

УДК 620.191.33

В.С. Лужецький

Дрогобицький державний педагогічний університет імені Івана Франка

ОЦІНКА ХАРАКТЕРИСТИК ЦИКЛІЧНОЇ КОРОЗІЙНОЇ ТРІЩИНОСТІЙКОСТІ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНОГО МЕТАЛУ НАФТОПРОВОДІВ

Визначено характеристики циклічної корозійної тріщиностійкості металу труб експлуатованих магістральних нафтопроводів із урахуванням дії експлуатаційних чинників. Побудовано діаграми циклічної тріщиностійкості експлуатованих трубних сталей 20 та 10Г2БТЮ3. Встановлено, що водні корозійні середовища (грунтова та дистильована вода) суттєво впливають на процес поширення втомної тріщини у досліджуваних сталях.

Ключові слова: нафтопровід, тріщиноподібний дефект, корозійне середовище, діаграма циклічної корозійної тріщиностійкості, пороговий (K_{th}) і критичний (K_{fc}) коефіцієнт інтенсивності напружень.

Постановка проблеми. Технічна діагностика магістральних нафтопроводів свідчить, що значний відсоток виявлених в них пошкоджень пов'язаний із виникненням корозійних виразок, пітингів, тріщин та інших дефектів [1, 4, 12], подальший розвиток яких за корозійно-втомним механізмом [3, 7] веде до втрати герметичності [21], а в окремих випадках спричиняє серйозні аварії трубопроводів [8]. У ряді випадків причиною аварій є утворення тріщин за механізмом корозійного розтріскування під напруженням внаслідок пошкодження захисного покриття труб [9, 11], високої корозійної активності ґрунтів та порушення режимів електрохімічного захисту на аварійних ділянках траси [2, 16]. Крім того, в деяких випадках мала місце висока корозійна активність нафтопродуктів (швидкість корозії – до 5 мм/рік), яка особливо небезпечна в місцях згину труби, зварних швах і місцях з наявними експлуатаційними та технологічними дефектами через суттєве прискорення в них локальних корозійних процесів [17, 19].

На даний час приблизно 80 % магістральних нафтопроводів експлуатуються понад 20 років, причому 60% з них працює після амортизаційного терміну служби, що істотно впливає на механічні та фізико-хімічні властивості металу труби [8]. Забезпечити працездатність та продовжити термін служби таких трубопроводів можна, діагностуючи фактичний стан металу та характеристики його опору подальшому поширенню тріщиноподібних дефектів [5, 6], враховуючи при цьому ряд експлуатаційних чинників (статичні, циклічні та динамічні навантаження, а також корозійні середовища), що впливають на імовірний розвиток виявлених пошкоджень [2, 11].

Для здійснення діагностичних оцінок широко використовуються сучасні підходи механіки руйнування [10, 13, 18], які дають змогу визначити закономірності розвитку корозійних тріщин під впливом втомних навантажень, які представляють у вигляді діаграм циклічної корозійної тріщиностійкості, що є залежностями швидкості росту тріщини від коефіцієнта інтенсивності напружень K_I [2, 20]. Такі діаграми розміщені між двома його граничними значеннями: нижнім пороговим значенням K_{th} , яке відповідає значенню K_I , при якому не відбувається ріст корозійно-втомної тріщини, і верхнім K_{fc} , яке відповідає значенню K_I , при якому настає спонтанний ріст тріщини [15]. Середньоамплітудна ділянка діаграм аналітично описується степеневу залежністю Періса

$$dc/dN = da/dN = C (\Delta K_I)^n,$$

де C та n – константи системи „матеріал – середовище”, ΔK_I – розмах коефіцієнта інтенсивності напружень ($\Delta K_I = K_{I_{max}} - K_{I_{min}}$).

Вищезгадані чотири основні параметри діаграми (K_{th} , K_{fc} , C та n) є характеристиками циклічної корозійної тріщиностійкості металу магістральних нафтопроводів.

Метою роботи є, ґрунтуючись на діаграмах циклічної корозійної тріщиностійкості металу труб нафтопроводів, дати порівняльну оцінку впливу корозійних середовищ на розвиток в них корозійно-втомних тріщин для різних систем „матеріал – середовище”.

Методика визначення циклічної тріщиностійкості матеріалу труби. Проведено дослідження циклічної тріщиностійкості експлуатованого металу однієї із ділянок магістрального нафтопроводу „Дружба” (Коровичі – Жулин) (сталь 10Г2БТЮ3), що перебував в експлуатації

41 рік, та „Долина – Дрогобич” (сталь 20), термін експлуатації якого – 42 роки. У таблиці 1 наведено хімічний склад досліджуваних сталей.

Таблиця 1

Хімічний склад досліджуваних сталей								
Масова доля елементів, %								
C	Mn	Si	V	Nb	Al	Ti	S_{max}	P_{max}
сталь 10Г2БТЮ3								
0,11	1,68	0,35	0,09	0,03	0,04	0,02	0,006	0,02
сталь 20								
0,19	0,48	0,29	0,23	0,25	0,24	0,08	0,040	0,035

Механічні характеристики сталей визначались за стандартною процедурою випробувань циліндричних зразків на розтяг. Їх значення та геометричні параметри труб наведено в таблиці 2.

Таблиця 2

Геометричні параметри труб та механічні характеристики сталей						
Нафтопровід	$d_{зовн}$, мм	t , мм	σ_B , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	δ , %	ψ , %
„Дружба” (сталь 10Г2БТЮ3)	530	7,0	583,3	438,9	25,6	64,3
„Долина – Дрогобич” (сталь 20)	273	9,0	458,8	332,8	26,2	59,7

Усі базові фізико-механічні дослідження процесів розвитку корозійно-втомних тріщин виконані на призматичних зразках, геометрія яких показана на рис. 1. Заготовки для зразків розмірами $10 \text{ мм} \times t^* \times 40 \text{ мм}$ вирізались із фрагментів реальних труб. Загальна довжина зразка становила $l = 200 \text{ мм}$. Діаграми циклічної тріщиностійкості металу труби одержували шляхом випробувань таких зразків з початковою крайовою тріщиною $c_0 = 1,5 \dots 2,0 \text{ мм}$.

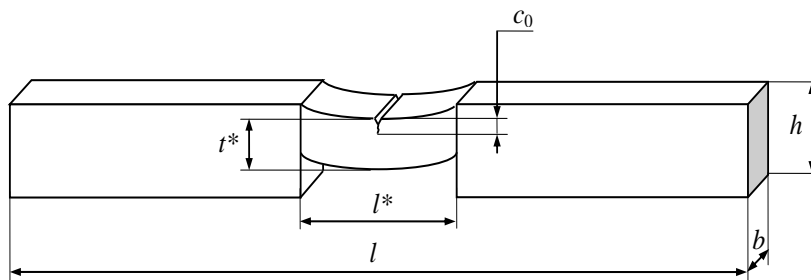


Рис. 1. Геометричні розміри зразка для дослідження процесів розвитку втомної тріщини у сталях трубопроводів

Усі дослідження проводили на спеціальному експериментальному обладнанні [14] за умов чистого згину зразків із частотою 1 Гц за синусоїдальної форми циклу навантаження ($R \approx 0,8$). Випробовували у лабораторному повітрі, дистильованій воді (рН 6,7), а також 0,1%-ному розчині NaCl (рН 6,5), який слугував моделлю ґрунтової води. Температура середовища $T = 25^\circ\text{C}$.

Таблиця 3

Характеристики циклічної тріщиностійкості експлуатованих сталей нафтопроводів				
Система „матеріал – середовище”	n	C , м/цикл $\times (\text{МПа} \cdot \text{м}^{1/2})^{-n}$	ΔK_{th} , МПа $\cdot \text{м}^{1/2}$	K_{fc} , МПа $\cdot \text{м}^{1/2}$
10Г2БТЮ3 – повітря	4,56	$2,61 \cdot 10^{-14}$	10,28	42,89
10Г2БТЮ3 – дистильована вода	8,38	$3,00 \cdot 10^{-18}$	8,37	32,62
10Г2БТЮ3 – модель ґрунтової води	10,40	$7,36 \cdot 10^{-21}$	7,63	33,58
сталь 20 – повітря	4,40	$2,36 \cdot 10^{-13}$	6,98	33,70
сталь 20 – дистильована вода	8,93	$1,28 \cdot 10^{-18}$	6,62	29,63
сталь 20 – модель ґрунтової води	10,28	$7,64 \cdot 10^{-20}$	6,24	30,08

Для зазначених вище умов випробувань сталі 20 та 10Г2БТЮ3 у таблиці 3 наведені значення констант у степеневій залежності Періса. Тут також подані відповідні значення порогового (K_{th}) та критичного (K_{fc}) коефіцієнтів інтенсивності напружень.

Результати випробувань наводили у вигляді діаграм циклічної корозійної тріщиностійкості. Такі діаграми для різних середовищ випробувань металу наведені на рис. 2.

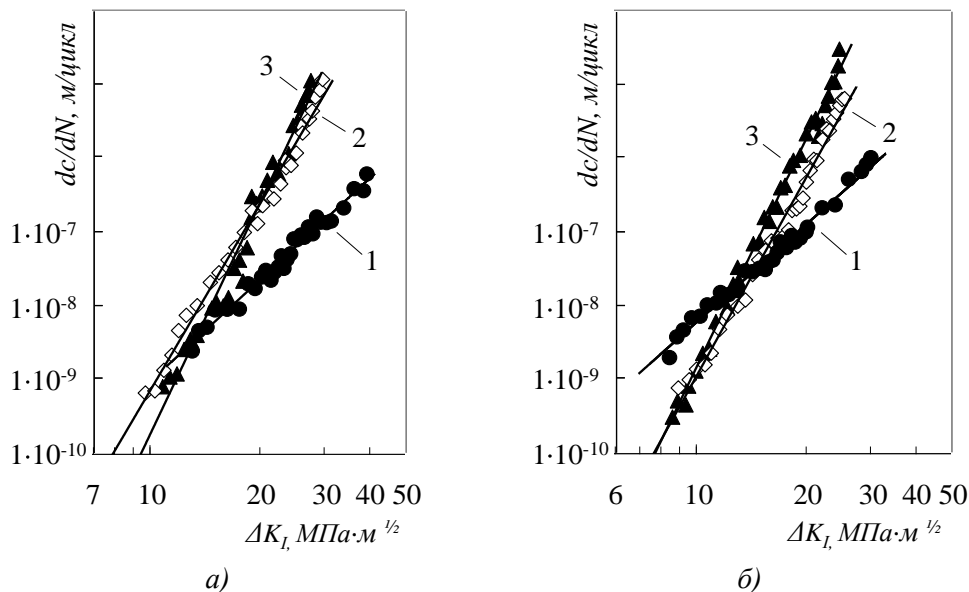


Рис. 2. Діаграми циклічної тріщиностійкості для експлуатованого металу магістральних нафтопроводів „Дружба” (а) та „Долина – Дрогобич” (б) при різних умовах випробувань: 1 – лабораторне повітря; 2 – дистильована вода; 3 – ґрунтова вода

Аналіз результатів проведених досліджень показує, що із зростанням агресивності середовища випробувань (повітря – дистильована вода – ґрунтова вода) циклічна тріщиностійкість експлуатованого металу досліджуваних трубопроводів знижується, тобто середньоамплітудна ділянка діаграм циклічної корозійної тріщиностійкості досліджуваних сталей характеризується більшою крутизною (рис. 2).

Висновки. Встановлено, що найбільш небезпечним корозійним середовищем є 0,1%-ний розчин NaCl, тобто модельна ґрунтова вода, оскільки константи n та C у степеневій залежності Періса для досліджуваних систем „матеріал – середовище” є найбільшими, а відповідне значення порогового (K_{th}) коефіцієнта інтенсивності напружень є найменшим (табл. 3).

Одержані дані про циклічну тріщиностійкість матеріалу труб у подальшому буде використано в розрахункових оцінках міцності та довговічності елементів трубопроводів із урахуванням субкритичного розвитку корозійних тріщиноподібних дефектів.

1. Бахневич Ю.В. Прогнозування залишкового ресурсу трубопроводу з урахуванням експлуатаційних умов навантаження / Ю.В. Бахневич, О.Є. Андрейків, М.Б. Кіт // Проблеми міцності. – 2009. – № 1. – С. 44-52.
2. Дмитрах І.М. Вплив корозійних середовищ на локальне руйнування металів біля концентраторів напружень / І.М. Дмитрах, В.В. Панасюк. – Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України, 1999. – 341 с.
3. Дмитрах І.М. Поверхневе тріщиноутворення під час циклічного деформування сталей у водних середовищах / І.М. Дмитрах, А.М. Сиротюк, Р.С. Грабовський // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2003. – № 4. – С. 56-60.
4. Красовський А.Я. 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 / А.Я. Красовський, І.В. Орняк, В.М. Гороп, С.А. Радченко [та ін.]; під заг. ред. Б.Є. Патона. – К.: Інститут електрозварки ім. Є.О. Патона НАН України. – 2006. – С. 309-314.
5. Красовский А.Я. Трещиностойкость сталей магистральных трубопроводов / А.Я. Красовский, В.Н. Красико. – К.: Наук. думка, 1990. – 173 с.

6. Крижанівський Є.І. Оцінка тріщиностійкості магістральних трубопроводів з позиції δ_k -моделі / Є.І. Крижанівський, В.П. Рудко, О.О. Онищук, Д.Ю. Петрина // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2002. – № 2. – С. 66-73.
7. Лужецький В. Оцінка ризику руйнування трубопроводів за механізмом корозійно-втомного розвитку експлуатаційних дефектів / В. Лужецький // Машинознавство. – 2008. – № 4 (130). – С. 34-37.
8. Мазур И.И. Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов / И.И. Мазур, О.М. Иванцов, О.И. Молдаванов. – М.: Недра, 1990. – 263 с.
9. Махненко В.И. Характеристики сопротивления разрушению материала трубопровода в зоне дефектов, риск отказа / В.И. Махненко, Е.А. Великоиваненко, О.И. Олейник // Автоматическая сварка. – 2007. – № 7. – С. 5-14.
10. Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій / Під заг. ред. В.В. Панасюка. – Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України, 2004. – 912 с.
11. Ориняк І.В. Методологія оцінки залишкової міцності магістральних трубопроводів з тріщинами / І.В. Ориняк, В.М. Тороп // Нафтова і газова промисловість. – 1998. – № 1. – С. 31-36.
12. Ориняк І.В. Ресурс, довговічність і надійність трубопроводів. Огляд сучасних підходів і проблем нормативного забезпечення в Україні / Ориняк І.В., Розгонюк В.В., Тороп В.М., Білик С.Ф. // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – № 4. – С. 54–57.
13. Панасюк В.В. Механика квазихрупкого разрушения материалов / В.В. Панасюк. – К.: Наук. думка, 1991. – 416 с.
14. Р 54-292-90. Рекомендации. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости при циклическом нагружении в жидких коррозионных средах / В.В. Панасюк, О.Н. Романив, Г.Н. Никифорчин, И.Н. Дмытрах [и др.] – М.: ВНИИНМАШ, 1990. – 38 с.
15. Справочник по коэффициентам интенсивности напряжений: в 2-х т. / Под. ред. Ю. Мураками. – М.: Мир, 1990. – Т. 1. – 448 с.
16. Цирульник О. Електрохімічні показники експлуатаційної деградації сталей нафто- та газогонів / О. Цирульник, Г. Никифорчин, З. Слободян, М. Греділь [та ін.] // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2006. – Спец. вип. – № 5. – Т.1. – С. 284-290.
17. Marcus P. Localized corrosion (pitting): A model of passivity breakdown including the role of the oxide layer nanostructure / P.Marcus, V.Maurice, H.Strehblow // Corrosion Science. – 2008. – Vol. 50. – P. 2698-2704.
18. Murakami Yu. Handbook of stress intensity factors / Yu. Murakami // Pergamon Press, Oxford (UK). – 1987. – 1011 p.
19. Panasyuk V.V. Strength and fracture of solids with cracks / V.V. Panasyuk. – Lviv: National Academy of Sciences of Ukraine, Karpenko Physico-Mechanical Institute. – 2002. – 468 p.
20. Pluvinage G. Pipe defect assessment based on limit analysis, failure assessment diagram and subcritical crack growth / G. Pluvinage // Physicochemical mechanics of materials. – 2006. – № 1. – P.119-127.
21. Zagorski A. Degradation of materials of oil pipeline materials, caused by corrosion and hydrogenation / A. Zagorski, W. Spsychalski, H. Matysiak [and all] // Risk maintenance in pipelines exploitation. – Plock: Pipelines Diagnostic Centre. – 2004. – P. 135-141.