

УДК 620.191.33: 620.193

ВРАХУВАННЯ ГЕОМЕТРІЇ КОРОЗІЙНО-ВТОМНИХ ТРІЩИН В ОЦІНЮВАННІ ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ ОБ'ЄКТІВ ТРИВАЛОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

С. І. КРИЖАНІВСЬКИЙ, Р. С. ГРАБОВСЬКИЙ, О. Ю. ВИТЯЗЬ

Національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ

Встановлено умови прогнозування розвитку тріщиноподібних дефектів півеліптичної форми в стінці труби за результатами експериментально-розрахункової методики. Виявлено взаємозв'язок між граничними розмірами півеліптичної тріщини і швидкістю її розвитку для систем “метал–середовище”. Запропоновано критеріальну залежність початкових та граничних розмірів тріщин, за якою оцінено небезпечність зафіксованих дефектів, а також інтерпретовано результати технічного діагностування тривало експлуатованих трубопроводів.

Ключові слова: *трубопровід, півеліптична тріщина, характеристична глибина тріщини, пороговий та критичний коефіцієнти інтенсивності напружень.*

Вступ. Магістральні трубопроводи впродовж тривалої експлуатації зазнають суттєвих локальних корозійних пошкод у вигляді виразок та борозенок [1–3]. Після тривалої експлуатації труб під гідравлічним тиском найнебезпечнішими є ділянки скупчення локальних корозійних пошкод, особливо корозійних борозенок [3]. Експлуатація трубопроводів супроводжується повторно-змінним навантаженням, тому труби гідравлічно опресовують пульсівним тиском Δp [3, 4]. Зокрема [4], після 1100 циклів навантаження під тиском $\Delta p = 6$ МПа за частоти $f = 0,0167$ Hz на поверхні корозійного дефекту труби $\varnothing 530$ mm виявили втомну півеліптичну тріщину глибиною $a = 1,4$ mm та завдовжки $2c = 60$ mm.

Отже, під час тривалої експлуатації магістральних трубопроводів виникають та поширюються корозійно-механічні дефекти різних форм та розмірів, серед яких найнебезпечніші – втомні тріщини [5–7]. Під впливом корозивних середовищ, температури, пульсації робочих тисків тощо вони розвиваються, порушуючи цілісність трубопроводу. Зазначимо також, що тривала експлуатація зумовлює деградацію механічних та корозійно-механічних властивостей сталей трубопроводів, особливо характеристик опору крихкому руйнуванню [8–11]. Тому актуально комплексно дослідити вплив форми поверхневих тріщиноподібних дефектів, їх розміщення, орієнтації, робочих середовищ та умов навантаження на розвиток утомних тріщин у стінках труб експлуатованих нафтогазопроводів.

Розвиток корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів у стінці трубопроводу. Для аналізу впливу поверхневих тріщиноподібних дефектів на виникнення аварійних ситуацій під час експлуатації трубопроводів використовували запропоновану раніше [12] та експериментально підтверджену [13] методику.

Характерні початкові тріщиноподібні дефекти з відносним розміром $(a/c)_0$ розглядали в діапазоні значень $1/100 \dots 1/3$, які виявляють методами неруйнівного контролю, де a – менша, а c – більша півосі еліпса.

Досліджували ріст тріщини в глибину стінки труби товщиною t , тобто в напрямку півосі a . Кінетику її розвитку розраховували від порогової глибини a_{th} , ко-

ли максимальне значення коефіцієнта інтенсивності напружень (КІН) рівне пороговому ΔK_{th} , до визначеної нормативними документами максимально допустимої $[a] \leq 0,8t$. Подальше її поширення до глибини $a_i = t$ апроксимували. Вважали, що тріщина розвивається стрибкоподібно з деяким постійним кроком $\Delta a_i = 0,25 \text{ mm}$. Враховуючи задану початкову форму дефекту, знаходили його ширину ($2c_i$), а також граничні розміри півеліптичної тріщини $2c_i^*$ за умови $a_i = t$, апроксимуючи максимальні розрахункові розміри ($2c_{0,8t}$). Крім того, аналогічно визначали кількість циклів навантаження ΔN_i , необхідних для виходу корозійно-втомної тріщини встановленої форми на поверхню труби ($\Delta N_i = N_i - N_{th}$) в заданому робочому середовищі з припорогової глибини.

Процедура оцінки кінетики та зміни форми корозійно-втомних тріщин така.

1. Встановлювали функціональні залежності $(a/t)_i = f(N)_{(a/c)_i}$. Розраховували покровоково ($\Delta a_i = 0,25 \text{ mm}$), використовуючи експериментальні степеневі залежності швидкості росту тріщини $v = da/dN = dc/dN = C (\Delta K)^n$ (рис. 1). Для порівняльної оцінки швидкості розвитку дефекту заданої форми $(a/c)_i$ для досліджуваних систем “метал труби–середовище” обчислювали параметр $q_i = N_i^{\max} / N_i^{\min}$, де N_i^{\max} та N_i^{\min} – відповідно кількість циклів, необхідних для наскрізного розвитку тріщини в діапазоні $1/100 \leq (a/c)_i \leq 1/3$.

2. Визначали закономірності зміни форми та розмірів тріщин під час їх розвитку, будували залежності $(a/c)_i = f(a/t)$ та встановлювали граничну форму тріщини $(a/c)_i^*$ за умови $a = t$, а також будували залежності $(a/c)_i^* = f(q_i^*)$.

3. Виявляли зв'язок між граничною $(a/c)_i^*$ та початковою $(a/c)_{0t}$ формами тріщин, що дало можливість інтерпретувати їх розвиток у стінці труби за умови коректно змодельованого експерименту для частоти f та асиметрії R циклу навантаження.

Умови руйнування експлуатованих трубопроводів. Методику числової оцінки кінетики, зміни форми та розмірів корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів застосовували до експлуатованого 47 років магістрального нафтогону “Дружба” (530×9 mm) за максимального тиску нафти $P_{\max} = 4,1 \text{ МПа}$ (метал труби – сталь 10Г2БТЮ3, $\sigma_B = 584,7 \text{ МПа}$, $\sigma_{0,2} = 451,3 \text{ МПа}$, $\delta = 24,8\%$) та експлуатованого 41 рік магістрального газопроводу “Київ–Західна Україна I вітка” (1020×14 mm) за максимального робочого тиску газу $P_{\max} = 5,4 \text{ МПа}$ (метал труби – сталь 17Г1С, $\sigma_B = 562,5 \text{ МПа}$, $\sigma_{0,2} = 357,5 \text{ МПа}$, $\delta = 27,0\%$).

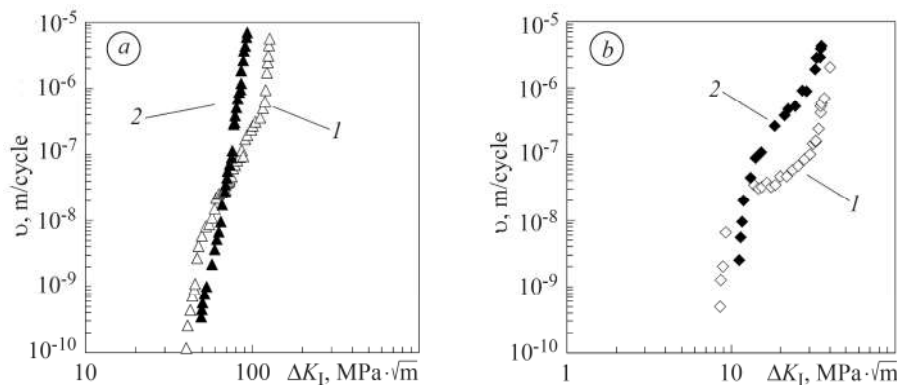


Рис. 1. Діаграми циклічної тріщиностійкості трубних сталей 10Г2БТЮ3 (а) та 17Г1С (б): 1 – у повітрі; 2 – у середовищі NS4.

Fig. 1. Diagrams of cyclic crack growth resistance of 10Г2БТЮ3 (а) and 17Г1С (б) pipe steels: 1 – in air; 2 – in soil medium NS4.

Діаграми циклічної тріщиностійкості (рис. 1) побудували за результатами випробувань чистим згином балкових зразків (150×10×9 mm) та зразків (300×50×

×14 mm) у повітрі і модельному ґрунтовому середовищі NS4 (pH 6,7) [14]. Частота $f=1$ Hz, коефіцієнт $R = 0$, що відтворювало режим “зупинка–пуск” нафтогону. Враховуючи нестаціонарний характер руху газу (в газопроводі виникають низько- та височастотні асиметричні коливання тисків [15]), прийняли коефіцієнт $R = 0,8$. Визначили коефіцієнти Періса C і n , а також циклічну в’язкість руйнування ΔK_{fc} (табл. 1). За результатами експериментів та поданою методикою встановили на першому етапі умови поширення корозійно-втомної тріщини заданих форми та розмірів (табл. 2; рис. 2–5). Зокрема, виявили взаємозв’язок порогових глибин та початкових форм тріщин (рис. 2).

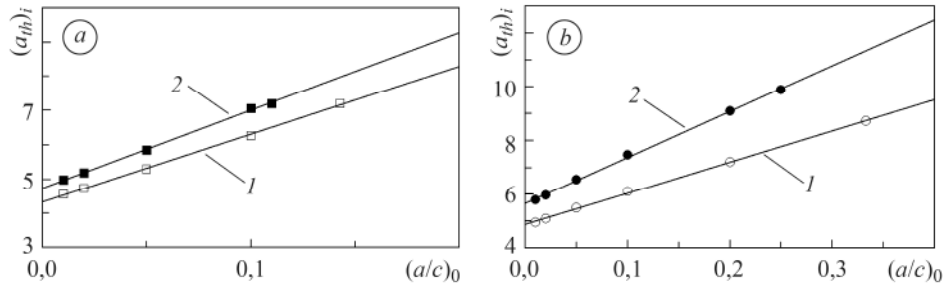


Рис. 2. Взаємозв’язок порогових глибин та початкових форм тріщин, виявлених на зовнішній стінці труби нафтогону (а) та газопроводу (b) у повітрі (крива 1) та середовищі NS4 (крива 2).

Fig. 2. Relationship of threshold depths and initial forms of cracks located on the outer pipe wall of the oil pipeline (a) and gas pipeline (b) in the air (curve 1) and NS4 medium (curve 2).

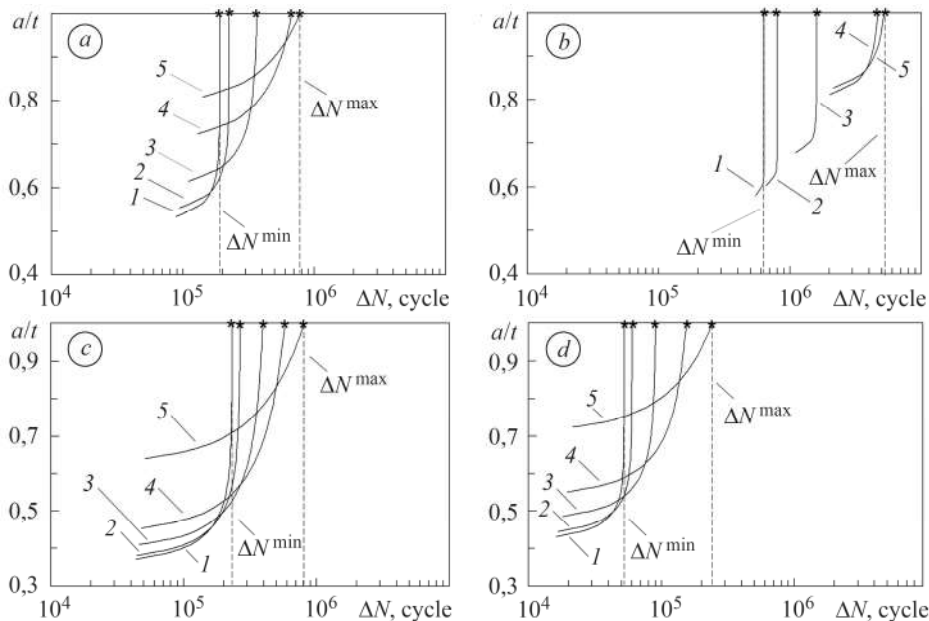


Рис. 3. Розвиток тріщини в глиб стінки труби a/t залежно від кількості циклів навантаження N за випроб у повітрі (а, с) та середовищі NS4 (b, d). Пояснення кривих 1–5 див. табл. 2.

Fig. 3. Crack growth into the pipe wall depth a/t in dependence on the number of loading cycles N under testing in air (a, c) and in NS4 environment (b, d).

Explanation of curves 1–5 in Table 2.

Далі будували функціональну залежність розвитку тріщини вглиб стінки труби від кількості циклів навантаження N (рис. 3), обчислювали параметри q_i

(табл. 2) та встановлювали зміну співвідношення півосей a та c початкової форми півеліптичної тріщини $(a/c)_0$ за її розвитку вглиб стінки труби (рис. 4). Крім того, визначили глибину корозійно-втомної тріщини, тобто характерний для системи “метал труби–середовище” параметр $(a/t)^*$, починаючи від якого різко зростає швидкість зміни КІН (dK_I/da) [16].

Таблиця 1. Характеристики циклічної тріщиностійкості трубних сталей

Система “метал труби–середовище”	$C, \frac{m}{cycle} \cdot (MPa\sqrt{m})^{-n}$	n	ΔK_{th}	ΔK_{fc}	$R = \frac{\Delta K_{Imin}}{\Delta K_{Imax}}$
			$MPa\sqrt{m}$		
10Г2БТЮ3 (повітря)	$3,24 \cdot 10^{-18}$	5,44	39,31	130,19	0
10Г2БТЮ3 (NS4)	$7,50 \cdot 10^{-40}$	17,19	48,16	98,28	
17Г1С (повітря)	$9,12 \cdot 10^{-13}$	3,62	8,59	41,87	0,8
17Г1С (NS4)	$4,96 \cdot 10^{-14}$	5,14	10,93	37,12	

Таблиця 2. Порогові (a_{th}) і граничні $(a/c)_t^*$ розміри та характерні глибини $(a/t)^*$ осьових корозійно-втомних тріщин, що розвиваються від зовнішньої стінки труби різних параметрів

Середовище	$(a_{th}/c)_0$		a_{th}, mm	$(a/c)_t^*$	$(a/t)^*$	$\Delta N_c = N_c - N_{th}, cycle$	q
	Рис. 3–5						
530×9 mm							
Повітря	5	1/7	7,20	0,183	–	$7,80 \cdot 10^5$	1,00
	4	1/10	6,26	0,144	–	$6,70 \cdot 10^5$	1,16
	3	1/20	5,29	0,085	0,224	$3,62 \cdot 10^5$	2,15
	2	1/50	4,73	0,039	0,179	$2,55 \cdot 10^5$	3,06
	1	1/100	4,56	0,020	0,169	$1,88 \cdot 10^5$	4,15
NS4	5	1/9	7,20	0,132	–	$51,97 \cdot 10^5$	1,00
	4	1/10	7,06	0,127	–	$46,57 \cdot 10^5$	1,12
	3	1/20	5,85	0,077	0,228	$16,00 \cdot 10^5$	3,25
	2	1/50	5,19	0,035	0,180	$7,99 \cdot 10^5$	6,50
	1	1/100	4,98	0,018	0,170	$6,34 \cdot 10^5$	8,20
1020×14 mm							
Повітря	5	1/3	8,72	0,475	–	$8,05 \cdot 10^5$	1,00
	4	1/10	6,11	0,225	–	$5,82 \cdot 10^5$	1,38
	3	1/20	5,49	0,127	0,204	$3,95 \cdot 10^5$	2,04
	2	1/50	5,09	0,055	0,168	$2,67 \cdot 10^5$	3,02
	1	1/100	6,11	0,225	0,158	$2,32 \cdot 10^5$	3,47
NS4	5	1/4	9,89	0,346	–	$2,43 \cdot 10^5$	1,00
	4	1/10	7,47	0,188	–	$1,54 \cdot 10^5$	1,58
	3	1/20	6,55	0,107	0,208	$0,91 \cdot 10^5$	2,67
	2	1/50	5,98	0,047	0,169	$0,60 \cdot 10^5$	4,05
	1	1/100	5,79	0,024	0,159	$0,52 \cdot 10^5$	4,67

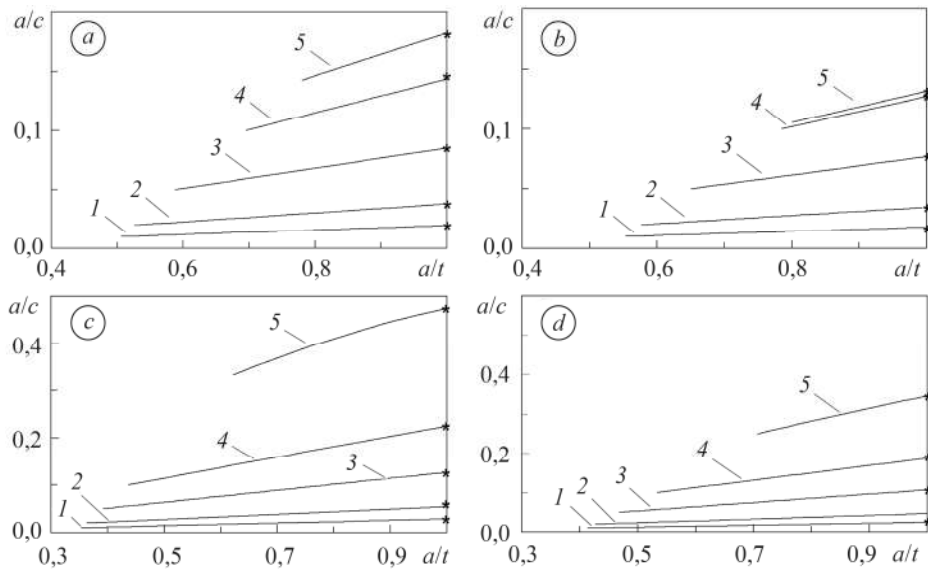


Рис. 4. Зміна форми та розмірів тріщини a/c за її розвитку вглиб стінки a/t труб 530×9 mm (a, b) та 1020×14 mm (c, d) у повітрі (a, c) і середовищі (b, d) NS4.

Fig. 4. Change of the crack shape and sizes a/c during its growth into the wall depth a/t of pipes 530×9 mm (a, b) and 1020×14 mm (c, d) in the air (a, c) and NS4 medium (b, d).

Виявили (рис. 5; табл. 2), що продовгуваті півеліптичні тріщини форма яких змінюється в межах $1/100 \leq (a/c)_i \leq 1/20$ більш пришвидшено розвивається за різкого зростання параметра (dK_I/da) , тоді як “короткі” тріщини з формою меншою $(a/c)_i \geq 1/10$ розвивається повільно, оскільки параметр (dK_I/da) змінюється незначно.

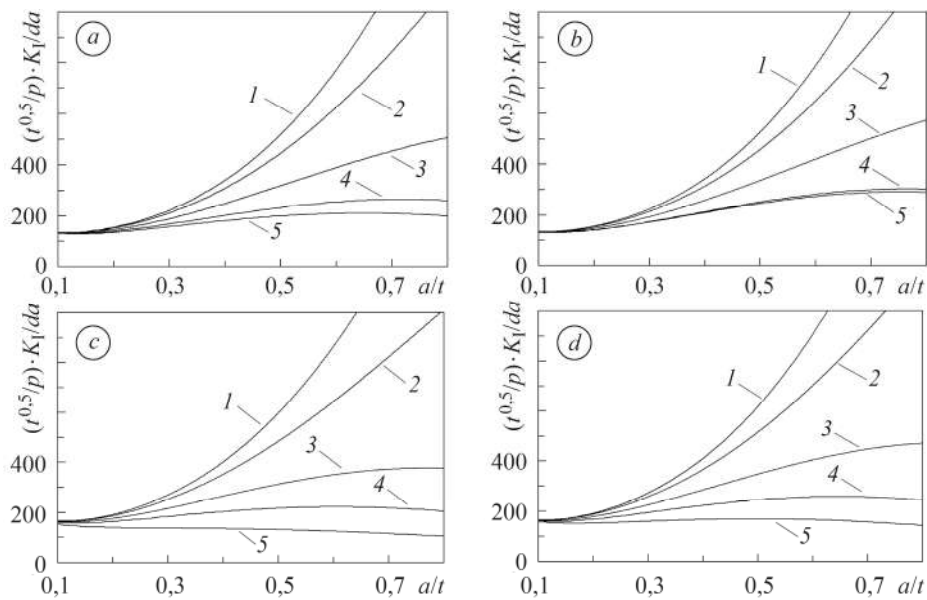


Рис. 5. Порівняльне оцінювання небезпеки зовнішніх осевих півеліптичних тріщин різних форм (криві 1–5, див. табл. 2) у стінках нафтогону (a, b) та газопроводу (b, d): a, c – повітря; b, d – середовище NS4.

Fig. 5. Comparative evaluation of the dangers of external axial semi-elliptical cracks of various shapes (curves 1–5, see Table 2) in the walls of the oil (a, b) and gas pipelines (b, d): a, c – air; b, d – NS4 medium.

За одержаними залежностями можна встановити функціональну залежність “граничних” форм півеліптичних тріщин $((a/t)_i^*)$, якщо $a = t$, від параметра $(q_i = (N_i^{\max} / N_i^{\min}))$, який у логарифмічній системі координат лінійно зв’язаний з граничною формою півеліптичної тріщини (рис. 6), причому лінію регресії описує рівняння

$$(a/c)_i^* = \frac{A}{q^k} = A \cdot q^{-k} = A \cdot \left(\frac{\Delta N_i^{\max}}{\Delta N_i^{\min}} \right)^{-k}, \quad (1)$$

де A і k – коефіцієнти, які залежать від системи “метал труби–середовище” (табл. 3) і вказують на зв’язок граничної форми півеліптичної тріщини і параметра q .

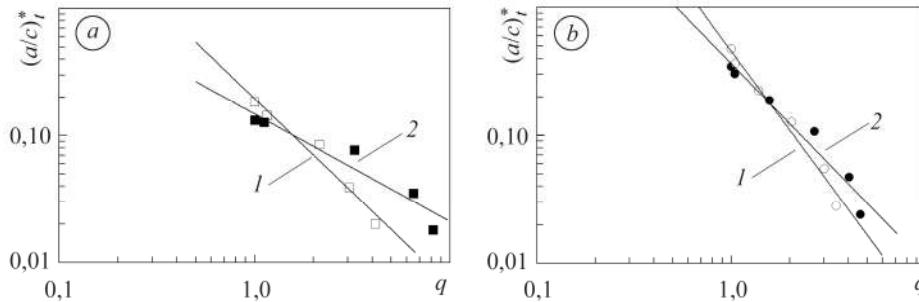


Рис. 6. Залежність критичних форм тріщин у стінках труб 530×9 mm (a) та 1020×14 mm (b) від параметра q за їх росту у повітрі (крива 1) та середовищі NS4 (крива 2).

Fig. 6. Dependence of the critical shapes of cracks in the wall of pipes 530×9 mm (a) and 1020×14 mm (b) on the parameter q during their growth in the air (curve 1) and NS4 medium (curve 2).

Водночас граничний розмір півеліптичної тріщини $((a/c)_i^*)$ у логарифмічній системі координат (рис. 7; табл. 3) практично лінійно зв’язаний з її початковим розміром $(a/c)_0$ і ця залежність однакова і для повітря, і корозивного середовища: (для досліджуваних середовищ)

$$(a/c)_i^* = B \cdot ((a/c)_0)^m. \quad (2)$$

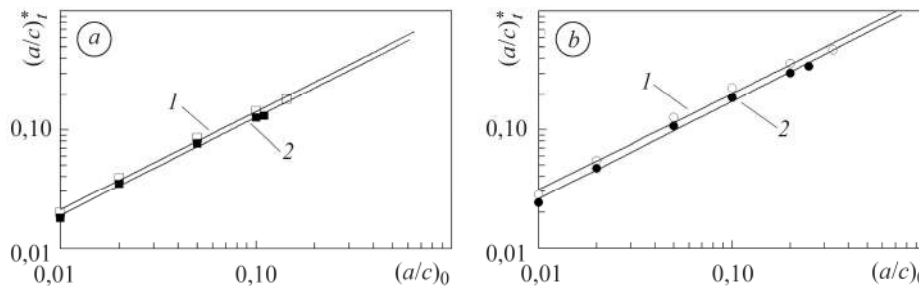


Рис. 7. Кореляція між початковими та граничними розмірами тріщин у стінках труб 530×9 mm (a) та 1020×14 mm (b) за їх росту у повітрі (1) та середовищі NS4 (2).

Fig. 7. Correlation between the initial and admissible sizes of cracks in the wall of pipes 530×9 mm (a) and 1020×14 mm (b) during their growth in the air (1) and NS4 medium (2).

Таким чином, між початковими та граничними розмірами півеліптичних тріщин існує певна критеріальна залежність, за якою можна інтерпретувати результати діагностування дефектності трубопроводу, щоб оцінити ризик його руйнування.

Таблиця 3. Значення констант у залежностях (1) і (2) та коефіцієнт кореляції R

Система “метал труби–середовище”	A	k	R^2	B	m	R^2
	(1)			(2)		
10Г2БТЮ3 (повітря)	0,20	-1,48	0,96	0,97	0,83	0,99
10Г2БТЮ3 (NS4)	0,15	-0,85	0,91	0,87	0,83	0,99
17Г1С (повітря)	0,46	-2,05	0,98	1,33	0,82	0,99
17Г1С (NS4)	0,36	-1,56	0,96	1,18	0,83	0,99

ВИСНОВКИ

Запропоновано методику врахування впливу форми поверхневих дефектів, що ґрунтується на підходах механіки руйнування та виокремлює потенційно небезпечні чи безпечні корозійно-втомні тріщини, оцінює кінетику їх розвитку і залишкову довговічність (кількість циклів до руйнування).

РЕЗЮМЕ. Установлены условия прогнозирования развития трещиноподобных дефектов полуэллиптической формы в стенке трубы за результатами экспериментально-расчетной методики. Выявлена взаимосвязь между предельными размерами трещины и скоростью ее развития. Предложена критериальная зависимость начальных и предельных размеров трещин, по которой оценена опасность дефектов, а также интерпретированы результаты технической диагностики трубопровода.

SUMMARY. Conditions for predicting the propagation of crack-like defects of semi-elliptical defects in the pipe wall based on the results of the experimental and calculation methods data are established. The relationship between the admissible dimensions of the crack and the rate of its propagation is determined. The criterial dependence of the initial and admissible sizes of cracks is proposed, which allows us to estimate the danger of defects, as well as to interpret the results of the pipeline diagnostics.

1. Крижанівський С. І., Никифорчин Г. М. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: Наук.-техн. пос. у 3-х т. – Т. 2: Деградація нафтопроводів і резервуарів та її запобігання. – Івано-Франківськ: Нац. техн. ун-т нафти і газу, 2011. – 448 с.
2. Дмитрах І. М., Панасюк В. В. Вплив корозійних середовищ на локальне руйнування металів біля концентраторів напружень. – Львів: Фіз.-мех. ін-т ім. Г. В. Карпенка, 1999. – 342 с.
3. Экспериментальные исследования разрушения труб нефтепроводов с коррозионными дефектами на внутренней поверхности / А. А. Костюченко, А. М. Бордовский, А. Н. Козик, В. В. Воробьев, Л. А. Сосновский // Проблемы прочности. – 2009. – № 5. – С. 101–108.
4. Юхимец П. С. Оценка остаточного ресурса трубопровода с коррозионным повреждением с учетом изменения параметров дефекта в процессе эксплуатации // Проблемы ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин / Під заг. ред. Б. Є. Патона. – К.: Ін-т електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2009. – С. 404–411.
5. Фрактографічні ознаки експлуатаційної деградації зварних з'єднань магістральних нафтогонів / Г. В. Кречковська, С. Р. Яновський, О. З. Студент, Г. М. Никифорчин // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2015. – 51, № 2. – С. 21–27.
(Fractographic signs of the in-service degradation of welded joints of oil mains / H. V. Krechkovs'ka, S. R. Yanovs'kyi, O. Z. Student, H. M. Nykyforchyn // Materials Science. – 2015. – 51, № 2. – P. 165–171.
6. Effect of the long-term service of the gas pipeline on the properties of the ferrite-pearlite steel / H. Nykyforchyn, E. Lunarska, O. Tsyrlunyk, K. Nikiforov, G. Gabetta // Mat. and Corr. – 2009. – 60, № 9. – P. 716–725.
7. Environmentally assisted “in-bulk” steel degradation of long term service gas trunkline / H. Nykyforchyn, E. Lunarska, O. Tsyrlunyk G. Gabetta // Eng. Failure Analysis. – 2010. – 17. – P. 624–632.

8. Крижанівський С. І., Грабовський Р. С., Мандрик О. М. Оцінювання роботоздатності нафтогазопроводів тривалої експлуатації за параметрами їх дефектності // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2013. – **49**, № 1. – С. 105–110.
(*Kryzhanivskyi S. I., Hrabovs'kyi R. S., and Mandryk O. M. Estimation of the serviceability of oil and gas pipelines after long-term operation according to the parameters of their defectiveness // Materials Science. – 2013. – 49, № 1. – P. 117–123.*)
9. Експлуатаційне окрихчення сталі магістрального нафтопроводу / О. Т. Цирульник, Г. М. Никифорчин, О. І. Звірко, Д. Ю. Петрина // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2004. – **40**, № 2. – С. 125–126.
(*Embrittlement of the steel of an oil-trunk pipeline / O. T. Tsyurul'nyk, H. M. Nykyforchyn, O. I. Zvirko, D. Yu. Petryna // Materials Science. – 2004. – 40, № 2. – P. 302–304.*)
10. Effect of hydrogen concentration on fatigue crack growthbehaviour in pipeline steel / I. M. Dmytrakh, R. L. Leshchak, A. M. Syrotyuk, R. A. Barna // Int. J. of Hydrogen Energy. – 2017. – **42**, № 9. – P. 6401–6408.
11. Деградація властивостей металу зварного з'єднання експлуатованого магістрального газопроводу / О. Т. Цирульник, В. А. Волошин, Д. Ю. Петрина, М. І. Греділь, О. І. Звірко // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2010. – **46**, № 5. – С. 55–58.
(*Degradation of properties of the metal of welded joints in operating gas mains / O. T. Tsyurul'nyk, V. A. Voloshyn, D. Yu. Petryna, M. I. Hredil', O. I. Zvirko // Materials Science. – 2011. – 46, № 5. – P. 628–632.*)
12. Грабовський Р. С., Лужецький В. С., Горб'як Т. М. До оцінки кінетики росту втомних тріщин в стінках трубопроводів // Машинознавство. – 2005. – № 4 (94). – С. 7–10.
13. Оцінювання кінетики руйнування елементів експлуатованого газопроводу / Є. І. Крижанівський, Р. С. Грабовський, І. Я. Федорович, Р. А. Барна // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2015. – **51**, № 1. – С.13–19.
(*Evaluation of the kinetics of fracture of elements of a gas pipeline after operation / E. I. Kryzhanivskyi, R. S. Hrabovs'kyi, I. Ya. Fedorovych, R. A. Barna // Materials Science. – 2015. – 51, № 1. – P. 7–14.*)
14. Sensitivity of pipelines with steel API X52 to hydrogen embrittlement / J. Caprille, J. Gilgert, I. Dmytrakh, G. Pluinage // Int. J. of Hydrogen Energy. – 2008. – **33**, № 24. – P. 7630–7641.
15. Крижанівський С., Тараєвський О. Дослідження корозійно-втомних характеристик сталі 17Г1С магістрального газопроводу // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів: у 2-х т. – 2006. – № 5. – С. 290–295.
(*Kryzhanivskyi S. I., Taraevs'kyi O. S. Investigation of corrosion and fatigue characteristics of gas main steel 17G1C // Special Issue Fiz.-Khim. Mekh. Mater. – 2006. – № 5. – P. 290–295.*)
16. Механіка руйнування і міцність матеріалів: Довідн. пос. / За заг. ред. В. В. Панасюка. – Т. 13: Працездатність матеріалів і елементів конструкцій з гострокінцевими концентраторами напружень / І. М. Дмитрах, Л. Тот, О. Л. Білий, А. М. Сиротюк. – Львів: Сполом, 2012. – 316 с.

Одержано 19.02.2018