

УДК 620.197.5:669.788

ВПЛИВ БАГАТОРАЗОВИХ ГІДРОУДАРІВ ПОТОКУ НАФТИ НА БЕЗПЕЧНІСТЬ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ

Т. В. ГЕМБАРА¹, В. М. ФІРМАН², В. М. МАРИЧ¹

¹ Львівський державний університет безпеки життєдіяльності;

² Львівський національний університет імені Івана Франка

Виконано скінченноелементне моделювання напружено-деформованого стану лінійної ділянки трубопроводу за нестационарного силового навантаження, щоб визначити її залишкову довговічність. Розраховано довговічність труби зі сталі Х60 нафтопроводу з внутрішньою поверхневою тріщиною за турбулентного потоку нафти і гідроударів. Встановлено, що гідроудари знижують залишкову довговічність труби майже вдвічі, порівняно з ламінарним потоком. Тому їх важливо враховувати, щоб гарантувати безпеку експлуатації трубопроводного транспорту.

Ключові слова: нафтопровід, поверхнева тріщина, напружено-деформований стан, турбулентний потік нафти, гідроудари, залишкова довговічність, безпека, трубопровідний транспорт.

Finite element modeling of the stress-strain state of the linear section of the pipeline under non-stationary force load was carried out to determine its residual life. Calculations were made for a pipe made of X60 steel of an oil pipeline with an internal surface crack under turbulent oil flow and hydraulic shock. It was established that hydraulic shocks reduce the residual life of the pipe in almost 2 times compared to laminar oil flow. Therefore, they must be taken into account to guarantee the reliable operation of pipeline transport.

Keywords: oil pipeline, surface crack, stress-strain state, turbulent flow of oil, hydraulic shock, residual life, security, pipeline transport.

Вступ. Визначити залишкову довговічність труби нафтопроводу з внутрішньою поверхневою тріщиною за турбулентного руху нафти і багаторазових гідроударів складно. За результатами детального аналізу причин аварій [1–5] вдається у багатьох випадках встановити безпосередній зв'язок джерел зародження руйнування з будь-якими, нехай і малопомітними, металургійними, виробничими, будівельно-монтажними або експлуатаційними дефектами, які є концентраторами напружень на внутрішніх і зовнішніх поверхнях труб. Заводські спричинені неметалічними включеннями у складі сульфідів, раковинами, неповним зняттям залишкових напружень зварного шва, механічним пошкодженням внутрішньої поверхні труби. Під час монтажу трубопроводів і транспортування труб до місця призначення переважають механічні пошкодження у вигляді вм'ятин, забоїн, ристок, а також дефектів поперечних стикових швів, зокрема непроварів, тощо. Внутрішня поверхнева тріщина може виникнути на стінці труби в результаті корозії та втоми матеріалу і поширюватись під впливом турбулентного руху нафти і багатьох гідроударів під час зміни режимів роботи трубопроводу. Корозія також може сприяти наводнюванню сталі в об'ємі стінки труби, а отже, пришвидшувати деградацію структури сталей за сумісної дії механічних напружень, катодного захисту і абсорбованого металом водню [6–9]. Крім того, підвищується ризик водневого та корозійного розтріскування трубопровідних сталей за механізмом

Контактна особа: Т. В. ГЕМБАРА, e-mail: taras.gembara@gmail.com

водневого окрихчення [3, 10–15]. Однак визначити залишкову довговічність труби з тріщиною складно.

По-перше, важко встановити точний розмір та форму тріщини, оскільки вона нерегулярна, а розміри варіюють з часом. По-друге, щоб прогнозувати поведінку тріщини під дією турбулентного руху нафти і гідроударів, слід зрозуміти механізми корозії і втоми матеріалу. Для цього необхідно моделювати гідродинамічні умови у трубопроводі та врахувати вплив корозії та втоми на міцність матеріалу.

Методами неруйнівного контролю (ультразвуковим обстеженням, рентгенівською томографією тощо) можна виявити тріщини та визначити їх розмір і характеристики, а числовим моделюванням – вплив турбулентного руху нафти та втоми матеріалу на їх розмір і швидкість поширення [16–20]. Загалом для розрахунку залишкової довговічності труби з внутрішньою поверхневою тріщиною за турбулентного руху нафти і багаторазових гідроударів необхідно поєднати експериментальні, числові та аналітичні підходи.

Тому важливо побудувати математичну модель для прогнозування кінетики росту тріщини та встановлення ресурсу відповідальних елементів конструкцій між двома періодичними діагностичними оглядами. Мета цього дослідження – створити розрахункову модель росту тріщини у сталі, щоб розрахувати залишковий ресурс трубопроводу з поверхневою півеліптичною тріщиною.

Формулювання задачі. Для оцінювання залишкової довговічності ділянки нафтопроводу (час до його розгерметизації) в маневреному режимі за турбулентного руху потоку нафти і можливих гідроударів побудуємо розрахункову модель розвитку в стінці труби внутрішньої поверхневої півеліптичної тріщини з півосями a , b і визначимо час $t = t_{cr}$ до її розгерметизації, де r – радіус труби; h – товщина її стінки (рис. 1а). Вважаємо, що t_{cr} – термін безпечної експлуатації трубопроводу.

Враховуючи турбулентність потоку нафти всередині труби, прийняли, що тиск p змінюється синусоїдально з частотою 0,3 Hz, асиметрією в циклі $R = 0,97$. Проте навантаження труби може збільшуватися через маневреність режиму експлуатації нафтопроводу – швидке закриття або відкриття запобіжної або запірно-регулювальної арматури, збій автоматизованих систем управління технологічними процесами, помилкове спрацювання технологічних захистів, періодичні зупинки, повторні пуски тощо, що може призвести до виникнення гідроударів з амплітудою P (рис. 1б).

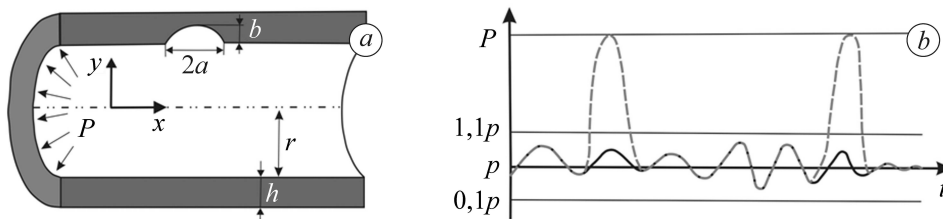


Рис. 1. Схеми навантаження труби нафтопроводу з внутрішньою поверхневою тріщиною (а) та режими навантаження (б): суцільна крива – без врахування гідроударів; штрихова – з урахуванням.

Fig. 1. Diagram of loading of a pipel with an internal surface crack (a) and schematic representation of loading modes (b): solid curve – without consideration of hydraulic shocks; dashed curve – with consideration of hydraulic shocks effects.

Вважали, що за час росту тріщини відбувається n таких додаткових зосереджених у часі гідроударів. Необхідно визначити залишкову довговічність такої

труби за цих умов, тобто час $t = t_{cr}$, коли тріщина проросте наскрізь стінки труби і вона розгерметизується (рис. 1а).

Оцінювання залишкової довговічності. Залишкову довговічність $t = t_{cr}$ труби зі сталі X60 розраховували для таких геометрії тріщини і силового навантаження: $r = 0,7$ м, $h = 0,02$ м, $p = 9$ МПа, $P = 12$ МПа; (рис. 1b). Характеристики труби: $\sigma_{0,2} = 425$ МПа, $\sigma_B = 545$ МПа, $\Psi = 73\%$, $\delta = 23\%$, $K_{1C} = 231$ МПа $\cdot$ м^{-1/2}.

Для розв'язання цієї задачі використали метод скінченних елементів. За допомогою програмного пакета Ansys 2019R1 змодельовали трубу з еліптичною тріщиною. Для формування скінченноелементної сітки зі згущенням в околі тріщини використали 419517 елементів тетраедроподібної форми, з'єднаних 627422 вузлами. У результаті визначили напружено-деформований стан труби та отримали розподіл еквівалентних деформацій (рис. 2а) та напружень (рис. 2b) в околі тріщини. Встановили, що з досягненням навантаження верхньої амплітуди синусоїди (рис 1b) напруження в околі тріщини збільшуються за межу пластичності, через що деформації стають незворотні, тобто дещо зростають, зокрема, в околі тріщини в радіальному напрямку труби.



Рис. 2. Розподіл еквівалентних деформацій (а) та напружень (b) в околі еліптичної тріщини.

Fig. 2. Distribution of equivalent deformations (a) and equivalent stresses (b) around an elliptical crack.

Для прогнозування довговічності ввели безрозмірний параметр Δ :

$$\Delta = b/h + d\epsilon_y,$$

де $d\epsilon_y$ – приріст деформацій по товщині труби в напрямі осі у (рис. 1а).

Вважали, що труба зруйнується, якщо $\Delta \approx 0,8$, тобто коли товщина стінки труби в околі тріщини вже не здатна витримувати експлуатаційні умови, внаслідок чого труба розгерметизується. Побудували (рис. 3, крива 1) залежність залишкової довговічності (часу до розгерметизації труби) від параметра Δ за стаціонарного режиму (див. рис. 1b, суцільна крива), а також визначили час $t_{cr} = t(\Delta \approx 0,8)$, який вважали експлуатаційним ресурсом труби.

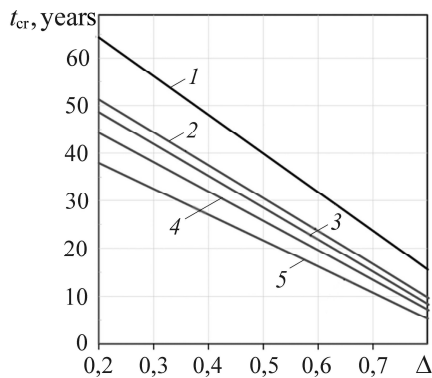


Рис. 3. Залежність залишкової довговічності t_{cr} труби нафтопроводу від безрозмірного початкового розміру тріщини Δ у стаціонарному (крива 1) і маневровому (криві 2–5) режимах експлуатації за різної значень кількості гідроударів n за рік: 1 – $n = 0$; 2 – 200; 3 – 250; 4 – 350; 5 – 600.

Fig. 3. Residual fatigue life t_{cr} of an oil pipeline pipe vs. the change in the dimensionless initial crack size in stationary (curve 1) and shunting (curves 2–5) operating modes for different values of the number of hydraulic shocks n per year: 1 – $n = 0$; 2 – 200; 3 – 250; 4 – 350; 5 – 600.

Аналогічні розрахунки виконали для нафтопроводу із урахуванням маневрності навантаження (див. рис. 1b, штрихові криві) для кількості гідроударів $n = 200; 250; 350$ та 600 (рис. 3, криві 2–5).

ВИСНОВКИ

Сформульовано розрахункову модель для визначення залишкової довговічності елементів конструкцій з внутрішніми поверхневими тріщинами. Методом скінченних елементів встановлено залежність часу до руйнування від відносної глибини тріщини та залишковий ресурс ділянки нафтопроводу з поверхневою півеліптичною тріщиною. Виявлено пряму залежність залишкової довговічності труби від її глибини та кількості гідроударів. Зокрема, зі збільшенням глибини тріщини ресурс труби зменшиться більш ніж у 4 рази. Для тріщини, глибина якої складає 20% від товщини стінки труби, за кількості гідроударів від 200 до 600 довговічність зменшиться на 21...42%, а для тріщини, глибина якої складає 80% – зменшиться на 40...64%. Вочевидь, це потрібно брати до уваги, щоб гарантувати безпеку експлуатації трубопроводного транспорту.

1. Андрейків О. Є., Долінська І. Я. Математичне моделювання росту корозійно-механічних тріщин у нафтопроводі з урахуванням гідроударів і зміни характеристик його матеріалу в процесі експлуатації // Мат. методи та фіз.-мех. поля. – 2021. – **64**, № 3. – С. 142–149. <https://doi.org/10.15407/mmpmf2021.64.3.142-149>
2. Prediction of residual service life of oil pipeline under non-stationary oil flow taking into account steel degradation / O. Andreykiv, O. Hembara, I. Dolinska, Y. Sapuzhak, N. Yadzhak // Degradation Assessment and Failure Prevention of Pipeline Systems. – Springer, 2021. – P. 203–216.
3. Revie R. W. Oil and gas pipelines: Integrity and safety handbook. – John Wiley & Sons, 2015. – 828 p.
4. Zhang X. Y. and Feng J. Oil and gas pipeline residual strength research based on reliability analysis // Appl. Mech. and Mat. – 2013. – № 318. – P. 562–568. DOI: 10.4028/www.scientific.net/amm.318.562
5. Ficquet X., Serasli K., and Kingston E. Residual stress measurement, finite element mapping and flaw simulation for a girth welded pipe // American Soc. of Mech. Eng. – 2015. – 8 p. <https://doi.org/10.1115/OMAE2015-41990>
6. Beden S. M., Battawi A. A., and Shahrum A. J. Durability of the oil pipeline systems under environmental effects // The Iraqi J. for Mech. and Mater. Eng. – 2018. – **18**, № 4. – P. 564–576.
7. Sun H. and Zhou W. Classification of failure modes of pipelines containing longitudinal surface cracks using mechanics-based and machine learning models // J. of Infrastructure Preservation and Resilience. – 2023. – **4**, № 1. – Article number 5.
8. Mathematical modeling of aging processes of pipeline materials and estimation of their residual lifetime / O. Andreykiv, I. Dolinska, N. Hembara, O. Svirchevskyi, M. Kopnický, and Z. Budayová // 2022 12th Int. Conf. on Adv. Computer Information Technologies (ACIT), Ruzomberok, Slovakia, 2022. – P. 80–83. DOI:10.1109/ACIT54803.2022.9913135
9. Influence of hydrogen on the residual service life of a gas pipeline in the maneuvering mode of operation / O. Andreykiv, I. Dolins'ka, V. Kukhar, and P. Shtoiiko // Materials Science. – 2016. – **51**, № 4. – P. 500–508. <https://doi.org/10.1007/s11003-016-9868-6>
10. Determination of the period of subcritical growth of creep-fatigue cracks under block loading / O. Andreykiv, V. Skal's'kyi, V. Opanasovych, I. Dolins'ka, and I. Shtoiiko // J. of Mathematical Sci. – 2017. – **222**, № 2. – P. 103–113.
11. Andreykiv O. E., Shtoiiko I., and Raiter O. Determination of the period of subcritical growth of an internal surface stress-corrosion crack in a pipe of pipeline for the turbulent flow of oil with hydraulic shocks // Materials Science. – 2018. – **53**, № 6. – P. 842–848. <https://doi.org/10.1007/s11003-018-0149-4>
12. Gembara O. V., Terlets'ka Z. O., and Chepil O. Y. Hydrogen concentration near the tip of a corrosion crack // Materials Science – 2008. – **44**, № 1. – P. 133–137. <https://doi.org/10.1007/s11003-008-9052-8>

13. Hembara O. V., Terlets'ka Z. O., and Chepil O. Y. Determination of electric fields in electrolyte-metal systems // *Materials Science*. – 2007. – **43**, № 2. – P. 222–229. <https://doi.org/10.1007/s11003-007-0025-0>
14. A new energy approach to predicting fracture resistance in metals / M. Dutkiewicz, O. Hembara, O. Chepil, M. Hrynenko, and T. Hembara // *Materials*. – 2023. – № 16. – Article number 1566. <https://doi.org/10.3390/ma16041566>
15. Influence of hydrogen on the fracture resistance of pre- strained steam generator steel 22K / M. Dutkiewicz, O. Hembara, Ya. Ivanytskyi, M. Hvozdiuk, O. Chepil, M. Hrynenko, and N. Hembara // *Materials*. – 2022. – № 15(19). – P. 6596. <https://doi.org/10.3390/ma15196596>
16. Ivanyts'kyi Y. L., Hembara O. V., and Chepil O. Y. Determination of the durability of elements of power-generating equipment with regard for the influence of working media // *Materials Science*. – 2015. – **51**, № 1. – P. 104–113. <https://doi.org/10.1007/s11003-015-9815-y>.
17. Mytsyk B., Hembara O., and Shchepanskyi P. Determination of hydrogen diffusion coefficients in metals by the method of low mechanical stresses // *Archive of Appl. Mech.* – 2022. – **92**, № 11. – P. 3203–3213 <https://doi.org/10.1007/s00419-022-02231-0>
18. Combined FEM and DIC Techniques for the 2D Analysis of the Stress-Strain Fields and Hydrogen Diffusion Near a Blunt Crack Tip / Y. Ivanyts'kyi, O. Hembara, W. Dudda, V. Boyko, and S. Shtayura // *Strength of Mater.* – 2022. – **54**, № 2. – P. 256–266.
19. Influence of temperature and hydrogen on fatigue fracture of 10KH15N27T3V2MR steel / O. Hembara, O. Chepil, T. Hembara, V. Mochulskyi, and Y. Sapuzhak // *J. of Theoretical and Appl. Mech. (Poland)*. – 2020. – **58**, № 1. – P. 3–15.
20. Fatigue crack propagation kinetics in bimetallic plates / O. E. Andreikiv, V. R. Skal's'kii, I. Y. Dolins'ka, V. K. Opanasovich, and O. S. Dubyts'kyi // *Strength of Mater.* – 2015. – **47**, № 5. – P. 662–669.

Одержано 23.03.2024