

Характеристики циклічної тріщиностійкості експлуатованої сталі нафтопроводу

Система «матеріал — середовище»	n	$C, \text{ м/цикл} \times (\text{МПа} \cdot \text{м}^{1/2})^{-n}$	$\Delta K_{th}, \text{ МПа} \cdot \text{м}^{1/2}$	$K_{fc}, \text{ МПа} \cdot \text{м}^{1/2}$
10Г2БТЮЗ — модель пластової води	10,40	$7,36 \cdot 10^{-21}$	7,63	33,58

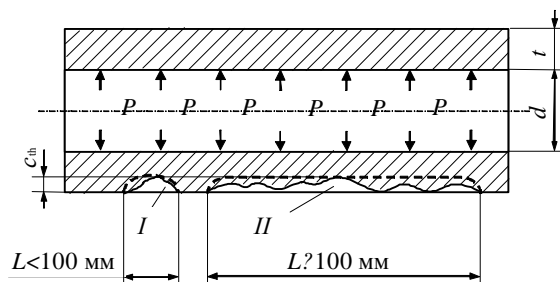


Рис. 1. Схематичне подання зовнішніх тріщиноподібних дефектів у стінці нафтопроводу: I — корозійна виразка (поодинокий тріщиноподібний дефект довжиною меншою 100 мм); II — корозійна риска (множинний тріщиноподібний дефект розміром понад 100 мм)

механічних тріщиноподібних дефектів у стінці труби заданих розмірів. Під потенційно небезпечним розміром тріщиноподібного дефекту вважали корозійну тріщину глибиною $c = c_{th}$, у вершині якої значення коефіцієнта інтенсивності напружень рівне пороговому, тобто $K_I = K_{th}$. Ця умова визначає початок розвитку корозійної макротріщини глибиною c_{th} .

Причиною розвитку зовнішніх корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів у стінці трубопроводу [12, 14] є асиметричні механічні навантаження (незначні коливання робочого тиску Δp), яким притаманна деяка циклічність, що характеризується розмахом коефіцієнта інтенсивності напружень ΔK_I та вплив корозійних середовищ (пластових вод).

Процес поширення тріщини у напрямі півосі c визначається діаграмою циклічної корозійної тріщиностійкості металу трубопроводу для заданої системи «експлуатований метал — корозійне середовище», яка аналітично описується за допомогою степеневі залежності Паріса [17]:

$$dc/dN = C(\Delta K)^n, \quad (1)$$

де C та n — константи системи «матеріал — середовище», ΔK_I — розмах коефіцієнта інтенсивності напружень ($\Delta K_I = K_{I_{max}} - K_{I_{min}}$), який визначається як функція робочого тиску в трубі.

Для підрахунку значень розмаху коефіцієнта інтенсивності напружень ΔK_I в стінці труби з наявними зовнішніми осьовими тріщиноподібними дефектами використовуються така залежність [16]:

$$\Delta K_I = \Delta \sigma_p \sqrt{\pi c} \left[1,12 + 6,0 \left(\frac{c}{t} \right)^2 - 7,672 \left(\frac{c}{t} \right)^4 + 28,65 \left(\frac{c}{t} \right)^6 - 22,09 \left(\frac{c}{t} \right)^8 \right], \quad (2)$$

де $\Delta \sigma_p$ — розмах напружень розтягу за цикл навантаження: $\Delta \sigma_p = (\Delta p \cdot d \cdot n^p) / 2t$; Δp — зміна тиску робочого середовища в трубопроводі за цикл навантаження; d — внутрішній діаметр труби; t — товщина стінки труби; c — глибина тріщини; $n^p = 1,1$ — коефіцієнт надійності за

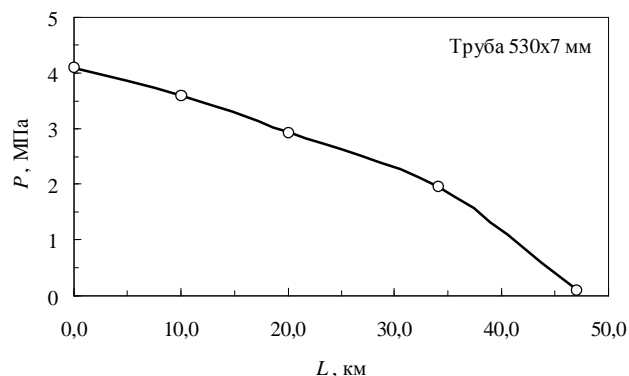


Рис. 2. Зміна робочого тиску p за довжиною трубопроводу L

навантаженням (внутрішній тиск), визначається за СНиП 2.05.06-85.

Результати досліджень та їх обговорення. Оцінку потенційно небезпечних розмірів тріщиноподібних корозійно-механічних дефектів у трубах здійснили на прикладі однієї з ділянок магістрального нафтопроводу «Дружба» ($d=516$ мм, $t=7$ мм) при максимальному експлуатаційному тиску $p_{max} \approx 4,1$ МПа та коефіцієнті асиметрії циклу навантаження $R \approx 0,9$, що призводить до пульсацій тиску $p \approx 0,41$ МПа. Труби виготовлені зі сталі 10Г2БТЮЗ ($\sigma_{0,2} = 438,9$ МПа). На основі аналізу діаграм циклічної тріщиностійкості експлуатованої сталі 10Г2БТЮЗ у водному корозійному середовищі [13] здійснено оцінку характеристик опору поширенню тріщин (табл. 1).

Величину $c = c_{th}$ визначали з формули (2) при величині $\Delta K_I = K_{th}$. Величину K_{th} визначали з діаграми циклічної тріщиностійкості сталі 10Г2БТЮЗ при швидкості $dc/dN = 1 \cdot 10^{-9}$ м/цикл, що відповідає проектному терміну експлуатації трубопроводу (40 років).

Об'єктом оцінок була одна з ділянок магістрального нафтопроводу «Дружба» (Жулин — Козьова) довжиною 47 км, для якої зміна робочого тиску нафти за довжиною трубопроводу подана на рис. 2.

За результатами обчислень визначали потенційно небезпечну глибину c_{th} тріщиноподібного дефекту в залежності від його початкової форми $(c/a)_0$ і розташування на трасі нафтопроводу, тобто від місця їх виявлення на проміжку між станціями.

Розглядали два граничних випадки (див. рис. 1) характерної форми початкових тріщин, які виявляються методами неруйнівного контролю при діагностичному огляді цих трубопроводів та підтверджені теоретичними

розрахунками [18]. Перша, при $(c/a)_0 = 1/3$, що відтворює поодинокий тріщиноподібний дефект у вигляді корозійної виразки. Друга, при $(c/a)_0 = 1/100$, що відтворює множинний тріщиноподібний дефект у вигляді риски.

На основі методики оцінки кінетики росту втомних з півеліптичною формою тріщин [19] визначали закономірності зміни глибини потенційно небезпечних дефектів c_{th} у стінці трубопроводу в залежності від її початкової форми $(c/a)_0$ і розташування L на проміжку між перекачувальними станціями.

Результати розрахункових оцінок (табл. 2) подані у вигляді залежностей зміни порогової глибини дефекту c_{th} від його розташування L (рис. 3).

Оскільки робочий тиск в трубопроводі зменшується по мірі зростання віддалі від перекачувальної станції «Жулин», то очевидним є те, що глибина потенційно небезпечного дефекту буде зростати з його падінням (пониженням). Однак проведені розрахунки дали змогу встановити значення потенційно небезпечних глибин виявлених дефектів у залежності від їхньої форми. Так, для множинного тріщиноподібного дефекту типу корозійної риски, довжина якого понад 100 мм (рис. 3, крива 2), порогові значення c_{th} є меншими, ніж для поодинокого тріщиноподібного дефекту типу корозійної виразки, довжина якого менша за 100 мм (рис. 3, крива 1). Тобто, виявлені дефекти продовгуватої форми містять більшу потенційну можливість подальшого розвитку в глибину матеріалу за товщиною стінки труби. Заштрихована область між кривими 1 та 2 містить значення параметра c_{th} для дефектів форми яких змінюється в діапазоні $0,01 \leq c/a \leq 0,33$.

Таким чином, усі наявні в трубопроводі дефекти, які розташовані нижче кривої 2 (див. рис. 3), є допустимими з точки зору подальшої експлуатації трубопроводу. Дефекти, які розташовані вище кривої 1 (див. рис. 3) перевищують порогову глибину c_{th} і містять потенційну небезпеку подальшого розвитку за втомним чи корозійно-втомним механізмом [12, 17, 21].

Отримані результати можуть бути підставою для трактування даних про дефектність трубопроводу, отриманих методами неруйнівного контролю.

Таблиця 2

Значення порогової глибини дефекту c_{th} від його розташування L на трасі магістрального нафтопроводу «Дружба» для систем «матеріал — середовище»

L, км	c/a	Сталь 10Г2БТУЗ — пластова	
		c_{th} , мм	c/t
0	1/3	4,71	0,673
	1/100	3,91	0,559
10	1/3	4,93	0,704
	1/100	4,17	0,596
20	1/3	5,25	0,750
	1/100	4,55	0,650
34	1/3	5,60	0,800
	1/100	5,16	0,737
47	1/3	5,60	0,800
	1/100	5,60	0,800

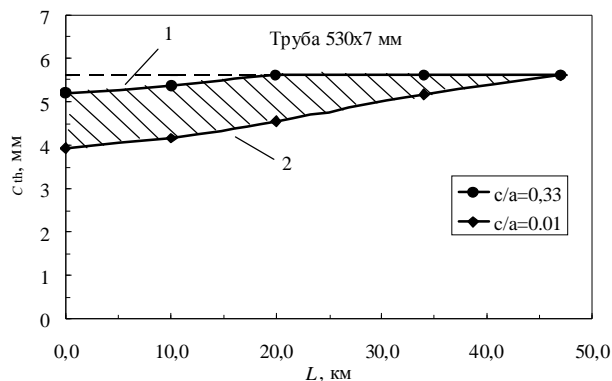


Рис. 3. Зміна глибини потенційно небезпечної тріщини c_{th} за довжиною трубопроводу L в залежності від її початкової форми $(c/a)_0$ для досліджуваних систем «експлуатована сталь 10Г2БТУЗ — пластова вода»

Висновки. У результаті проведених досліджень запропоновано розрахункові оцінки глибини потенційно небезпечних тріщиноподібних корозійно-механічних дефектів в залежності від їх початкової форми та розташування на трасі магістрального нафтопроводу «Дружба», що можуть служити базисом для експертної оцінки дефектів трубопроводу, виявлених методами неруйнівного контролю.

Показано, що найнебезпечнішими тріщиноподібними корозійно-механічними дефектами є множинні тріщиноподібні дефекти розміром понад 100 мм. Поодинокі тріщиноподібні дефекти довжиною меншою за 100 мм, виявлені на проміжку між 20 — 47 км ділянки Жулин — Козьова, не складають загрози потенційного руйнування нафтопроводу.

Література

1. Щербаков С.Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа. — М.: Наука, 1982. — 207 с.
2. Галлеев В.Б., Соценко Е.М., Черняев Д.А. Ремонт магистральных трубопроводов и оборудования нефтеперекачивающих станций. — М.: Недра, 1968. — 224 с.
3. Зайцев Л.Ф. Регулирование режимов работы магистральных нефтепроводов. — М.: Недра, 1982. — 240 с.
4. Бут В.С., Олійник О.І. Стратегія розвитку технологій ремонту діючих магістральних трубопроводів // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин / Під заг. ред. Б. Є. Патона. — Київ: Інститут електродварки ім. Є. О. Патона НАН України. — 2006. — С. 491—496.
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 / Під заг. ред. Б. Є. Патона. — Київ: Інститут електродварки ім. Є.О. Патона НАН України. — 2006. — С. 11—15.
6. Красовський А.Я., Ориняк І.В., Торон В.М., Радченко С.А., Бородій М.В., Батура А.С., Богдан А.В. Методологія і експертна система для поточного моніторингу

реального стану і забезпечення цілісності трубопроводів з метою подовження їх ресурсу // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин / Під заг. ред. Б.Є. Патона — Київ: Інститут електрозварки ім. Є. О. Патона НАН України. — 2006. — С. 309—314.

7. Аненков Н.П., Анучкин М.П. Оценка прочности магистральных трубопроводов методами линейной механики разрушения: Сб. тр. ВНИИСТ. — Вып. 30. — 1974.

8. Дмитрах І.М., Сиротюк А.М., Русин Б.П., Лишак 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 / Під заг. ред. Б. Є. Патона. — Київ: Інститут електрозварки ім. Є. О. Патона НАН України. — 2006. — С. 62—66.

9. Назарчук З.Т., Тетерко А.Я., Рибачук В.Г., Кулинич Я.П. Комплекс технічних засобів для електромагнітного неруйнівного контролю конструкцій тривалої експлуатації // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин / Під заг. ред. Б. Є. Патона. — Київ: Інститут електрозварки ім. Є. О. Патона НАН України. — 2006. — С. 39—42.

10. 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.

11. Цирульник О., Никифорчин Г., Слободян З., Греділь М., Звірко О., Завербний Д. Електрохімічні показники експлуатаційної деградації сталей нафто- та газогонів // Фізико-хімічна механіка матеріалів. — 2006. — Спец. вип. — № 5. — Т.1. — С. 284—290.

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

13. Грабовський Р., Лужецький В. Оцінка характеристик опору поширення тріщин експлуатованого металу магістральних нафтогазопроводів у корозійних середовищах // Машинознавство. — 2008. — № 11 (137). — С. 19—22.

14. Андрейків О.Є., Кушнір Р.М., Цирульник О.Т. Визначення залишкового ресурсу труби нафтопроводу з урахуванням наявних дефектів у її стінці і реальних умов експлуатації // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин / Під заг. ред. Б. Є. Патона. — Київ: Інститут електрозварки ім. Є. О. Патона НАН України. — 2006. — С. 328—331.

15. Pluinage G. Pipe defect assessment based on limit analysis, failure assessment diagram and subcritical crack growth // Фізико-хімічна механіка матеріалів. — 2006. — №1. — С. 119—127.

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

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

18. Фартушок І.М., Касій О.Т., Матієчко О.В. До оцінки потенційно небезпечних розмірів тріщиноподібних корозійно-механічних дефектів в трубопроводах // Фізико-хімічна механіка матеріалів. — 2006. — Спец. вип. — № 5. — Т.1. — С. 321—324.

19. Грабовський Р., Лужецький В., Горб'як Т. До оцінки кінетики росту втомних тріщин у стінках трубопроводів // Машинознавство. — 2005. — № 4 (94). — С. 7—10.

20. Механика разрушения и прочность материалов: Справочное пособие в 4-х т. / Под общ. ред. В. В. Панасюка. — К.: Наук. думка, 1988—1990.

Отримана 11.03.09

R.Hrabovskyy, V.Luzhetskyy

On assessment hazardous appearance crack-like defects of trunk oil pipelines

Drohobych Ivan Franko State Pedagogical University, Drohobych

The comparative assessment of hazardous crack-like defects depth with dependence of their initial size and location on the trunk of oil pipeline was done. It has been shown that crack-like defects detected in section of pipeline at a transfer pumping station can be considered as the most hazardous.

2í ôîðî àö³ÿ

WIND TURBINE WAKES

20 October 2009 — 22 October 2009
Universidad Politécnica de Madrid, Spain

Contact: Prof. Antonio Crespo

Departamento de Ingeniería Energetica y Fluidomecanica E.T.S.I. Industriale
Universidad Politecnica de Madrid

Jose Gutierrez Abascal, 228006 Madrid, Spain
phone: +34 91 336 3152; fax: +34 91 336 3006
email: crespo@etsii.upm.es