

Р. Грабовський

Доцент, канд. техн. наук

І. Фартушок

Доцент, канд. техн. наук

О. Касій

Інженер

Т. Горб'як

інженер

Дрогобицький державний
педагогічний університет
імені Івана Франка,
м. Дрогобич

УДК 620.191.33:620.194.8

ДО ОЦІНКИ УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ З КОРОЗІЙНО-ВТОМНИМИ ДЕФЕКТАМИ

Ця стаття присвячена аналізу умов експлуатації газопроводів, що працюють в Україні, з метою визначення впливу різних факторів на їхній технічний стан та безпеку. Висвітлено результати досліджень, проведених на газопроводах, що підлягають ремонту, та наведено рекомендації щодо покращення умов експлуатації та збільшення терміну служби.

магістральний газопровід, експлуатаційна пошкоджуваність металу, корозійна каверна, корозійно-втомний дефект, руйнівний тиск

Магістральні газопроводи України, загальна довжина яких становить близько 35 тис. км, є об'єктами тривалого терміну експлуатації, до безпеки яких висувають високі вимоги. Ними до країн Центральної та Західної Європи і до Туреччини щорічно транспортується 120 млрд. м³ російського газу, що забезпечує великі валютні надходження, оскільки майже 40 % природного газу, який споживається в Україні, надходить як плата за транзит [1]. Структура газопроводів за терміном експлуатації розподіляється так: до 20 років — 45 %; від 20 до 33 років — 32 %; понад 33 роки — 23 % [1].

Забезпечення у процесі експлуатації надійної роботи магістральних газопроводів, 55 % яких експлуатуються понад 20 років, пов'язана з оцінкою їхнього залишкового ресурсу. Базовим елементом такої оцінки є технічна діагностика стану матеріалу та наявності дефектів трубопровідних систем [2, 3].

У процесі експлуатації на магістральні газопроводи діють статичні, циклічні та динамічні навантаження і впливає корозійне середовище. Одночасна дія цих чинників спричинює утворення корозійних дефектів, їх розвиток та корозійно-втомне руйнування газопроводів.

Результати діагностичного дослідження технічного стану 25 % магістральних газопроводів державної компанії „Укртрансгаз” за допомогою інтелектуального поршня фірми „Rozen” показали, що втрата (винесення) понад 60 % металу становить 0,9 % від усіх випадків; винесення 41—60 % металу — 5 % випадків, а винесення 20—40 % металу — 45,5 % випадків. Дефекти зварних швів становлять 28,8 % випадків, дефекти основного металу — 11,1 % випадків і не класифіковані дефекти — 7 % від усіх випадків [1]. Обґрунтування експлуатаційної надійності та довговічності цих технічно діагностованих газопровідних систем здійснюється за допомогою методів оцінки корозійно-механічної пошкоджуваності металу [3 — 7]. Проте існуючі методики не враховують розвиток у часі (поширення) корозійних дефектів, хоча експлуатація магістральних газопроводів характеризується певними пульсаціями робочих тисків [8], що може спричинити розвиток дефектів за корозійно-втомним механізмом [4, 6].

Продовження терміну служби та забезпечення надійної роботи газопроводів з наявними корозійними дефектами (рис. 1) вимагає розроблення відповідних методів оцінки корозійно-втомних дефектів.

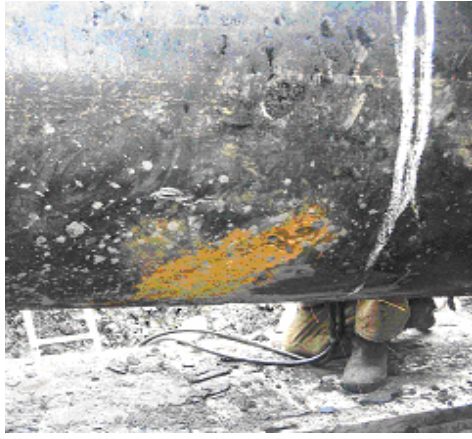


Рис. 1. Зовнішній корозійний груповий дефект у вигляді системи корозійних каверн на трубі магістрального газопроводу

У статті на прикладі магістрального газопроводу „Союз” з експлуатаційними корозійно-втомними дефектами запропоновано методику визначення руйнівного тиску, яка ґрунтується на положенні, що визначальним чинником руйнування газопроводу є розвиток корозійних тріщиноподібних дефектів під впливом незначних асиметричних ($R = 0,9$) циклічних навантажень.

Методика та процедура розрахунку впливу осевих корозійних дефектів на експлуатаційні можливості газопроводу. З [7, 9] відомо, що зовнішні тріщиноподібні дефекти з осью орієнтацією у стінці газопроводу (із зовнішнім діаметром труби D та товщиною її стінки t) при інженерних розрахунках схематизують до простішого вигляду так (табл. 1).

При цьому в основу процедури розрахунку впливу осевих корозійних дефектів на експлуатаційні можливості газопроводу покладено такі припущення.

Розглянемо трубу із зовнішнім діаметром D та товщиною стінки t , яка на зовнішній поверхні містить корозійний дефект довжиною L та глибиною c (рис. 2). Труба заповнена робочим середовищем під тиском $P = P_0$.

Таблиця 1

Корозійні дефекти [7, 9]

Дефект трубопроводу	Схематизований дефект трубопроводу
Зовнішній осевий поверхневий дефект	Зовнішня осьова поверхнева прямокутна тріщина

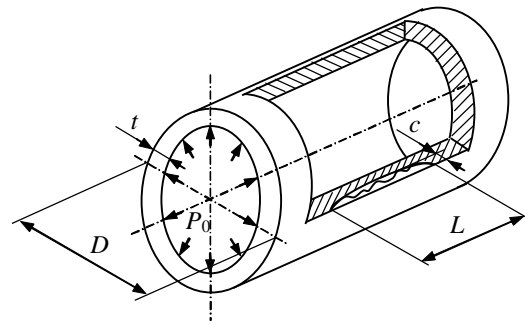


Рис. 2. Схематичне подання дефекту в стінці труби

Для такого випадку спосіб визначення руйнівного тиску регламентують норвезькі норми DNV RP-F101 [10], які найпоширеніші у європейських стандартах і є всестороннім і узагальненим способом розрахунку внутрішнього руйнівного тиску для трубопроводів з корозійними дефектами. Цей спосіб розрахунку базується на даних про зовнішній діаметр труби (D), товщину її стінки (t), напруження міцності матеріалу труби (σ_B), довжину (L) і глибину (c) дефекту. Згідно з DNV RP-F101 руйнівний тиск визначають за такою залежністю:

$$P_f = \frac{2\sigma_B \cdot t}{D - 2t} \cdot \left[\frac{1 - (c/t)}{1 - \frac{(c/t)}{q}} \right], \quad q = \sqrt{1 + 0,31 \cdot \left(\frac{L}{\sqrt{D \cdot t}} \right)^2}. \quad (1)$$

Вважаючи дефект у трубі корозійно-втомним [6, 8], приймаємо, що він розвивається з часом (протягом деякої кількості циклів навантаження N) і вздовж і вглиб з деякими сталими швидкостями, тобто:

$$v_L = \frac{dL}{dN} = const \quad \text{та} \quad v_c = \frac{dc}{dN} = const. \quad (2)$$

Із залежностей (2) можна визначити розміри дефекту в будь-який заданий час експлуатації газопроводу, що відповідає кількості циклів навантаження N :

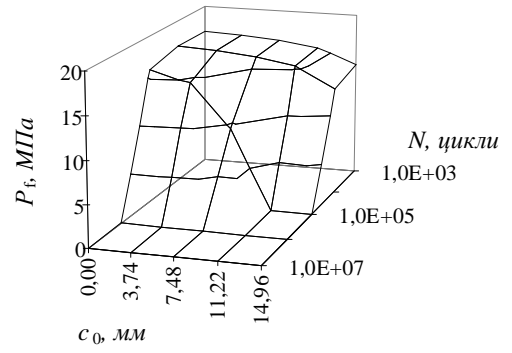
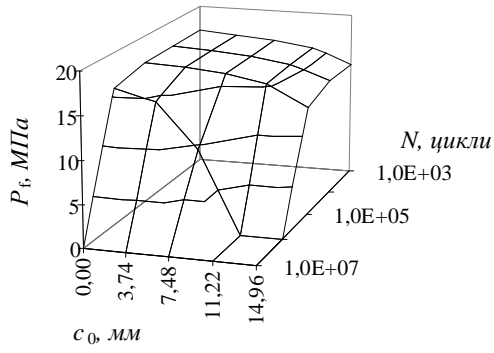
$$L = L_0 + \frac{dL}{dN} (N - N_0) \quad \text{та} \quad c = c_0 + \frac{dc}{dN} (N - N_0). \quad (3)$$

Тут L_0 та c_0 — розміри дефекту через N_0 кількість циклів навантаження (під час останньої діагностичної інспекції).

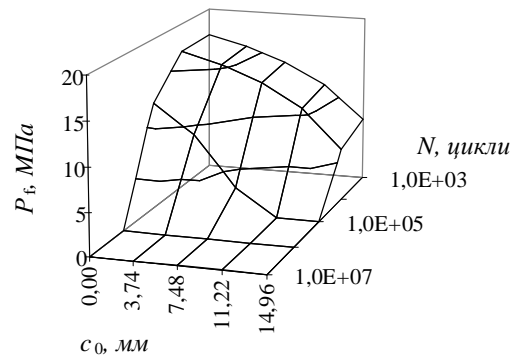
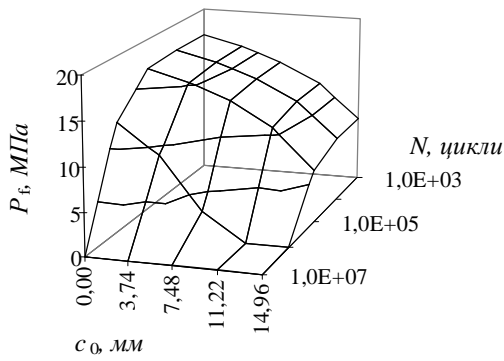
Врахувавши у формулі (1) співвідношення (3), отримуємо кінцевий вигляд залежності для визначення руйнівного тиску P_f для труби з корозійно-втомними дефектами:

$$P_f = \frac{2\sigma_B \cdot t}{D - 2t} \cdot \left[\frac{1 - \left(c_0 + \frac{dc}{dN} N \right) / t}{1 - \left(c_0 + \frac{dc}{dN} N \right) / t \cdot q} \right]. \quad (4)$$

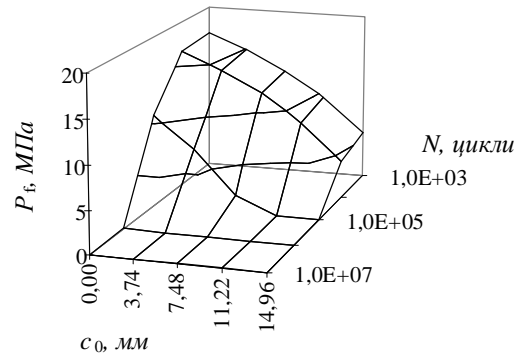
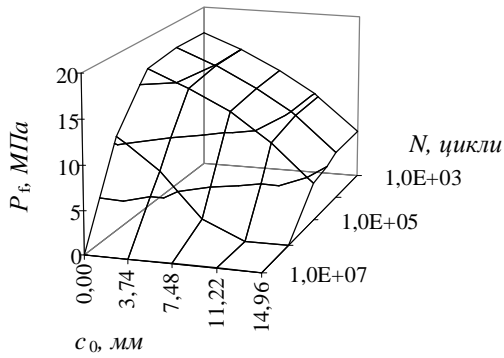
Випадок А



Випадок Б



Випадок В



Випадок Г

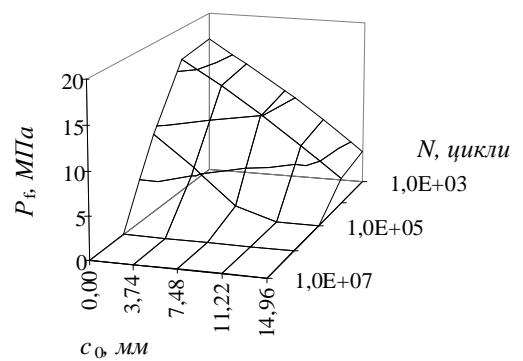
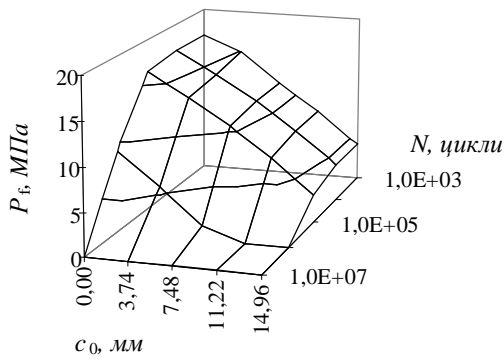


Рис. 2. Залежність руйнівного тиску P_f від глибини вихідного дефекту c_0 та кількості циклів навантаження N для двох випадків швидкості поширення тріщини: $V_1 = 1 \cdot 10^{-5}$ мм/цикл (ліворуч); $V_2 = 1 \cdot 10^{-4}$ мм/цикл (праворуч)

Формула (4) є базовою для оцінки руйнівного тиску труби залежно від розмірів та форми дефектів, швидкості їх поширення та часу експлуатації газопроводу.

Розглянемо трубу магістрального газопроводу „Союз” (труба 1420·18,7 мм зі сталі 10Г2ФБ ($\sigma_B = 623,5$ МПа)) з корозійними тріщиноподібними дефектами різної довжини (табл. 2), навантажену внутрішнім тиском до 7,5 МПа.

Розрахуємо за формулою (4) руйнівний тиск P_f для випадків, наведених у табл. 2. Приймаємо, що початковий тріщиноподібний корозійний дефект має розміри L_0 , c_0 і розвивається лише вглиб зі сталою швидкістю dc/dN ($V_1 = 10^{-5}$ мм/цикл, $V_2 = 10^{-4}$ мм/цикл), а його довжина L_0 при цьому залишається незмінною. Вибрані нами швидкості розвитку дефектів є цілком обґрунтованими, оскільки при швидкості $V_1 = 10^{-5}$ мм/цикл [8] тріщина може розвинути вглиб на 1 мм за 11 років, а при швидкості $V_2 = 10^{-4}$ мм/цикл вона розвивається вглиб на 1 мм за 1,1 року. У той же час плановий діагностичний огляд газопроводу виконують кожні 5 років. Змінною також вважається планова кількість циклів навантаження N , яка відповідає проміжку часу між діагностичними оглядами газопроводу.

Результати обчислень подано у вигляді залежностей руйнівного тиску P_f від глибини вихідного дефекту c_0 та кількості циклів навантаження N (рис. 2). Руйнівний тиск для газопроводу без дефектів становить 16,9 МПа. Для розглянутих нами випадків з різною зовнішньою початковою довжиною корозійного дефекту L_0 руйнівний тиск істотно зменшується зі зростанням глибини дефекту c_0 та зі збільшенням запланованого терміну експлуатації через постійний розвиток дефектів. Також слід зазначити, що зростання швидкості розвитку дефектів dc/dN відчутно впливає на можливий термін експлуатації газопроводів.

Додатково нами було проведено розрахунки за прийнятою європейською методикою SINTAP [11]. Визначалась допустима глибина тріщиноподібних дефектів $[c]$, для яких коефіцієнт запасу міцності (коефіцієнт безпеки) становить 0,5 і є відношенням максимального робочого (P_p) до розрахованого руйнівного (P_f) тиску в трубопроводі:

$$S_r = \frac{P_p}{P_f} \quad (5)$$

Отримані результати (табл. 3, табл. 4) вказують на те, що дефекти довжиною до 100 мм практично не впливають

Допустимі розміри тріщиноподібних дефектів $[c]$ за SINTAP для $S_r=0,5$ при $V_2=1 \cdot 10^{-4}$ мм/цикл

L_0 , мм	$[c]$, мм		
	$N=10^3$ циклів	$N=10^4$ циклів	$N=10^5$ циклів
100	12,44	11,70	2,75
300	5,20	4,36	0
500	3,64	2,68	0
1000	2,36	1,46	0

Таблиця 4

Допустимі розміри тріщиноподібних дефектів $[c]$ за SINTAP для $S_r=0,5$ при $V_2=1 \cdot 10^{-5}$ мм/цикл

L_0 , мм	$[c]$, мм			
	$N=10^3$ циклів	$N=10^4$ циклів	$N=10^5$ циклів	$N=10^6$ циклів
100	12,53	12,44	11,70	2,75
300	6,02	5,20	4,36	0
500	3,74	3,64	2,68	0
1000	3,59	2,36	1,46	0

на експлуатаційні можливості газопроводу. Однак є очевидним, що при збільшенні початкового розміру L_0 зовнішні дефекти стають небезпечнішими, оскільки призводять до істотного пониження значень руйнівного тиску P_f і пов'язаної з ним допустимої глибини тріщиноподібних дефектів $[c]$.

Висновки. Запропоновано методику оцінки руйнівного тиску для газопроводів з корозійно-втомними дефектами, які розвиваються з деякою сталою швидкістю вглиб стінки труби.

Розглянуто приклад реального трубопроводу та визначено значення руйнівного тиску. Показано, що для коректного встановлення безпечного експлуатаційного тиску в пошкоджених магістральних газопроводах слід враховувати початкові розміри зовнішніх тріщиноподібних дефектів та швидкості їх можливого розвитку.

Література

1. Бут В.С., Олійник О.І. Стратегія розвитку технологій ремонту діючих магістральних трубопроводів // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин / За заг. ред. Б.Є. Патона. — Київ: Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України. — 2006. — С. 491—496.

2. Щербаков С.Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа. — М.: Наука, 1982. — 207 с.

3. Дмитрах І.М., Сиротюк А.М., Русин Б.П., Лисак Ю.В., Вайнман А.Б. Створення сучасних методів технічної діагностики працездатності систем пароводяного тракту енергоблоків ТЕС // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин / За заг.

Таблиця 2

Вихідні дані для розрахунків

Випадок	L_0 , мм	c_0/t	dc/dN , мм/цикл	N , циклів
А	100	0...0,8	$1 \cdot 10^{-5} \dots 1 \cdot 10^{-4}$	$10^3 \dots 10^7$
Б	300			
В	500			
Г	1000			

ред. Б.Є. Патона. — Київ: Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України. — 2006. — С. 62—66.

4. Дмитрах І.М., Панасюк В.В. Вплив корозійних середовищ на локальне руйнування металів біля концентраторів напружень. — Львів: Національна академія наук України. Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка. — 1999. — 341 с

5. Ориняк І.В., Бородій М.В., Батура А.С. Наукові і організаційні засади впровадження ризик-аналізу в практику управління цілістю магістральних трубопроводів // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин / За заг. ред. Б.Є. Патона. — Київ: Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України. — 2006. — С. 11—15.

6. Механіка руйнування і міцність матеріалів: Довідн. посібник / За заг. ред. В.В. Панасюка. Том 7: Надійність та довговічність елементів конструкцій теплоенергетичного устаткування / І.М. Дмитрах, А.Б. Вайнман, М.Г. Стащук, Л. Тог. Під ред. І.М. Дмитраха. — Київ: ВД "Академперіодика", 2005. — 378 с.

7. Розрахунок на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами. — ВБН В.2.3.-00018201.04-2000. — Київ, 2000. — 57 с.

8. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Вплив нерівномірності газоспоживання на напружений стан трубопроводу // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2004. — №3(12). — С. 31—34.

9. 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.

10. DNV-RP-F1001: corroded pipelines. — Det Norske Veritas, 1999.

11. SINTAP: Structural Integrity Assessment Procedures for European Industry. Final Procedure, 1999. Brite-Euram Project No BE95-1426. — Rotherham: British Steel, 1999.

Отримана 15.11.07

R. Hrabovskyy, I. Fartushok, O. Kasiy, T. Horbyak

On operating conditions assessment of trunk gas-pipelines with corrosion fatigue defects

Franko State Pedagogical University, Drohobych

The method of fracture pressure assessment for gas-pipelines with corrosion fatigue defects is proposed. As an example, the consideration of the real pipeline is given. Here, the importance of taking into account of the initial size of external crack-like defects and velocity of their potential development has been shown.

МОНОГРАФІЯ З ОСНОВ МАТЕМАТИЧНОЇ ТЕОРІЇ ТЕРМОПРУЖНОЇ РІВНОВАГИ ДЕФОРМІВНИХ ТВЕРДИХ ТІЛ З ТОНКИМИ ВКЛЮЧЕННЯМИ *

Проблема визначення температурного та напружено-деформованого стану тіл з тонкими включеннями є важливою з багатьох причин. Передусім такі включення є поширеними дефектами багатьох матеріалів і внаслідок високої концентрації напружень біля них розпочинається пластичне деформування та руйнування. Тонкі включення часто відіграють роль конструктивних елементів, зокрема арматури композиційних матеріалів; ними можна моделювати зони неідеального контакту тіл, початок процесу фазових перетворень тощо. У літературі відомі п'ять основних підходів до вирішення цієї складної математичної проблеми, серед яких приваблює своїми можливостями група методів, які істотно використовують тонкостінність включень, застосовуючи принцип спряження континуумів різної вимірності. Автор монографічної праці розвиває цей напрямок, опрацьовуючи відповідні модельні підходи, методи розв'язування задач термопружної рівноваги тіл з тонкими включеннями і тріщинами та методики застосування отриманих результатів до визначення граничного стану тіл з тонкими включеннями, визначення ефективних характеристик композитів, вивчення кінетики дислокацій поблизу тонких неоднорідностей. Отже, робота Сулима Г. Т. є актуальною як з наукової, так і з прикладної точок зору.

* Сулим Г. Т. Основи математичної теорії термопружної рівноваги деформівних твердих тіл з тонкими включеннями: Монографія. — Львів: Дослідно-видавничий центр НТШ, 2007. — 716 с.

У монографії викладено цілісний підхід до визначення температурного та напружено-деформованого стану ізотропних та анізотропних тіл з тонкими включеннями та тріщинами, що ґрунтується на заміні включень їхньою середньою поверхнею, на якій існують певні стрибки температури, теплового потоку, вектора напружень та вектора переміщень. Для визначення невідомих функцій стрибка потрібно розв'язувати системи сингулярних інтегральних рівнянь, які будуються на основі умов взаємодії включення з навколишнім середовищем. У загальному тривимірному випадку стосовно оболонкового включення принцип спряження континуумів різної вимірності реалізується з використанням формули Сомільяно. У ґрунтовно розглянутих двовимірних випадках теплопровідності з та без урахування тепловіддачі через бічні поверхні, пружності (плоска та антиплоска задачі) і термопружності застосовується апарат теорії функцій комплексної змінної або інтегрального перетворення Фур'є. Визначальні системи сингулярних інтегральних рівнянь розв'язуються за допомогою методу ортогональних багаточленів та методу колокацій. Коректність їх застосування обґрунтована доведенням збіжності та підтверджена числовими експериментами.

Запропонований підхід дав можливість досліджувати вплив включень на температурний і напружено-деформований стан тіл у найширшому спектрі зміни теплофізичних та механічних параметрів включення: від повної теплонепроникливості до абсолютної теплопровідності; від абсолютної жорсткості чи повної гнучкості але нероз-