

УДК 620.191.33:620.194.8

ОЦІНКА ХАРАКТЕРИСТИК ОПОРУ ПОШИРЕННЯ КОРОЗІЙНО-ВТОМНИХ ТРІЩИН ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНОГО МЕТАЛУ МІСЦЕВОГО ГАЗОПРОВОДУ

І. Я. Федорович

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15*

Для тривало експлуатованої сталі місцевого газопроводу «Пасічна-Долина» визначено характеристики опору поширення втомних тріщин у корозійних середовищах. Показано, що найбільш небезпечним корозійним середовищем є модель ґрунтової води NS4.

Ключові слова: *місцевий газопровід, діаграми циклічної корозійної тріщиностійкості, корозійно-втомні тріщини, пороговий (K_{th}) і критичний (K_{fc}) коефіцієнти інтенсивності напружень тріщин.*

Вступ

Під час діагностичних оглядів тривало експлуатованих магістральних газопроводів встановлено, що значний відсоток виявлених в них пошкоджень пов'язаний із виникненням дво- і тривимірних корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів [1-3], подальший розвиток яких за корозійно-втомним механізмом [4, 5] призводив до втрати герметичності, а в ряді випадків був причиною серйозних аварій [3, 6-8].

На даний час приблизно 76% магістральних газопроводів експлуатуються більш як 20 років. Така тривала експлуатація істотно впливає на механічні та фізико-хімічні властивості металу магістральних газопроводів [4, 9]. Так, в експлуатованих понад 30 років магістральних газопроводах відбуваються процеси мікропластичності (деформаційного старіння), тобто пониження фізико-механічних характеристик, які визначають працездатність матеріалу як елемента конструкції [10]. Необхідно зауважити, що з використанням сучасних трубопровідних сталей з підвищеними характеристиками міцності останнім часом спостерігається аварії після 20-ти і менше років роботи труби [3, 4, 6]. Оскільки метал таких труб зазнає постійного впливу втомних навантажень [11, 12], що складають до 75% від границі плинності, то це призводить до зміни механічних властивостей і, як наслідок, до деградації металу труби. Крім того, захисне ізоляційне покриття тривало експлуатованих трубопроводів також поступово втрачає свої експлуатаційні властивості [9, 13]. При цьому формуються умови, що прискорюють процеси корозії металу газопровідних труб. У результаті цих процесів на поверхні

трубопроводів починають утворюватися корозійно-механічні дефекти у вигляді пітингів, язв, каверн або тріщин (рис. 1).

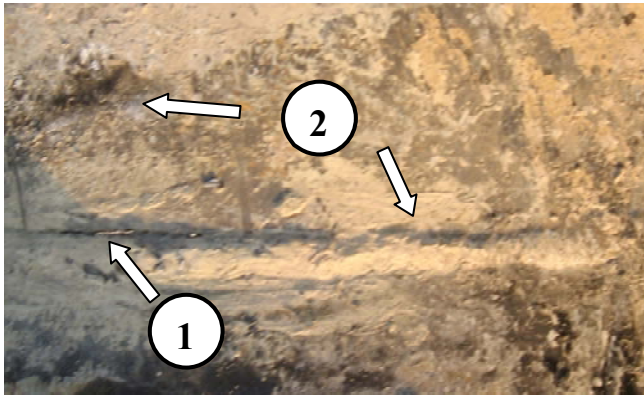


Рис. 1. Характерні дефекти, корозійно-втомна тріщина (1) та система корозійних каверн (2), виявлені в 2008 році під час технічної діагностики на трубі місцевого газопроводу “Пасічна-Долина”

З часом деякі з таких корозійно-втомних дефектів можуть досягти критичних розмірів, коли зусилля від впливу внутрішнього тиску на дефектну ділянку трубопроводу рівні значенням граничного опору експлуатованого металу труби [14-15]. При перевищенні цими зусиллями значень граничного опору металу відбувається руйнування, що, залежно від розмірів, форми та орієнтації дефекту, може призвести до аварійної ситуації, і, як наслідок, до суттєвих економічних та екологічних утрат, а також до людських жертв.

Забезпечити надійну роботу газопроводів та продовжити термін їх служби можна, діагностуючи фактичний стан металу та визначаючи характеристики опору поширенню тріщин у стінках газопровідних труб із урахуванням впливу параметрів навантаження та фізико-хімічних чинників експлуатаційного середовища [16, 17].

Для здійснення таких діагностичних оцінок на даний час широко використовуються сучасні підходи механіки руйнування [16, 18], які дають змогу визначити закономірності розвитку корозійно-втомних в стінках газопровідних труб, які представляють у вигляді діаграм циклічної корозійної тріщиностійкості, що є залежностями швидкості росту тріщини від коефіцієнта інтенсивності напружень K_I або його розмаху ΔK_I . Такі діаграми розміщені між двома його граничними значеннями: нижнім пороговим значенням K_{th} (ΔK_{th}), яке відповідає значенню K_I , при якому не відбувається ріст корозійно-втомної тріщини, і верхнім K_{fc} (ΔK_{fc}), яке відповідає значенню K_I , при якому настає спонтанний (катастрофічний) ріст тріщини. Причому, використовуючи степеневу функ-

цію запропоновану Парісом в інтервалі зміни швидкостей розвитку тріщини $dc/dN = 1 \cdot 10^{-8} \div 1 \cdot 10^{-6}$ м/цикл, аналітично описували середньоамплітудну ділянку побудованої діаграми [17]:

$$V_{\Delta K_I}^c = dc/dN = C \cdot (\Delta K_I / \sqrt{1-R})^n, \quad (1)$$

де C та n – константи системи “газопровідна сталь – середовище”, R – коефіцієнт асиметрії, ΔK_I – розмах коефіцієнта інтенсивності напружень ($\Delta K_I = K_{I_{max}} - K_{I_{min}}$), який визначається як функція робочого тиску в трубі.

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

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

1. Методика визначення циклічної тріщиностійкості матеріалу газопровідних труб.

Дослідження експлуатованого металу місцевого газопроводу (табл. 1) на циклічну тріщиностійкість проводили на спеціальному експериментальному обладнанні [19] шляхом випробувань балкових зразків прямокутного поперечного перерізу з початковою краєвою тріщиною $c = 1,2 - 2,0$ мм в умовах консольного згину (рис. 2).

Заготовки для зразків розмірами $10 \times 7 \times 40$ мм вирізались із фрагментів газопровідної труби. Загальна довжина зразка становила 200 мм. Частота циклічного навантаження синусоїдальної форми становила 1 Гц при асиметрії циклу навантаження $R \approx 0,8$. Випробування проводили (див. табл. 2) як на повітрі так і в робочих середовищах – дистильованій (pH 6,7) та ґрунтовій воді (pH 6,5). Причому, ґрунтовою водою слугував загальноприйнятий [20] нейтральний розчин NACE NS4 (див. табл. 2). Температура середовищ була постійною – $T = 20^\circ C$.

Таблиця 1. Геометричні параметри та механічні характеристики газопроводу “Пасічна-Долина”

Марка сталі	$d_{зovн}$, мм	t , мм	σ_B , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	δ , %	ρ_{max} , МПа
10Г2СД	530	7,0	575,3	408,6	25,6	5,4

Таблиця 2. Хімічний склад моделі ґрунтової води NS4

Компоненти	$NaHCO_3$	KCl	$CaCl_2$	$MgCl_2 \cdot H_2O$
г/літр	0,483	0,120	0,137	0,131

Результати випробувань представлені у вигляді діаграм циклічної тріщиностійкості. Такі діаграми для різних середовищ випробувань експлуатованого металу наведено на рис. 3.

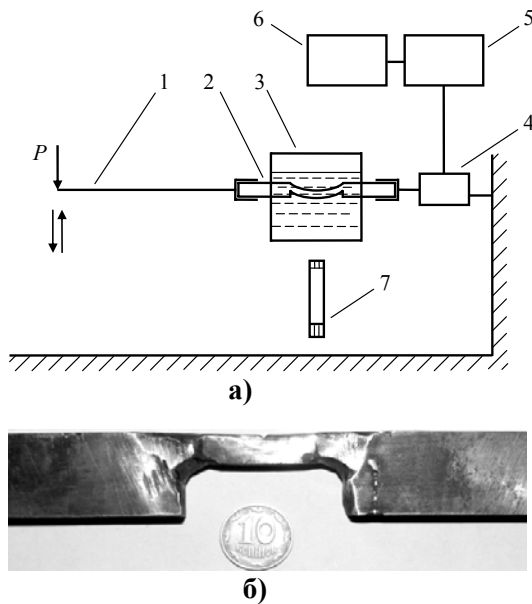


Рис. 2. Принципова схема установки (а): 1 – випробувальна машина для циклічного консольного згину призматичних зразків; 2 – зразок; 3 – робоча камера з корозійним середовищем; 4 – система вимірювання параметрів циклічного навантаження; 5 – автоматичний потенціометр; 6 – система обробки інформації; 7 – катетометр (оптичний мікроскоп) та загальний вигляд зразка (б) для дослідження процесів розвитку корозійно-втомних тріщин у трубопровідних сталях

Таблиця 3. Характеристики циклічної тріщиностійкості експлуатованих сталей нафтогазопроводів

Система „матеріал - середовище”	n	$C,$ $\frac{\text{мм}}{\text{цикл}} \cdot (\text{МПа} \sqrt{\text{м}})^n$	$\Delta K_{th},$ $\text{МПа} \sqrt{\text{м}}$	$\Delta K_{fc},$ $\text{МПа} \sqrt{\text{м}}$
10Г2СД – повітря	5,39	$1,95 \cdot 10^{-15}$	11,37	41,98
10Г2СД – дистильована вода	6,77	$1,28 \cdot 10^{-16}$	9,26	38,74
10Г2СД – модель грунтової води NS4	8,14	$8,22 \cdot 10^{-18}$	6,92	37,65

Для зазначених вище умов випробувань сталі 10Г2СД, в табл. 3 наведені значення констант у степеневій залежності Паріса [17]. Тут також подані відповідні значення порогового (ΔK_{th}) та критичного (ΔK_{fc}) коефіцієнтів інтенсивності напружень.

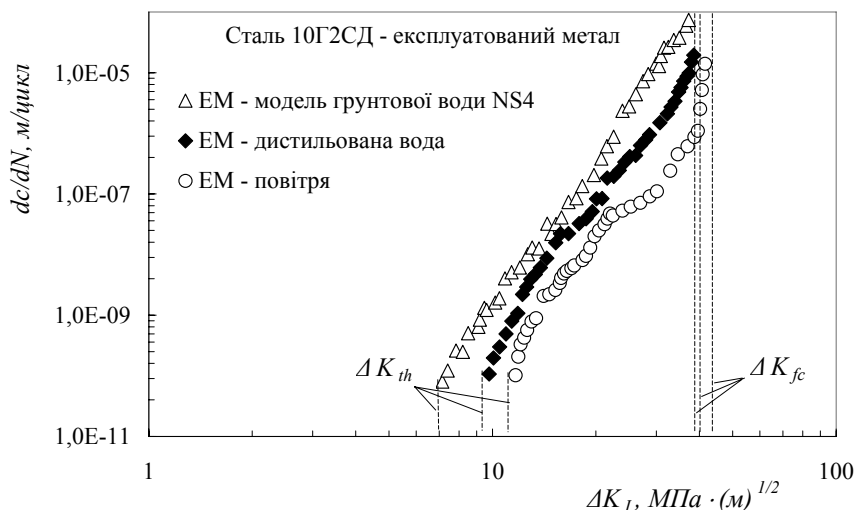


Рис. 3. Діаграми циклічної тріщиностійкості для експлуатованого металу місцевого газопроводу “Пасічна-Долина” при різних умовах випробувань

Кількісно вплив робочого середовища на корозійну тріщиностійкість досліджуваного металу газопроводу “Пасічна-Долина” (сталь 10Г2СД) оцінювали [14], порівнюючи значення розмаху коефіцієнтів інтенсивності напружень, які відповідають швидкості росту тріщини $V = dc/dN = 10^{-7} м/цикл$ у середовищі (ΔK_c^*) та на повітрі (ΔK_n^*), тобто

$$k_c = \frac{\Delta K_c^*}{\Delta K_n^*}. \tag{2}$$

Таблиця 4. Значення ΔK_n^* , ΔK_c^* та k_c для різних систем “сталь 10Г2СД - середовище”

Система “матеріал - середовище”	$\Delta K_{n,c}^*, МПа \sqrt{м}$	k_c
10Г2СД - повітря	30,10	1
10Г2СД - дистильована вода	21,57	0,72
10Г2СД - модель ґрунтової води NS4	18,25	0,61

Аналіз поданих у табл. 4 значень ΔK_n^* , ΔK_c^* та k_c для різних систем “сталь 10Г2СД - середовище” показує, що досліджувані водні середовища суттєво зменшують опір розвитку корозійно-втомної тріщини. Характеристики циклічної корозійної тріщиностійкості досліджуваної сталі становлять приблизно 0,6-0,7 від значень в інертному середовищі (на повітрі).

Встановлено, що із зростанням агресивності середовища випробувань (повітря - дистильована вода - модель ґрунтової води NS4) циклічна тріщиностійкість експлуатованого металу досліджуваного газопроводу знижується, тобто зростає крутизна середньоамплітудної ділянки діаграми циклічної корозійної тріщиностійкості для досліджуваних систем “матеріал - середовище” (див. рис. 3).

Аналіз результатів проведених досліджень показує, що найбільш небезпечним корозійним середовищем є нейтральний розчин NACE NS4 (pH 6,5), тобто модель ґрунтової води, оскільки константи n та C у степеневій залежності Паріса для досліджуваної системи „матеріал – середовище” є найбільшими, а відповідне значення порогового (ΔK_{th}) коефіцієнта інтенсивності напружень є найменшим (див. табл. 3).

Висновки

Виявлено, що водні корозійні середовища (модель ґрунтової води та дистильована вода) суттєво впливають на процес поширення втомної тріщини у сталі 10Г2СД.

Показано, що найбільш небезпечним корозійним середовищем є нейтральний розчин NACE NS4 (pH 6,5), тобто модель ґрунтової води.

Література

1. Яковлев А.Я. Стресс-коррозия на магистральных газонефтепроводах / А.Я. Яковлев. – Киров: ОАО “Кировоградская областная типография”, 2009. – 320 с.
2. Отт К.Ф. Стресс-коррозионная повреждаемость магистральных газопроводов / К.Ф. Отт // Газовая промышленность. – 2000. – № 4. – С. 38-41.
3. Ничипоренко М.В. Досвід діагностування магистральних газопроводів ДК “Укртрансгаз” за допомогою внутрішньо трубних інспекцій поршнів / М.В. Ничипоренко, Є.Б. Іваник // Трубопровідний транспорт. – 2010. – № 6 (66). – С. 7-8.
4. Красовський А.Я. Оцінка залишкового ресурсу трубопроводу, ушкодженого стресс-корозією / А.Я. Красовський, І.В. Ориняк, І.В. Лохман // Трубопровідний транспорт. – 2011. – № 2 (68). – С. 18-21.
5. Крижанівський Є.І. До оцінки ризику експлуатації магистральних газопроводів із тріщиноподібними дефектами / Є.І. Крижанівський, Р.С. Грабовський // Науковий вісник Івано-Франк.о національного технічного університету нафти і газу. – 2012. – №1 (31). – С. 42-54.
6. Борисенко В.А. Коррозионное разрушение газопроводов / В.А. Борисенко, Ю.П. Нихаенко, В.И. Крикун // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2006): у 2-х томах [спецвипуск журналу “Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: VIII міжн. конф.-вист., 6-8 черв. 2006 р.: збірник праць. – 2006. – Спец. вип. №5. – С. 296-299.

7. Каранович Е.В. Анализ причин аварий на магистральных газопроводах / Е.В. Каранович // Нефть и газ Западной Сибири: у 4-х томах / под общ. ред. О. Ф. Данилова: междунар. науч.-техн. конф., 19-20 окт. 2011 г.: материалы конференции. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2011. – Т2 – С. 41-43.
8. Стресс-коррозия на магистральных газопроводах и человеческий фактор / М.Ф. Синугаев, П.В. Климов, А.К. Гумеров [и др.] // Территория “Нефтегаз”. – 2008. – № 8. – С. 32-36.
9. Крижанівський Є. І. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: [наук.-техн. посіб. у 3-х т.] / Є.І. Крижанівський, Г.М. Никифорчин; під заг. ред. В.В. Панасюка. – Івано-Франківськ – Львів: вид-во Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, 2011. – Т. 1: Основи оцінювання деградації трубопроводів. – 2011. – 457 с.
10. Деградація властивостей сталей магистральних газопроводів упродовж їх сорокарічної експлуатації / Г.М. Никифорчин, О.Т. Цирульник, Д. Ю. Петрина [та ін.] // Проблеми міцності. – 2009. – № 5. – С. 66-72.
11. Иванцов О.М. Надежность магистральных трубопроводов / О.М. Иванцов, В. И. Харитонов. – М.: Недра, 1978. – 167 с.
12. Крижанівський Є.І. Вплив середовища та нерівномірності споживання газу на безаварійну експлуатацію газопроводу / Є.І. Крижанівський, О.С. Тараєвський, С.Й. Тараєвський // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2008): у 2-х томах [спецвипуск журналу “Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: ІХ міжн. конф.-вист., 10-12 черв. 2008 р.: збірник праць. – 2008. – Спец. вип. №7. – С. 791-796.
13. Щербаков С.Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа / С.Г. Щербаков. – М.: Наука, 1982. – 207 с.
14. 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. Стащук, Л. Тот; під ред. І.М. Дмитраха. – К.: ВД “Академперіодика”, 2005. – 378 с.
15. Грабовський Р.С. Оцінка ресурсних можливостей магистральних газопроводів із експлуатаційними дефектами / Р.С. Грабовський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – №4 (37). – С. 71-82.
16. Механика разрушения и прочность материалов: [справ. пособ. в 4-х т. / под общ. ред. В.В. Панасюка]. – К.: Наук. думка, 1988-1990.
17. Дмитрах І.М. Вплив корозійних середовищ на локальне руйнування металів біля концентраторів напружень / І.М. Дмитрах, В.В. Панасюк – Львів: Національна академія наук України. Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка. – 1999. – 341 с.

18. Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідн. посібник / під заг. ред. В.В. Панасюка / [Г.М. Никифорчин, С.Г. Поляков, В.А. Черватюк, І.В. Ориняк та ін.]; – Львів: Сполом, 2009. – Том 11: Міцність і довговічність нафтогазових трубопроводів і резервуарів; під ред. Г. М. Никифорчина – 504 с.
19. Установка для испытаний конструкционных материалов на циклическую коррозионную трещиностойкость / Р.С. Грабовский, И.Н. Дмытрах, Я.Н. Пукас [и др.] // Деп. ВИНТИ № 67 68 – В 89 от 10.11.1989 г. – С. 8.
20. Sensitivity of pipelines with steel API X52 hydrogen embrittlement / J. Capelle, J. Gilgert, I. Dmytrach, G. Pluvinage // International Journal of Hydrogen Energy. – 2008. – Vol. 33, №24. – P. 7630-7641.

*Стаття надійшла до редакційної колегії 20.11.2017 р.
Рекомендовано до друку д.т.н., професором Грудзом В.Я.,
д.т.н., с.н.с. Сиротюком А.М. (м. Львів)*

ESTIMATION OF THE LOCAL GAS PIPELINE LONG EXPLOITED STEEL FATIGUE CRACKS SPREAD RESISTANCE CHARACTERISTICS

I. Ya. Fedorovych

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
76019, Ivano-Frankivsk, Karpatska Str., 15*

The characteristics of the fatigue cracks spread resistance in the corrosive environments have been determined for the long exploited steel of the local gas pipeline Pasichna-Dolyna. It is shown that the most dangerous corrosive environment is the groundwater model NS4.

Key words: *local gas pipeline, diagrams of cyclic corrosive crack resistance, corrosion-fatigue cracks, threshold (K_{th}) and critical (K_{fc}) coefficients of the cracks stresses intensity.*