається, що випадковість зовнішнього навантаження та глибина виникаючого дефекту мають найбільш вагомий вплив

на зменшення ресурсу конструкції.

Зазвичай, при експлуатації використовується номінальний тиск, але скачки тиску при вмиканні/вимиканні призводять до того, що цей процес розглядається як випадковий. Тому, при визначенні залишкового ресурсу магістральних трубопроводів досить суттєвим є врахування випадковості навантаження.

У багатьох роботах [32, 34-36] враховується цей факт, завдяки якому вдається визначити залишковий ресурс та ймовірність відмови. Треба відмітити, що у роботі [33] при знаходженні імовірнісних характеристик та їх порівнянні між собою зроблений висновок, що доцільніше оцінювати надійність не по щільності ймовірності, а використовувати кумулятивну функцію розподілення.

В імовірнісній постановці було визначено значення тиску, при якому відбувається руйнування.

Треба відмітити роботу [32], в якій при оцінці надійності враховується просторова кореляція корозії на трубопроводі, тобто корозія описується як випадковий процес з заданими імовірнісними характеристиками.

У роботі [35] використовувався імовірнісний метод оцінки розриву пошкоджених ділянок трубопроводів на основі розробленого авторами алгоритму. Для знаходження потрібних параметрів пропонується використовувати метод три етапної оцінки визначення впливу таких дефектів. На першому етапі для одиничного дефекту методом ASME B31G, який є модифікованим методом B31G (метод RSTRENG 0.85dL) виконується простий розрахунок, який спирається на одиничні вимірювання максимальної глибини і осьової протяжності дефекту. На другому етапі розмір дефекту залежить від детального вимірювання профілю поверхні з корозією та врахування фактичного розподілу втрат металу. На третьому етапі проводиться детальний аналіз, для якого найкраще використовувати метод скінченних елементів, за умови, що скінченно-елементна модель була підтверджена експериментальними результатами. Після чого визначаються параметри надійності з урахуванням випадковості навантаження.

У деяких роботах враховується не тільки випадковість зовнішнього навантаження, а також випадковість форми корозійного дефекту. Наприклад у роботі [37], явним чином моделюється випадкова форма корозійного дефекту, та проводиться серія розрахунків при змінній формі дефекту. Певна група робіт посвячена дослідженню точеної корозії [31, 35, 40], яка моделюється випадковим чином на поверхні трубопроводу. Наприклад, у роботі [35] розроблено метод для імітації точкової корозії в комбінації двох фізичних процесів: зародження корозії та її зростання. Випадковість корозійного дефекту враховується через його ймовірнісні характеристики (математичне очікування та середньоквадратичне значення), а також порівнюють результати при різних законах (нормальний та логнормальний) розподілення ймовірності.

Висновки. В даній роботі розглянуто та проаналізовано підходи до дослідження корозійно пошкоджених трубопроводів. Виділено два методи по визначенню залишкового ресурсу трубопроводів такі як, дослідження пошкоджених трубопроводів з неявним

урахування корозії, а з використанням співвідношень фізико-механічних змін у матеріалі; та при явному моделюванні корозійних пошкоджень, та використання програмних комплексів для чисельних розрахунків. Слід зазначити, що більшість робіт цієї групи знаходиться в площині аналізу статичної міцності прямолинійних ділянок трубопроводу або пластин, а при прогнозуванні залишкового ресурсу для цих систем використовують статистичні симуляції з метою визначення ймовірності втрати статичної міцності або виникнення протікання трубопроводів. При цьому зрозуміло, що оцінка надійності цих конструкцій має проводитись за критеріями не лише статичної міцності, яка може бути порушена при різких експлуатаційних викидах навантажень (тиску), але й за критеріями довготривалої міцності, наприклад внаслідок накопичення багато чи мало циклової втоми, що відбуваються через наявність експлуатаційної циклічності навантажень, посилені наявністю концентрації напружень навколо дефекту.

Таким чином, актуальною науково-практичною задачею є розвиток методів та підходів для аналізу міцності та прогнозу надійності конструкцій, які використовуються при транспортуванні нафтопродуктів з корозійним пошкодженням їх ділянок з метою визначення їх залишкового ресурсу для подальшого планування ремонтних робіт.

З огляду літературних джерел можна зробити висновок, що навіть при наявності багатьох досліджень, ще залишається багато чинників які враховані недостатньо, та потребують подальших досліджень та уточнення результатів.

Список літератури:

1. *Chebakov M.* On a method of reduction of stress concentrators in damaged transmission pipelines / *M. Chebakov, A. Dumitrescu, I. Lambrescu, R. Nedin* // Innovative solutions in repair of gas and oil pipelines, Bulgarian Society for destructive testing Publishers, BAS, Sofia. – 2016. – P. 229-234.
2. *Adib-Ramezani H.* Structural integrity evaluation of x52 gas pipes subjected to external corrosion defects using the SIN-TAP procedure / *H. Adib-ramezani, J. Jeong, G. Pluvinage* // Int. J. of Pres. Ves. and Pip. – 2006. – Vol. 83. – P. 420-432.
3. *Valor A.* Reliability assessment of buried pipelines based on different corrosion rate models / *A. Valor, F. Caleyo, J. M. Hallen, J. C. Velazquez* // Corrosion Science. – 2013. – Vol. 66. – P. 78-87.
4. *Zhang S.* Inverse gaussian process-based corrosion growth model for energy pipelines considering the sizing error in inspection data / *S. Zhang, W. Zhou, H. Qin* // Corrosion Science. – 2013. – Vol. 73. – P. 309-320.
5. *Alexander F.* Stochastic process corrosion growth models for pipeline reliability / *F. Alexander, V. Bazin, A. T. Beck* // Corrosion Science. – 2013. – Vol. 74. – P. 50-58.
6. *Сиротюк А. М.* Оцінка працездатності та ризику руйнування та дефектного трубопроводу теплоенергетичного устаткування / *А. М. Сиротюк, Р. А. Барна, О. Л. Білий* // Міжвуз. Збірник «Наукові нотатки». – 2014. – Вип. № 47. – С. 182-187.
7. *Caleyo F.* Probability distribution of pitting corrosion depth and rate in underground pipelines: a montecarlo study / *F. Caleyo, J. C. Velazquez, A. Valor, J. M. Hallen* // Corrosion Science. – 2009. – Vol. 51, No. 9. – P. 1925-1934.
8. *Степова О.В.* Аналіз стану корозійної безпеки газопроводів полтавської області / *О.В. Степова, В.І. Галькевич, Я.В. Гудзь* // Вісник ПДАА. – 2013. – Вип. № 2. – С. 132-135.
9. *Ждек А.А.* Визначення залишкового ресурсу тривало

експлуатованих нафтопроводів із врахування неявних корозійних дефектів та умов експлуатації / А.Я. Ждек, В.Я. Груз // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2013. – Вип. № 2 (32). – С. 132-135.

10. *Побережний Л.* Корозійний моніторинг транзитних трубопроводів / Л. *Побережний* // Вісник ТНТУ. – 2011. – Т. 16, вип. № 3. – С. 20-26.

11. *Морачковский О. К.* Континуальная модель роста трещин коррозионного растрескивания для расчета ресурса конструкций, / О. К. *Морачковский*, Ю. В. *Ромашов* // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2011. – № 2. – С. 111-116.

12. *Лужецкий В.С.* Визначення характеристик циклічної корозійної тріщиностійкості матеріалу труби нафтопроводу / В.С. *Лужецкий*, О.М. *Лепак* // Проблеми обчислювальної механіки і міцності конструкцій. – 2012. – С. 126-131.

13. *Ma B.* Assessment on failure pressure of high strength pipeline with corrosion defects / B. *Ma*, J. *Shuai*, D. *Liu*, K. *Xu* // Engineering Failure Analysis. – 2013. – Vol. 32. – P. 209-219.

14. *Li X.* Effect of interaction between corrosion defects on failure pressure of thin wall steel pipeline / X. *Li*, Y. *Bai*, C. *Su*, M. *Li* // International Journal of Pressure Vessels and Piping. – 2016.

15. *Han Y.-L.* Artificial neural network technology as a method to evaluate the failure bending moment of a pipe with a circumferential crack / Y.-L. *Han*, S.-M. *Shen*, S.-H. *Dai* // Int. J. of Pres. Ves. and Pip. – 1996. – Vol. 0161, No. 95. – P. 1-6.

16. *Fekete G.* The effect of the width to length ratios of corrosion defects on the burst pressures of transmission pipelines / G. *Fekete*, L. *Varga* // Engineering Failure Analysis. – 2012. – Vol. 21. – P. 21-30.

17. *Silva R. C. C.* A study of pipe interacting corrosion defects using the fem and neural networks / R. C. C. *Silva*, J. N. C. *Guerreiro*, A. F. D. *Loula* // Advances in Engineering Software. – 2007. – Vol. 38. – P. 868-875.

18. *Al-Owaisi S.S.* Analysis of shape and location effects of closely spaced metal loss defects in pressurised pipes / S. S. *Al-Owaisi*, A. A. *Becker*, W. *Sun* // EFA. – 2016. – P. 22.

19. *Bedairi B.* Failure prediction for crack-in-corrosion defects in natural gas transmission pipelines / B. *Bedairi*, D. *Cronin*, A. *Hosseini*, A. *Plumtree* // Int. J. of Pres. Ves. and Pip. – 2012. – Vol. 96-97. – P. 90-99.

20. *Chen Y.* Failure assessment of x80 pipeline with interacting corrosion defects / Y. *Chen*, H. *Zhang*, J. *Zhang* [et al.] // Engineering failure analysis. – 2015. – Vol. 47. – P. 67-76.

21. *Filho J. E. A.* On the failure pressure of pipelines containing wall reduction and isolated pit corrosion defects / J. E. A. *Filho*, R. D. *Machado*, R. J. *Bertin*, M. D. *Valentini* // Computers and Structures. – 2014. – Vol. 132. – P. 22-33.

22. *Khalajestani M. K.* Investigation of pressurized elbows containing interacting corrosion defects / M. K. *Khalajestani*, M. R. *Bahaari* // Int. J. of Pres. Ves. and Pip. – 2014. – Vol. 123-124. – P. 77-85.

23. *Li X.* Effect of interaction between corrosion defects on failure pressure of thin wall steel pipeline / X. *Li*, Y. *Bai*, C. *Su*, M. *Li* // International Journal of Pressure Vessels and Piping. – 2016.

24. *Netto T. A.* On the effect of corrosion defects on the collapse pressure of pipelines / T. A. *Netto*, U. S. *Ferraz*, A. *Botto* // Int. J. of Sol. & Str. – 2007. – Vol. 44. – P. 7597-7614.

25. *Xu L. Y.* International journal of pressure vessels and piping reliability and failure pressure prediction of various grades of pipeline steel in the presence of corrosion defects and pre-strain / L. Y. *Xu*, Y. F. *Cheng* // Int. J. of Pres. Ves. and Pip.. – 2012. – Vol. 89.

26. *Логонов О.А.* Моделирование напряженно-деформированного состояния участка магистрального трубопровода с трещиноподобным дефектом / О.А. *Логонов*, А.Н. *Мисейко* // Вестн. Сам. гос. техн. ун-та. Сер.: Физ.-мат. науки. – 2008. – № 1 (16). – С. 164-166.

27. *Пічугін С.Ф.* Дослідження впливу корозійних пошкоджень на напружено-деформований стан сталевих труб магист-

рального нафтопроводу шляхом моделювання методом скінченних елементів / С.Ф. *Пічугін*, О.В. *Семко*, Ж.Ю. *Бескровна* // Збірник наукових праць (галузеве машинобудування, будівництво). – ПолтвУТ: 2013. – Вип. 4 (39). Т.1. – С. 209-215.

28. *Vasilev I.* Calculations of the admissible corrosion damages in piping by FEM / I. *Vasilev*, Y. *Mirchev*, M. *Mihovski*, V. *Sergienko* // «NDT days 2014»/»Днина без разрушительния контрол 2014» – 2014. – № 1 (150). – P. 506-509.

29. *Демидов П.Н.* Прогнозирование остаточного ресурса трубопроводов с учетом эрозионно-коррозионного износа / П.Н. *Демидов*, А.И. *Трубаев* // Вісник НТУ «ХП». – 2011. – № 52. – С. 209-215.

30. *Cunha D. J. S.* International journal of pressure vessels and piping fatigue analysis of corroded pipelines subjected to pressure and temperature loadings / D. J. S. *Cunha*, A. C. *Benjamin*, R. C. C. *Silva* [et al.] // Int. J. of Pres. Ves. and Pip. – 2014. – Vol. 113. – P. 15-24.

31. *Caleyo F.* Probability distribution of pitting corrosion depth and rate in underground pipelines: a montecarlo study / F. *Caleyo*, J. C. *Velazquez*, A. *Valor*, J. M. *Hallen* // Corrosion Science. – 2009. – Vol. 51, No. 9. – P. 1925-1934.

32. *Leon D. De* Effect of spatial correlation on the failure probability of pipelines under corrosion / D. *De Leon*, O. F. *Maci* // Int. J. of Pres. Ves. and Pip. – 2005. – Vol. 82. – P. 123-128.

33. *Li S.* Predicting corrosion remaining life of underground pipelines with a mechanically-based probabilistic model / S. *Li*, S. *Yu*, H. *Zeng* [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2009. – Vol. 65, No. 3-4. – P. 162-166.

34. *Meliani M. H.* Corrosion defect assessment on pipes using limit analysis and notch fracture mechanics q / M. H. *Meliani*, Y. G. *Matvienko*, G. *Pluvina* // Engineering Failure Analysis. – 2011. – Vol. 18, No. 1. – P. 271-283.

35. *Qian G.* Probabilistic analysis of pipelines with corrosion defects by using fitnetffs procedure / G. *Qian*, M. *Niffenegger*, S. *Li* // Corrosion Science. – 2011. – Vol. 53, No. 3. – P. 855-861.

36. *Teixeira A. P.* Reliability of pipelines with corrosion defects / A. P. *Teixeira*, C. G. *Soares*, T. A. *Netto*, S. F. *Estefen* // Int. J. of Pres. Ves. and Pip. – 2008. – Vol. 85. – P. 228-237.

37. *Larin O.* Prediction of reliability of the corroded pipeline considering the randomness of corrosion damage and its stochastic growth / O. *Larin*, E. *Barkanov*, O. *Vodka* // Engineering Failure Analysis. – 2016. – Vol. 66. – P. 60-71.

38. *Witek M.* Gas transmission pipeline failure probability estimation and defect repairs activities based on in-line inspection data / M. *Witek* // EFA. – 2016. – Vol. 70. – P. 255-272.

39. *Vodka O.O.* Computation tool for assessing the probability characteristics of the stress state of the pipeline part detected by pitting corrosion / O.O. *Vodka* // Advances in Engineering Software – 2015. – Vol. 90. – P. 159-168.

40. *Veritas D. N.* Recommended practice DNV RP F101. Corroded pipelines october 2010 / D. N. *Veritas* // Int. J. of Pres. Ves. and Pip. – 2010. – P. 42.

References (transliterated):

1. Chebakov M., Dumitrescu A., Lambrescu I., Nedin R. On a method of reduction of stress concentrators in damaged transmission pipelines. Invasive solutions in repair of gas and oil pipelines, Bulgarian Society for destructive testing Publishers, BAS, Sofia. 2016. pp. 229-234.

2. Adib-Ramezani H., Jeong J., Pluvina G. Structural integrity evaluation of x52 gas pipes subjected to external corrosion defects using the SINTAP procedure. Int. J. of Pres. Ves. and Pip. 2006. Vol. 83. pp. 420-432.

3. Valor A., Caleyo F., Hallen J. M., Velazquez J. C. Reliability assessment of buried pipelines based on different corrosion rate models. Corrosion Science. 2013. Vol. 66. pp. 78-87.

4. Zhang S., Zhou W., Qin H. Inverse gaussian process-based corrosion growth model for energy pipelines considering the sizing error in inspection data. Corrosion Science. 2013. Vol. 73. pp. 309-320.

5. Alexander F., Basin V., Beck A. T. Stochastic process corrosion growth models for pipeline reliability. Corrosion Science. 2013. Vol. 74. pp. 50-58.

6. Syrotyk A. M., Barna R. A., Biliy O. L. Assessment of serviceability and fracture risk of defective pipeline of heat-and-power equipment. *Mizhvuz. Zbirnyk Naykovi notayky*, 2014. No 47. pp. 182–187.
7. Caley F., Velazquez J. C., Valor A., Hallen J. M. Probability distribution of pitting corrosion depth and rate in underground pipelines: a monte-carlo study. *Corrosion Science*. 2009. Vol. 51, No. 9. pp. 1925–1934.
8. Stepanova O.V., Galkevich V.I., Gydz V.I. Analysis of corrosion safety of gas pipelines in Poltava region. *Visnik PDAA*, 2013. No 2. pp. 132–135.
9. Zhdek A. Ya., Gruz V.Ya. Determination of residual life long oil pipeline operated by subject available corrosion defects and conditions fuse. *Naukoviy visnik IFNTUNG*, 2013. No 2 (32). pp. 132–135.
10. Poberegny L. Corrosion monitoring transit pipelines. *Visnyk TNTU*, 2011. Vol.16, No 3. pp. 20–26.
11. Morachkovskiy O. K., Romashov Yu. V. Continual grow the model crack corrosion cracking for resource calculation of structures. *Physicochemical Mechanics of Materials*. 2011. No 2. pp. 111–116.
12. Lujekiy V.S., Lepak O.M. Determination of cyclic corrosion crack pipe material pipeline. *Problems numerical mechanics and strengths of design*. 2012. pp. 126–131.
13. Ma B., Shuai J., Liu D., Xu K. Assessment on failure pressure of high strength pipeline with corrosion defects. *Engineering Failure Analysis*. 2013. Vol. 32. pp. 209–219.
14. Li X., Bai Y., Su C., Li M. Effect of interaction between corrosion defects on failure pressure of thin wall steel pipeline. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. 2016.
15. Han Y.-L., Shen S.-M., Dai S.-H. Artificial neural network technology as a method to evaluate the failure bending moment of a pipe with a circumferential crack. *Int. J. of Pres. Ves. and Pip.* 1996. Vol. 0161, No. 95. pp. 1–6.
16. Fekete G., Varga L. The effect of the width to length ratios of corrosion defects on the burst pressures of transmission pipelines. *Engineering Failure Analysis*. 2012. Vol. 21. pp. 21–30.
17. Silva R. C. C., Guerreiro J. N. C., Loula A. F. D. A study of pipe interacting corrosion defects using the fem and neural networks. *Advances in Engineering Software*. 2007. Vol. 38. P. 868–875.
18. Al-Owaisi S.S., Becker A.A., Sun W. Analysis of shape and location effects of closely spaced metal loss defects in pressurised pipes. *EFA*. 2016. pp. 22/
19. Bedairi B., Cronin D., Hosseini A., Plumtree A. Failure prediction for crack-in-corrosion defects in natural gas transmission pipelines. *Int. J. of Pres. Ves. and Pip.* 2012. Vol. 96–97. pp. 90–99.
20. Chen Y., Zhang H., Zhang J. [et al.] Failure assessment of x80 pipeline with interacting corrosion defects. *Engineering failure analysis*. 2015. Vol. 47. pp. 67–76.
21. Filho J. E. A., Machado R. D., Bertin R. J., Valentini M. D. On the failure pressure of pipelines containing wall reduction and isolated pit corrosion defects. *Computers and Structures*. 2014. Vol. 132. pp. 22–33.
22. Khalajestani M. K., Bahaari M. R. Investigation of pressurized elbows containing interacting corrosion defects. *Int. J. of Pres. Ves. and Pip.* 2014. Vol. 123–124. pp. 77–85.
23. Li X., Bai Y., Su C., Li M. Effect of interaction between corrosion defects on failure pressure of thin wall steel pipeline. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. 2016.
24. Netto T. A., Ferraz U. S., Botto A. On the effect of corrosion defects on the collapse pressure of pipelines. *Int. J. of Sol. & Str.* 2007. Vol. 44. P. 7597–7614.
25. Xu L. Y., Cheng Y. F. International journal of pressure vessels and piping reliability and failure pressure prediction of various grades of pipeline steel in the presence of corrosion defects and pre-strain. *Int. J. of Pres. Ves. and Pip.* 2012. Vol. 89.
26. Loginov O.A., Moiseyko A.H. Modeling stress strain state of pipeline section with crack-like defect. *Ves. Sam. gos.tech. unt. Ser.: Phiz.-mat. nauk*. 2008. No 1 (16). pp. 164–166.
27. Pichugin S.F., Semko O.V., Beskrovna J.Yu. The influence of corrosion damage on the mode of deformation of steel pipe main pipeline by finite element simulations. *Zbirnyk naukovych prac. PolNTU*, 2013. V. 4 (39). Vol. 1. P. 209–215.
28. Vasilev I., Mirchev Y., Mihovski M., Sergienko M. Calculations of the admissible corrosion damages in piping by FEM. «NDT days 2014»/«Днина без разрушительного контроля 2014». 2014. No 1 (150). pp. 506–509.
29. Demidov P. N., Trubaev A.I. Forecasting of residual life pipelines with erosion-corrosion wear. *Visnyk NTU «KhPI»*. 2011. No 52. C. 209–215.
30. Cunha D. J. S., Benjamin A. C., Silva R. C. C. [et al.] International journal of pressure vessels and piping fatigue analysis of corroded pipelines subjected to pressure and temperature loadings. *Int. J. of Pres. Ves. and Pip.* 2014. Vol. 113. pp. 15–24.
31. Caley F., Velazquez J. C., Valor A., Hallen J. M. Probability distribution of pitting corrosion depth and rate in underground pipelines: a monte-carlo study. *Corrosion Science*. 2009. Vol. 51, No. 9. pp. 1925–1934.
32. De Leon D., Maci O. F. Effect of spatial correlation on the failure probability of pipelines under corrosion. *Int. J. of Pres. Ves. and Pip.* 2005. Vol. 82. pp. 123–128.
33. Li S., Yu S., Zeng H. [et al.] Journal of petroleum science and engineering predicting corrosion remaining life of underground pipelines with a mechanically-based probabilistic model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2009. Vol. 65, No. 3–4. P. 162–166.
34. Meliani M. H., Matvienko Y. G., Pluvina G. Corrosion defect assessment on pipes using limit analysis and notch fracture mechanics q. *Engineering Failure Analysis*. 2011. Vol. 18, No. 1. P. 271–283.
35. Qian G., Niffenegger M., Li S. Probabilistic analysis of pipelines with corrosion defects by using fitnetffs procedure. *Corrosion Science*. 2011. Vol. 53, No. 3. pp. 855–861.
36. Teixeira A. P., Soares C. G., Netto T. A., Estefen S. F. Reliability of pipelines with corrosion defects. *Int. J. of Pres. Ves. and Pip.* 2008. Vol. 85. pp. 228–237.
37. Larin O., Barkanov E., Vodka O. Prediction of reliability of the corroded pipeline considering the randomness of corrosion damage and its stochastic growth. *Engineering Failure Analysis*. 2016. Vol. 66. pp. 60–71.
38. Witek M. Gas transmission pipeline failure probability estimation and defect repairs activities based on in-line inspection data. *EFA*. 2016. Vol. 70. pp. 255–272.
39. Vodka O. Computation tool for assessing the probability characteristics of the stress state of the pipeline part defected by pitting corrosion. *Advances in Engineering Software*. 2015. Vol. 90. pp. 159–168.
40. Veritas D. N. Recommended practice DNV RP F101. Corroded pipelines october 2010. *Int. J. of Pres. Ves. and Pip.* 2010. pp. 42.

Надійшло (received) 03.09.2016

Бібліографічні описи / Библиографические описания / Bibliographic descriptions

Огляд сучасних моделей розвитку корозійних пошкоджень та напрямів дослідження їх впливу на міцність і надійність елементів трубопроводних систем / К.Є. Потопальська // Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Динаміка і міцність машин. – Х.: НТУ «ХПІ», 2016. – № 46 (1218). – С. 60–65. – Бібліогр.: 40 назв. – ISSN 2078-9130.

Обзор современных моделей развития коррозионных повреждений и исследований тенденции их влияния на прочность и надежность элементов трубопроводных систем / К.Е.Потопальская // Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Динаміка і міцність машин. – Х.: НТУ «ХПІ», 2016. – № 46 (1218). – С. 60–65. – Бібліогр.: 40 назв. – ISSN 2078-9130.

Review of modern models of development of corrosion damage and research tendency of their influence to strength and reliability of elements of pipeline systems / К.Е. Potopalska // Bulletin of NTU "KhPI". Series: Dynamics and strength of machines. – Kharkiv: NTU "KhPI", 2016. – № 46 (1218). – P. 60–65. – Bibliogr.: 40. – ISSN 2078-9130.

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Потопальська Ксенія Євгенівна – аспірант кафедри динаміки та міцності машин, НТУ «ХПІ», email: ks.potopalskaya@gmail.com

Потопальская Ксения Евгеньевна – аспірант кафедри динаміки та міцності машин, НТУ «ХПІ», email: ks.potopalskaya@gmail.com

Potopalska Kseniia – Master, Ph.D student; Dynamics and strength of machines department, NTU «KhPI», email: ks.potopalskaya@gmail.com