

УДК 620.191.33: 620.193

І.М.Фартушок, О.Т.Касій, Н.Р.Грабовська

Дрогобицький державний педагогічний університет імені Івана Франка

ЕКСПРЕС-ОЦІНКА ВПЛИВУ КОРОЗІЙНИХ ДЕФЕКТІВ НА ЕКСПЛУАТАЦІЙНІ МОЖЛИВОСТІ НАФТОПРОВОДУ

Наведено результати розрахунків руйнівного тиску для труби внутріцехового нафтопроводу „НЗП "Урич-15" – НЗП "Орив-21" з корозійно-механічними тріщиноподібними дефектами у її стінці

Ключові слова: *корозійний дефект, тріщиноподібний дефект, руйнівний тиск.*

Бориславське нафтогазове родовище (Львівська обл.) експлуатується з 1853 р. За оцінками науковців [1], станом на 01.01.2000 р. воно містило приблизно 27 млн. т нафти, що перевищує половину усіх видобутих її обсягів (близько 44 млн. т). З 13 діючих родовищ щорічно видобувається близько 100 тис. т нафти і 30 млн. м³ нафтового газу.

Орівсько-Уличнянське нафтогазове родовище належить до Бориславсько-Покутського нафтогазоносного району Прикарпатської нафтогазоносної області Західного нафтогазоносного регіону України. Експлуатується родовище з 1962 р. Початкові запаси: 4524 тис. т нафти і 2853 млн. м³ розчиненого газу [2].

Протягом 2003–2007 рр. у регіоні зафіксовано 17 аварій, з них 7 – у 2007 році. Основні їх причини – свищі в тілі труби, каверни, тріщини у зварних швах.

Для запобігання аварійних ситуацій проводиться технічне діагностування нафтопроводів. Для цього методами неруйнівного контролю виявляються потенційно небезпечні тріщиноподібні дефекти і на основі загальноприйнятих норм та стандартів [3–7] оцінюються експлуатаційні можливості трубопровідного транспорту. У статті наведено розраховані за процедурою [8], яка базується на загальноприйнятому європейському стандарті – норвезьких нормах DNV RP-F101 [6], значення руйнівного тиску для труб внутріцехового нафтопроводу „НЗП "Урич-15" – НЗП "Орив-21" із зовнішніми корозійно-механічними тріщиноподібними дефектами.

Об'єкт і методи дослідження

Об'єктом дослідження є експлуатована на протязі 29 років труба, якою під тиском $P = 6,2$ МПа транспортувалася нафта. Внаслідок виносу металу товщина стінки труби за час експлуатації зменшилась з 8,0 мм до 6,9 мм. У трубі наявні одиничні та множинні зовнішні корозійно-механічні тріщиноподібні дефекти довжиною L і максимальною глибиною s (рис. 1, а, б), розташовані паралельно до її осі. Дефекти утворилися внаслідок пошкодження захисного покриття, високої корозійної активності ґрунтів (болота, балки, яри), підвищеної температури поверхні труби тощо [9]. Вважається, що дефекти розвивалися з деякою постійною швидкістю вглиб стінки труби і на завершальній стадії їх розвитку труба руйнується за в'язким механізмом з повільним пластичним розкриттям тріщини у дефекті. Декілька одиночних дефектів, які взаємодіють між собою (рис. 1, в), вважаємо множинними. За методикою [3, 10] їх схематизовано до зручної для подальших обчислень форми.

Механічні характеристики міцності та пластичності сталі досліджуваної нафтопровідної труби визначено за стандартною методикою випробувань циліндричних зразків на розтяг [11] і наведено у таблиці 1.

Таблиця 1

Геометричні параметри і механічні характеристики міцності та пластичності матеріалу труби внутріцехового нафтопроводу

Матеріал труби	$d_{\text{зовн.}}$ мм	t , мм	σ_B , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	δ , %
сталь 20	159	6,9	526,9	339,3	26,9

Експлуатаційні можливості нафтопроводу оцінено за європейською методикою SINTAP [12], яка дозволяє визначати допустиму глибину корозійно-механічного тріщиноподібного дефекту s у трубі з коефіцієнтом запасу міцності (коефіцієнтом безпеки) $S_r = P_p/P_f = 0,5$, де P_p – максимальний робочий тиск, МПа; P_f – розрахований руйнівний тиск, МПа, [8]:

$$P_f = \frac{2\sigma_A \cdot t}{D - 2t} \cdot \left[\frac{1 - \left(\bar{n}_0 + \frac{dc}{dN} N \right) / t}{1 - \left(\bar{n}_0 + \frac{dc}{dN} N \right) / t \cdot q} \right] \quad (1)$$

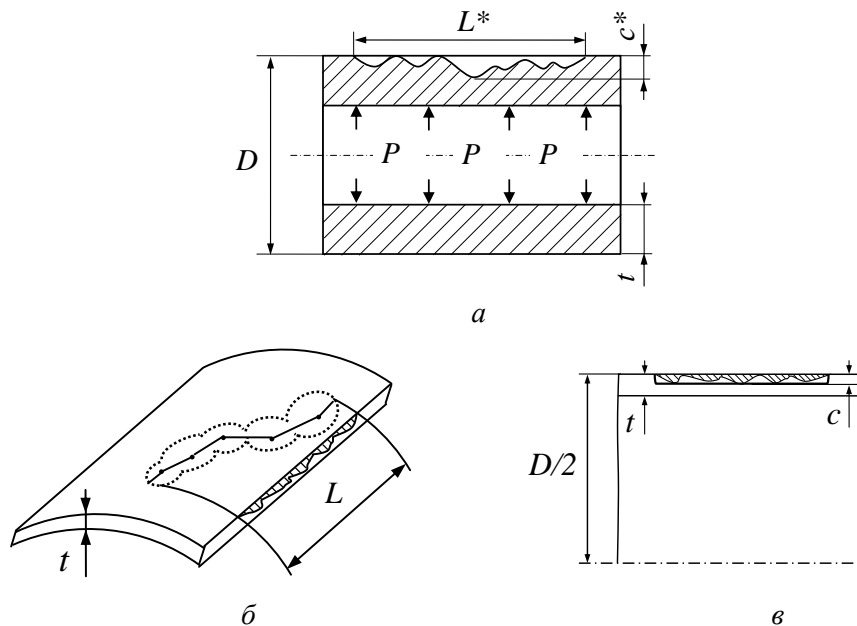


Рис. 1. Корозійно-механічний тріщиноподібний дефект на зовнішній поверхні труби (а, б) та його схематизація (в)

Необхідні для розрахунків дані про експлуатаційні дефекти у нафтопроводі, одержані при його дозиметричному контролі, наведено у табл. 2.

Таблиця 2

Параметри експлуатаційних дефектів у нафтопроводі

Нафтопровід	L_0 , мм	c_0 , мм	c_0/t	dc/dN , мм/цикл	T , роки
НЗП "Урич-15" – НЗП "Орів-21"	10... ...1000	3,6	0...0,8	$3,40 \cdot 10^{-4}$ $5,20 \cdot 10^{-4}$	29

Для спрощення розрахунків вважаємо, що:

- довжина початкового тріщиноподібного корозійно-механічного дефекту L_0 постійна;
- дефекти розвиваються лише вглиб стінки труби з усередненою постійною швидкістю $V_1 = 0,124$ мм/рік = $3,40 \cdot 10^{-4}$ мм/цикл та максимальною постійною швидкістю $V_2 = 0,190$ мм/рік = $5,20 \cdot 10^{-4}$ мм/цикл [9, 13];
- міцність нафтогону гарантована при мінімальному розрахунковому руйнівному тиску $P_f \approx 12,4$ МПа.

Результати досліджень та їх обговорення

Як бачимо з табл. 2, наявні множинні корозійно-механічні дефекти уявно можна розділити на два основні типи [9]:

I тип – тріщини з довжинами до 100 мм ($L < 100$ мм);

II тип – тріщини з довжинами понад 100 мм ($L \geq 100$ мм).

Для оцінки статичної міцності нафтопроводу „НЗП "Урич-15" – НЗП "Орів-21" з наявними експлуатаційними тріщиноподібними дефектами (табл. 2) ми за формулою (1) розрахували руйнівний тиск P_f . Результати розрахунків наведено на рис. 2.

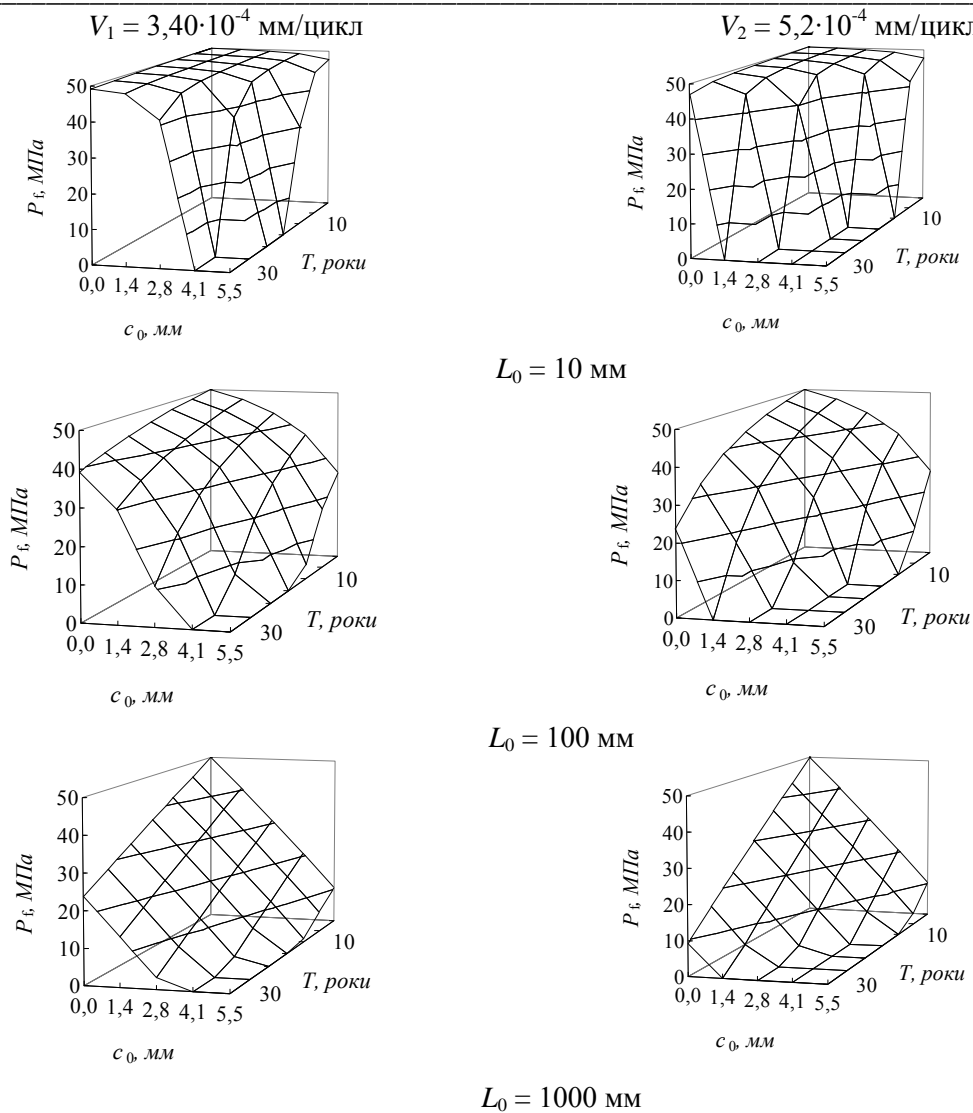


Рис. 2. Графіки залежностей руйнівного тиску P_f від глибини дефекту c_0 і планової тривалості експлуатації T при різних довжинах дефектів L_0 і швидкостях поширення тріщин V

Висновки

Аналіз зображених на рис.2 графіків свідчить, що множинні корозійно-механічні тріщиноподібні дефекти з довжинами $L < 100$ мм, глибинами $c < 2,0$ мм і швидкістю розвитку $V_1 = 0,124$ мм/рік практично не впливають на експлуатаційні можливості внутріцехового нафтопроводу. Оскільки мінімальний розрахунковий руйнівний тиск у ньому становить $P_f \approx 12,4$ МПа, то безпечна експлуатація нафтогону з такими дефектами можлива ще принаймні 30 років. При зростанні глибини множинного тріщиноподібного дефекту до $c = 4,0$ мм гарантований термін експлуатації нафтогону зменшується до 15 років.

Множинні дефекти з розмірами $L \geq 100$ мм і $c < 2,0$ мм скорочують термін експлуатації нафтопроводу до 25 років. Безаварійна експлуатація нафтогону з корозійно-механічними дефектами глибиною $c = 4,0$ мм можлива ще протягом 10 років.

У місяцях аварій нафтопроводу швидкість розвитку корозійно-механічних дефектів зростає до $V_2 = 0,190$ мм/рік, що зумовлено специфікою умов його прокладання [13] та експлуатації у заболоченій місцевості [14]. Як свідчать розрахунки, в таких умовах нафтопровід з множинними корозійно-механічними дефектами розмірами $L < 100$ мм і $c < 4,0$ мм можна безпечно експлуатувати ще протягом 10 років. Множинні дефекти з $L \geq 100$ мм і $c = 4,0$ мм зменшують термін безпечної експлуатації нафтопроводу до 5 років.

1. Інтернет
2. Інтернет
3. Розрахунок на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами. ВБН В.2.3.-00018201.04-2000 – К.: – 2000. – 57 с.
4. American Nation Standard Institute (ANSI)/American Society of Mechanical Engineers (ASME). Manual for determining strength of corroded pipelines. ASME B31G, 1984.
5. ASME B31G-1991: Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines. – New York: The American Society of Mechanical Engineers, 1991.
6. DNV-RP-F1001: corroded pipelines. – Det Norske Veritas, 1999.
7. Development of limit load solutions for corroded gas pipelines / J. V. Choi, V. K. Goo, J. C. Kima et al. // Int. J. Pressure Vessel and Piping. – 2003. – 80, № 2. – P. 121–128.
8. Грабовський Р.С., Федорович Я.Т., Фартушок І.М., Касій О.Т. Оцінювання потенційної можливості в'язкого руйнування магістрального нафтопроводу з експлуатаційними дефектами // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу – № 1 (17). – 2008. – С.50–55.
9. Поляков С., Клименко А., Ниркова Л., Малькова О. Електрохімічний моніторинг магістральних трубопроводів на корозійно-небезпечних ділянках // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2008. – Спец. вип. – № 7. – Т.2. – С. 761-766.
10. Pluvinage G. Pipe defect assessment based on limit analysis, failure assessment diagram and subcritical crack growth // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2006. – № 1. – С. 119–127.
11. Фридман Я.Б. Механические свойства металлов. Механические испытания. Конструкционная прочность. – М.: Машиностроение. 1974. – Т. 2. – С. 368.
12. SINTAP: Structural Integrity Assessment Procedures for European Industry. Final Procedure, 1999. Brite-Euram Project No BE95-1426. – Rotherham: British Steel, 1999.
13. Поляков С., Ниркова Л., Клименко А., Коваленко С. Корозія внутрішньої поверхні магістральних газопроводів // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2006. – Спец. вип. – № 5. – Т.1. – С. 300-304.
14. Щербаков С.Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа. – М.: Наука, 1982. – 207 с.