

УДК 539.4:669.778

## РОЗРАХУНОК ЗАЛИШКОВОЇ ДОВГОВІЧНОСТІ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНОЇ ДІЛЯНКИ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ

О. Є. АНДРЕЙКІВ<sup>1</sup>, О. В. ГЕМБАРА<sup>1</sup>, О. Т. ЦИРУЛЬНИК<sup>1</sup>, Л. І. НИРКОВА<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України, Львів;

<sup>2</sup> Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона НАН України, Київ

Ґрунтове середовище аварійної ділянки магістрального газопроводу охарактеризовано як “near-neutral” (рН < 8) зі середньою, а в деяких випадках і високою (більше 0,3 mm/year) корозійною активністю і змодельовано розчином NS4. Тривала експлуатація (23 роки) знижує, в основному, статичну тріщиностійкість сталей Х60 і Х70, тоді як наводнювання за потенціалу катодного захисту різко посилює їх схильність до корозійно-механічного руйнування і за статичного, і за циклічного навантажень. Сталь Х70 чутливіша до негативного впливу експлуатації і наводнювання проти сталі Х60. Розраховано залишковий ресурс ділянки магістрального газопроводу “Уренгой–Помари–Ужгород” з урахуванням наводнювання стінки трубопроводу.

**Ключові слова:** сталі магістрального газопроводу, тривала експлуатація, тріщиностійкість, корозія, корозійно-механічне руйнування, залишковий ресурс.

Для України проблема захисту від корозії магістральних газопроводів (МГ) є актуальною, оскільки їх руйнування пов’язано з порушенням забезпечення споживачів газом, втратою транспортованих продуктів, завданням великих матеріальних збитків та екологічної шкоди довкіллю, а через специфіку галузі може стати і причиною пожеж, вибухів, виходу з ладу та знешкодження коштовного обладнання, травмування та загибелі людей [1]. Крім того, магістральними трубопроводами транспортують газ у європейські країни, що важливо для інтеграції України в Європейське співтовариство.

За даними ВАТ ІВП “ВНІПТРАНСГАЗ” лінійна частина газопровідної системи України є найбільш застарілою в Європі. Зокрема, 40% газопроводів експлуатують більше 20 років; 29% – понад 30 років; 30% – 35–50 років та 0,1% – понад 50 років. За аналізом аварійності газопроводів упродовж 1965–1990 рр. встановлено, що 27,5% аварій спричинено дефектами зварювання, 26,8% – корозією, 19,7% – заводським браком, 16,4% – механічними пошкодженнями та 9,6% – іншими чинниками [2]. Забезпечити надійну експлуатацію трубопроводів – складне комплексне завдання, що охоплює технічні, технологічні, економічні й організаційні аспекти.

Більшість трубопроводів експлуатують із зовнішньою ізоляцією та системами електрохімічного захисту. Через часті розриви трубопроводів необхідні нові технічні рішення, щоб гарантувати їхню експлуатацію, підвищити довговічність й стабільність функціонування [3, 4].

**Результати польового обстеження ділянки МГ “Уренгой–Помари–Ужгород”.** Контролювали у 2003 р. аварійну ділянку діаметром 1420 mm загальною довжиною 21,6 km, яку ввели в експлуатацію в 1982 р. Газопровід побудований з труб двох виробників: зі сталі Х60 – Японія (товщина стінки труби 18,7 mm) і Х70 – Харцизький трубний завод (товщина стінки 15,7 mm).

Згідно з результатами гідрографії, місцевості властиві дрібні струмки, зволожені заболочені ділянки в зниженнях, а також сезонні потоки в балках, які влітку пересихають. Грунтові води знаходяться, в основному, нижче глибини залягання газопроводу. Грунт – суглинки та супісі тверді і лесовині. Трубопровід перебував під катодним захистом: поляризаційний потенціал на обстежуваній ділянці дорівнював, в основному,  $-1,3$  V відносно мідно-сульфатного електрода порівняння. Склад транспортованого газу: 98,6%  $\text{CH}_4$ ; 0,1  $\text{C}_2\text{H}_6$ ; 0,%  $\text{CO}_2$ ; 1,3%  $\text{N}_2$ .

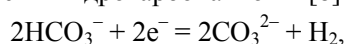
**Методичні аспекти випроб.** Вивчали сталі X60 та X70 труб запасу і експлуатованих упродовж 23 років. Стандартні механічні характеристики визначали розтягом циліндричних п'ятикратних зразків, статичну тріщиностійкість  $K_{Ic}$  – методом  $J$ -інтеграла [5], циклічну тріщиностійкість (частота навантаження 10 і 0,3 Hz у повітрі і середовищі відповідно, асиметрія циклів 0,1) – розтягом компактних зразків 0,5СТ товщиною 8 mm. Будували кінетичні діаграми втомного руйнування (КДВР) – залежності швидкості росту втомної тріщини  $V$  від розмаху коефіцієнта інтенсивності напружень (КІН)  $\Delta K$  з визначенням порога циклічної тріщиностійкості  $\Delta K_{th}$  та циклічної в'язкості руйнування  $\Delta K_{fc}$  [6].

Швидкість корозії  $P$  (mm/year) розраховували за струмом корозії, який встановлювали методом поляризаційного опору: у польових умовах – за допомогою системи корозійного моніторингу магістральних трубопроводів СКМТ, у лабораторних у водних витяжках ґрунту – корозиметром УИСК-101. Метод полягає у вимірюванні струму  $\Delta I$  внаслідок поляризації електродів давача (зміщення потенціалу  $\Delta E$  на 0,01 V). Струм корозії обчислювали за формулою

$$i_k = \frac{2B}{S_e} \cdot \frac{\Delta I}{\Delta E}, \quad (1)$$

де  $B$  – константа середовища;  $S_e$  – площа електрода. У діапазоні середніх значень робочих температур від  $-20^\circ\text{C}$  до  $+80^\circ\text{C}$  константа  $B = 332$  ( $\Omega \cdot \text{cm}^2$ )·(mm/year). Значення pH водних витяжок ґрунту визначали універсальним іономіром ЭВ-74 за кімнатної температури. Потенціали корозії трубної сталі у водних витяжках ґрунту вимірювали високоомним вольтметром відносно хлор-срібного електрода порівняння, потенціал якого приблизно на 0,1 V від'ємніший, ніж мідно-сульфатного.

Випробовували також у модельному ґрунтовому розчині NS4 (mg/l): 122 KCl, 483 NaHCO<sub>3</sub>, 181 CaCl<sub>2</sub>, 131 MgSO<sub>4</sub>·7H<sub>2</sub>O; pH 5,8...6,9 [7]. Швидкість корозії визначали гравіметричним методом, опір корозійному розтріскуванню – розтягом гладких циліндричних зразків і зразків з тріщиною (методом  $J$ -інтеграла) та розраховували параметри корозійно-циклічної тріщиностійкості. Оскільки трубопровід знаходився під катодним захистом ( $-1,3$  V відносно мідно-сульфатного електрода порівняння), а катодна деполяризація у ґрунтових середовищах протікала за реакцією відновлення гідрокарбонат-іонів [8]



то виділений водень очевидно абсорбувався металом і викликав його окрихчення. Тому корозійно-механічні випробування виконували за поміркованого електrolітичного наводнювання (катодної поляризації при  $E_n = -1,2$  V відносно хлор-срібного електрода порівняння), що моделювало умови катодного захисту трубопроводу. Гладкі зразки розтягували зі швидкістю деформації робочої частини  $10^{-6} \text{ s}^{-1}$  [9], оцінюючи схильність до корозійного розтріскування за механізмом водневого окрихчення за зміною середовищем відносного звуження  $\psi$ . Компактні зразки навантажували зі швидкістю переміщення активного тримача 10  $\mu\text{m/h}$ , визначаючи пороговий КІН  $K_{IH}$ , який відповідав старту попередньо виведеної втомної тріщини. Крім того, після випроб за корозійним підростанням тріщини і часом після її старту визначали середню швидкість її росту  $V_H$ .

**Результати випроб.** Визначити швидкість корозії безпосередньо на місці аварії не вдалося, оскільки після ремонту газопроводу ґрунт повністю змінив властивості та склад. Тому вимірювали вліво та вправо від аварійної ділянки на відстані 10 та 15 м, а також у шурфї глибиною 1,5 м безпосередньо над газопроводом. Отримані значення швидкості корозії металу газопроводу знаходилися в діапазоні від 0,09 до 0,36 mm/year. За п'ятибальною шкалою корозійної тривкості металів ґрунтовому середовищу властива середня корозійна активність, а в деяких випадках – і висока (більше 0,3 mm/year).

Для порівняння з результатами польового обстеження визначали корозійну тривкість трубних сталей у водних витяжках ґрунту, відібраних з місця прокладання МГ. Їх рН 7,7...7,8, що близько до значень модельного ґрунтового розчину NS4. Потенціал корозії експлуатованої сталі Х70 у водній витяжці ґрунту швидко (за 1 h) досягає 0,690...0,700 V і впродовж наступних 100 h вимірювань практично не міняється. Подібну часову залежність отримано і для швидкості її корозії, визначеної електрохімічним методом. Вона стабілізується на рівні 0,066 mm/year, що менше, ніж за польових досліджень, і вказує на недооцінку корозійної агресивності середовища за лабораторних випробувань у водній витяжці ґрунту.

Вплив експлуатації на корозійну тривкість металу газопроводу досліджували гравіметричним методом після експозиції зразків упродовж 30 діб у модельному розчині NS4. Сталі Х60 у вихідному стані властивий суттєво менший опір корозії (0,058 mm/year) порівняно зі сталлю Х70 (0,043 mm/year). Експлуатація посилює швидкість їх корозії, особливо сталі Х60 (0,087 mm/year). Загалом значення швидкості корозії сталей у водній витяжці ґрунту близькі до отриманих у модельному розчині водного конденсату МГ [10].

Сталь Х60 проти сталі Х70 має істотно нижчу міцність, а отже, вищі пластичність та тріщиностійкість (табл. 1). Експлуатація впродовж 23 років дещо зменшила її міцність і пластичність і практично не вплинула на них для сталі Х70. Однак вона суттєво знизила їх опір крихкому руйнуванню; особливо суттєво впав показник  $K_{Ic}$  сталі Х70, якій також властива вища циклічна тріщиностійкість ( $105 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$  проти  $91 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$ ) (для сталі Х70) (рис. 1). Менша різниця у значеннях  $\Delta K_{th}$  (7,7 проти 9,0  $\text{MPa}\sqrt{\text{m}}$ ). Однак із ростом  $\Delta K$  у припороговій області розбіжність у швидкостях росту втомної тріщини зростає.

**Таблиця 1. Механічні властивості сталей**

Сталь	$\sigma_{0,2}$	$\sigma_B$	$\Psi$	$\delta$	$K_{Ic}$ , $\text{MPa}\sqrt{\text{m}}$
	MPa		%		
X60	456/425	585/545	82/73	26/23	294/231
X70	592/590	675/682	63/57	21/20	231/149

**Примітка:** в чисельнику – властивості металу труб запасу, в знаменнику – експлуатованих.

Експлуатація не так відчутно впливає на циклічну тріщиностійкість, як на статичну. Вона практично не змінює швидкість росту втомної тріщини на ділянці Періса обох сталей, а також у припороговій області для сталі Х60. Однак суттєво понижує  $\Delta K_{th}$  сталі Х70 ( $6,2 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$ ), а також  $\Delta K_{Ic}$  обох сталей (94 і 70  $\text{MPa}\sqrt{\text{m}}$  відповідно).

Помірковане наводнювання гладких зразків експлуатованих сталей спричиняє різке падіння їх пластичності за повільного розтягу (табл. 2), що свідчить про високу схильність металу до корозійного розтріскування за механізмом водневого окрихчення. Істотніший його вплив під час випроб зразків з тріщиною. По-

рогове значення  $K_{IH}$  сталі X60 порівняно із випробами на повітрі ( $K_{Ic}$ ) падає вдвічі, а сталі X70 – майже втричі. Сталі X70 властива і суттєво вища середня швидкість корозійно-статичного росту тріщини.

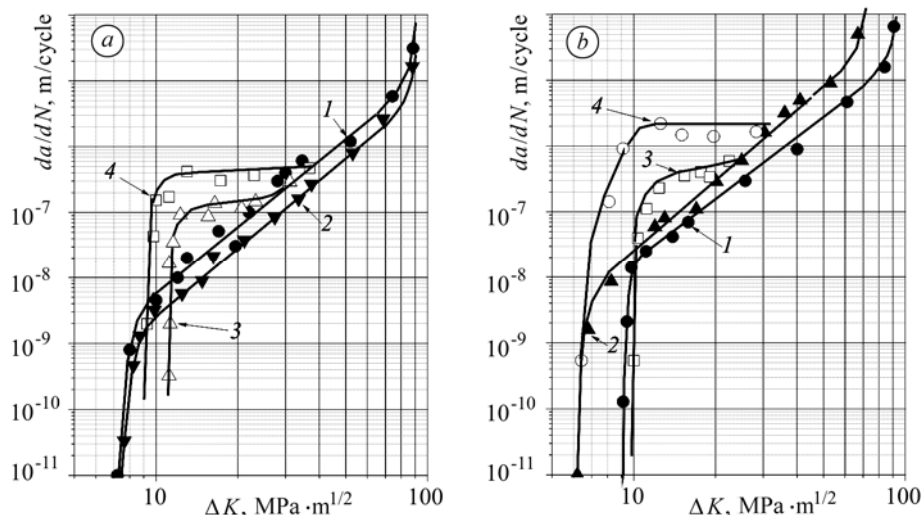


Рис. 1. КДВР сталей X60 (а) і X70 (b) у повітрі (1, 2) та корозивному середовищі за катодної поляризації  $-1,2\text{ V}$  (3, 4): 1, 3 – труба запасу; 2, 4 – експлуатована.

Fig. 1. Kinetic diagrams of fatigue fracture of X60 (a) and X70 (b) steels in air (1, 2) and corrosion environment at cathodic polarization  $-1.2\text{ V}$  (3, 4): 1, 3 – spare pipe; 2, 4 – exploited pipe.

**Таблиця 2. Корозійно-механічні характеристики експлуатованих сталей**

Сталь	$\Psi, \%$		$K_{Ic}$	$K_{IH}$	$V_{H\text{ mech}},$ mm/h
			MPa $\sqrt{m}$		
	повітря	$E_n = -1,3\text{ V}$	повітря	$E_n = -1,3\text{ V}$	
X60	73	38	231	101	0,0017
X70	57	29	149	57	0,0055

Наводнювання суттєво змінює характеристики корозійно-циклічної тріщиноустійкості в припороговій області КДВР та на початку ділянки Періса (рис. 1; табл. 3). Характерною особливістю КДВР є чітко виражені плато незалежності швидкості росту втомної тріщини від розмаху  $\Delta K$ , які відтворюють чутливість сталей до корозійно-статичного росту тріщини. Менша корозійно-циклічна тріщиноустійкість сталі X70, а також експлуатованого металу проявилася і в нижчих значеннях порога корозійної втоми  $\Delta K_{the}$ , розмаху  $K_{IH}$  початку плато  $\Delta K_{SCC}$  і швидкості росту втомної тріщини  $V_{SCC}$ , яка відповідає цьому плато.

**Таблиця 3. Характеристики корозійно-циклічної тріщиноустійкості сталей**

Сталь	Стан металу	$\Delta K_{the}$	$\Delta K_{SCC}$	$V_{SCC},$ m/cycle
		MPa $\sqrt{m}$		
X60	Труба запасу	11,1	11,5	$1,4 \cdot 10^{-7}$
	Експлуатована	9,0	9,8	$5,6 \cdot 10^{-7}$
X70	Труба запасу	10,0	11,1	$4,9 \cdot 10^{-7}$
	Експлуатована	6,2	7,3	$2,1 \cdot 10^{-6}$

Для визначення залишкового ресурсу елементів конструкцій з тріщинами, що працюють у корозивних середовищах, необхідно встановити залежність швидкості росту тріщини від параметрів пружно-пластичної і електрохімічної ситуацій у її вершині.

Під дією статичного навантаження і водневовмісного корозивного середовища розвиток тріщини [11] – безперервне чергування двох взаємозв’язаних стадій: електрохімічної, тривалої в часі, і стрибкоподібного її поширення. Впродовж першої тріщина поглиблюється внаслідок анодного розчинення на величину  $\Delta l_{\text{корр}}(t)$ . Ця стадія триває до моменту  $t_*$ , коли концентрація водню  $C_H$  у зоні передруйнування досягне критичного для цього напруження значення. В момент  $t = t_*$  тріщина стрибкоподібно просунеться на віддаль  $\Delta l_{\text{mech}}$ , що рівна довжині зони, де концентрація водню перевищила критичну. Тоді швидкість її руху

$$V = V_{H \text{ mech}} + V_{\text{корр}} = (\Delta l_{H \text{ mech}} + \Delta l_{\text{корр}}) / t_* \quad (2)$$

Оскільки кінетична діаграма корозійно-статичного росту тріщини має плато-подібну ділянку – після старту швидкість її росту практично не залежить від біжучого значення  $K_1$ , то з невеликою похибкою можна вважати, що тріщина поширюється весь час з постійною швидкістю і довговічність

$$t_* = (h - l_0) / V, \quad (3)$$

де  $h$  – товщина стінки трубопроводу;  $l_0$  – початкова глибина півеліптичної тріщини.

Використовуючи значення  $V_{H \text{ mech}}$  з табл. 2 і схему розрахунків  $V_{\text{корр}}$ , подану раніше [11], за співвідношеннями (2), (3) визначили залишкову довговічність ділянки трубопроводу з півеліптичною тріщиною залежно від її початкової глибини  $l_0$  в умовах ґрунтової корозії з урахуванням і без наводнювання стінки (рис. 2а) за статичного механічного навантаження.

Кінетику поширення корозійно-втомної тріщини довільної конфігурації можна описати рівнянням [12]

$$\frac{dS}{dN} = \frac{\alpha(1-R)^4 \left\{ \int_L K_{I \max}^4 dl - \left[ K_{th}^2 + K_{thk}^2 \int_L K_{I \max}^{-2} dl (K_{thk}^2 - K_{th}^2) \right] \right\}}{4\sigma_T E \left( K_{fc}^2 - B \int_L K_{I \max}^{-2} dl - \int_L K_{I \max}^2 dl \right)}, \quad (4)$$

де  $\alpha$ ,  $B$  – характеристики втомного руйнування матеріалу, які визначають із експерименту;  $R$  – коефіцієнт асиметрії циклу;  $K_{I \max}$  – максимальне значення КІН за цикл;  $K_{fc}$  – його критичне значення;  $K_{th}$ ,  $K_{thk}$  – порогові значення КІН, нижче яких тріщина не підростає;  $dl$  – зміна довжини дуги вздовж контуру тріщини  $L$ ;  $S$  – площа тріщини.

Для складних конфігурацій контуру тріщин розв’язок кінетичного рівняння (4) пов’язаний зі значними математичними труднощами. Для їх усунення і спрощення розв’язку застосуємо метод еквівалентних площ [13], згідно з яким кінетика зміни площі довільної тріщини з випуклим контуром близька до кінетики кругової такої ж площі  $S$ . Тоді

$$\frac{da}{dN} = \frac{\alpha(1-R)^4 \{ K_{I \max}^4 - [K_{th}^2 + K_{thk}^2 K_{I \max}^{-2} (K_{thk}^2 - K_{th}^2)] \}}{4\sigma_T E (K_{fc}^2 - BK_{I \max}^{-2} - K_{I \max}^2)}, \quad (5)$$

де  $a = \sqrt{S/\pi}$  – радіус півколової тріщини, площа якої дорівнює площі півеліптичної тріщини на внутрішній стінці газопроводу;  $K_{I \max} = 2\sigma\sqrt{a/\pi}$ . Звідси період  $N = N_*$  докритичного росту корозійно-втомної тріщини

$$N_* = \int_{a_0}^{a_*} V^{-1}(a) da \quad (6)$$

за початкових і кінцевих умов

$$N = 0, \quad a(0) = a_0; \quad N = N_*, \quad a(N_*) = a_*, \quad (7)$$

де  $a_0, a_*$  – відповідно початковий і критичний радіуси тріщини. За експериментальними діаграмами  $da/dN-\Delta K$  (рис. 1) і співвідношенням (4) визначили невідомі константи  $\alpha$  і  $B$  (табл. 4).

Таблиця 4. Розраховані значення констант  $\alpha$  і  $B$

Сталь	Стан металу	$\alpha$		$B \cdot 10^{15}$
		повітря	середовище	середовище
Х60	Труба запасу		1,169	0,117
	Експлуатована	1,579	0,703	3,958
Х70	Труба запасу		8,673	1,43
	Експлуатована	0,461	4,91	-6,096

Розв'язавши рівняння (6) за крайових умов (7), визначили залишкову довговічність (період докритичного росту тріщини) ділянки газопроводу залежно від початкового радіуса тріщини  $a_0$  в умовах ґрунтової корозії з урахуванням і без наводнювання стінки (рис. 2b, c). Встановили, що наводнювання стінки трубопроводу більш ніж на 20% зменшує його залишкову довговічність.

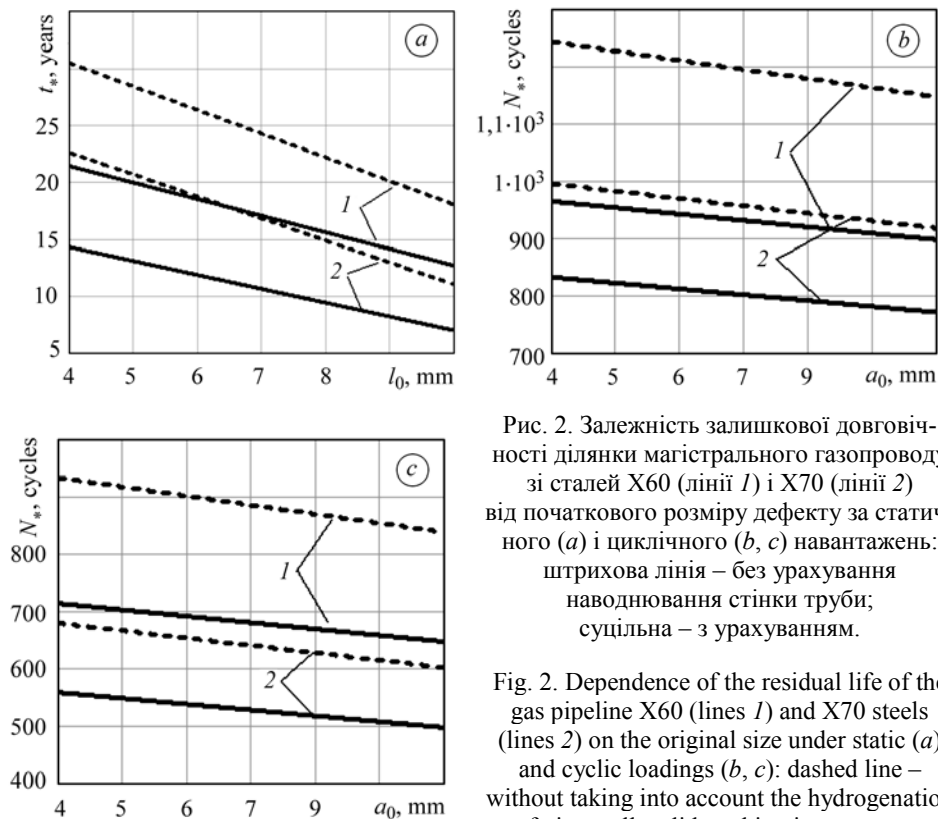


Рис. 2. Залежність залишкової довговічності ділянки магістрального газопроводу зі сталей Х60 (лінії 1) і Х70 (лінії 2) від початкового розміру дефекту за статичного (а) і циклічного (b, c) навантажень: штрихова лінія – без урахування наводнювання стінки труби; суцільна – з урахуванням.

Fig. 2. Dependence of the residual life of the gas pipeline X60 (lines 1) and X70 steels (lines 2) on the original size under static (a) and cyclic loadings (b, c): dashed line – without taking into account the hydrogenation of pipe wall, solid – taking into account.

## ВИСНОВКИ

Виконано натурні дослідження ділянки магістрального газопроводу “Уренгой–Помари–Ужгород” після аварії. Встановлено, що в місці аварії максимальна швидкість корозії металу газопроводу досягала 0,36 mm/year, що свідчить про високу корозійну активність ґрунтового розчину аварійної ділянки. Значення водневих показників водних витяжок ґрунту знаходились в межах від 7,7 до 7,8, що дає можливість у лабораторних корозійно-механічних випробах використовувати модельний розчин NS4. Значення швидкості корозії сталей X60 і X70 у водній витяжці ґрунту і розчині NS4 близькі до отриманих у модельному розчині водного конденсату МГ. Встановлено, що внаслідок тривалої експлуатації (23 роки) знизилася міцність і пластичність сталі X60 і практично не змінилися сталі X70. Однак суттєво знизився їх опір крихкому руйнуванню, особливо тріщиностійкість сталі X70. Помірковане наводнювання гладких зразків спричиняє різке падіння їх пластичності, що свідчить про високу схильність сталей до корозійного розтріскування за механізмом водневого окрихчення. Слід зауважити, що на менш пластичну сталь X70 сильніше впливає наводнювання, і ще відчутніше – під час випробувань зразків з тріщиною. Порогове значення корозійно-статичної тріщиностійкості сталі X60 порівняно із випробуваннями у повітрі падає вдвічі, а сталі – X70 майже втричі. Наводнювання суттєво змінює характеристики корозійно-циклічної тріщиностійкості в припороговій області кінетичної діаграми втомного руйнування та на початку ділянки Періса. Розраховано залишковий ресурс ділянки МГ. Встановлено, що внаслідок наводнювання металу трубопроводу зменшується залишкова довговічність як труби запасу, так і експлуатованої. Виявлено, що залишкова довговічність труби, виготовленої зі сталі X60, вища. Тому на таких ділянках доцільніше встановлювати труби з неї.

*РЕЗЮМЕ.* Почвенная среда аварийного участка магистрального газопровода охарактеризована как “near-neutral” ( $\text{pH} < 8$ ) со средней, а в некоторых случаях и высокой (более 0,3 mm/year) коррозионной активностью и смоделирована раствором NS4. Длительная эксплуатация (23 года) понижает, в основном, статическую трещиностойкость сталей X60 и X70, тогда как наводороживание при потенциале катодной защиты резко усиливает их склонность к коррозионно-механическому разрушению и при статическом, и циклическом нагружении. Сталь X70 более чувствительна к отрицательному влиянию эксплуатации и наводороживания, нежели сталь X60. Рассчитан остаточный ресурс участка магистрального газопровода “Уренгой–Помары–Ужгород” с учетом наводороживания стенки трубопровода.

*SUMMARY.* On location investigations is shown that the soil environment of the emergency section main gas pipeline (MGP) is characterized as “near-neutral” ( $\text{pH} < 8$ ) with the middle or in some cases high (more than 0.3 mm/year) corrosion activity and it can be modeled by NS4 solution. Long-term service (23 years) decreases mainly the fracture toughness of X60 and X70 steels. At the same time hydrogenation at cathodic protection potential intensifies their sensitivity to corrosion-mechanical fracture under static and cyclic loading. The X70 steel is more sensitive to the negative effect of service and hydrogenation in comparison with X60 steel. The residual lifetime of the section of the main gas pipeline “Urengoј–Pomary–Uzhgorod” is estimated taking into account the pipeline wall hydrogenation.

1. *Розгонюк В.В.* Трубопровідний транспорт природного газу. – К.: Київ, 2008. – 304 с.
2. *Корнієнко С., Корбутяк О.* Проблеми впливу ґрунтового середовища на корозію магістральних газопроводів України // Вісник Київськ. нац. ун-ту ім. Тараса Шевченка. Геологія. – 2009. – 46. – С. 42–43.
3. *Механіка руйнування та міцність матеріалів:* Довідн. пос. / Під заг. ред. В. В. Панасюка. Т. 11: Міцність і довговічність нафтогазових трубопроводів і резервуарів / Г. М. Никифорчин, С. Г. Поляков, В. А. Черватюк та ін. / Під ред. Г. М. Никифорчина. – Львів: Сполом, 2009. – 504 с.

4. Крижанівський С. І., Никифорчин Г. М. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: науково-технічний посібник у 3-х т. – Т. 1: Основи оцінювання деградації трубопроводів. – Івано-Франківськ: Ів.-Франк. нац. техн. ун-т нафти і газу, 2011. – 455 с.
5. *Standard Test Method for J-Integral Characterization of Fracture Toughness*. ASTM. E 813 // *Annual Book of ASTM Standards*. – Vol. 03.01. – P. 713–727.
6. РД-50-345-82. Методические указания. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при циклическом нагружении. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 96 с.
7. Zheng W., Elboujdaini M., and Revie R. W. Stress corrosion cracking in pipelines / In: *Stress corrosion cracking. Theory and practice*. Eds. V. S. Raja and Tetsuo Shoji. – Cambridge: Woodhead Publishing Limited, 2011. – P. 749–771.
8. Гірний С. Анодне наводнювання заліза в карбонат-бікарбонатному розчині // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2001. – **37**, № 3. – С. 103–110.  
(Hirnyi S. I. Anodic hydrogenation of iron in a carbonate-bicarbonate solution // *Materials Science*. – 2001. – **37**, № 3. – P. 491–498).
9. МР 185-86. Расчеты и испытания на прочность. Методы испытаний на склонность к коррозионному растрескиванию сталей и сплавов в жидких средах. – М.: ВНИИНМАШ, 1986. – 51 с.
10. Вплив експлуатації сталі X52 на корозійні процеси у модельному розчині газового конденсату / О. Т. Цирульник, З. В. Слободян, О. І. Звірко та ін. // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2008. – **44**, № 5. – С. 88–99.  
(Influence of operation of X52 steel on corrosion processes in a model solution of gas condensate / O. T. Tsyurul'nyk, Z. V. Slobodyan, O. I. Zvirko, M. I. Hredil', H. M. Nykuforchyn and G. Gabetta // *Materials Science*. – 2008. – **44**, № 5. – P. 619–629).
11. Гембара О. В., Андрейків О. С. Вплив наводнювання стінок нафтових та газових трубопроводів на їх ґрунтову корозію і довговічність // Там же. – 2011. – **47**, № 5. – С. 27–34.
12. Сакара А. О., Банахевич Ю. В. Розрахункова модель докритичного росту корозійно-механічних тріщин у металевих пластинах // Там же. – 2010. – **46**, № 3. – С. 23–29.  
(Sakara A. O. and Banakhevych Yu. V. A computation model of the subcritical growth of stress-corrosion cracks in metallic plates // *Materials Science*. – 2010. – **46**, № 3. – P. 307–314).
13. Андрейків А. Е., Дарчук А. И. Усталостное разрушение и долговечность конструкций. – К.: Наук. думка, 1992. – 184 с.

Одержано 21.02.2012