

УДК 620.191.33: 620.193

## ОЦІНЮВАННЯ РОБОТОЗДАТНОСТІ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ ТРИВАЛОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЗА ПАРАМЕТРАМИ ЇХ ДЕФЕКТНОСТІ

Є. І. КРИЖАНІВСЬКИЙ, Р. С. ГРАБОВСЬКИЙ, О. М. МАНДРИК

Національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ

Запропоновано розрахунково-експериментальну методику оцінювання безпечної роботи та ризику руйнування нафтогазопроводів тривалого користування із урахуванням впливу потенційного розвитку експлуатаційних дефектів та деградації властивостей металу труб.

**Ключові слова:** тріщиноподібні дефекти, корозійно-втомні тріщини.

Україна має розгалужену мережу магістральних трубопроводів для транспортування природного газу, нафти та продуктів їхньої переробки [1–3], яка є важливою ланкою не тільки економіки, але і стратегічним чинником національної безпеки держави [3]. На сьогодні 50% нафто- і газопроводів працюють понад 30 років, тому в них відбуваються процеси мікропластичності (деформаційного старіння), тобто понижуються фізико-механічні характеристики, які визначають роботоздатність матеріалу як елемента конструкції [2–7]. Зауважимо, що з використанням сучасних трубопровідних високоміцних сталей зростає ризик їх передчасного руйнування [8]. Метал таких труб зазнає постійного впливу циклічних навантажень, підвищених температур та довкілля [9–11], що призводить до зміни його механічних властивостей, а отже, деградації. Це стосується й ізоляційних покриттів [3, 12–14], внаслідок чого на поверхні трубопроводів починають утворюватися корозійно-втомні дефекти у вигляді пітингів, виразок, каверн або тріщин. З часом деякі з них можуть досягти критичних розмірів, якщо напруження від внутрішнього тиску на дефектну ділянку трубопроводу досягнуть граничного опору руйнуванню експлуатованого металу труби [15], що, залежно від розмірів, форми та орієнтації дефекту, може спричинити аварійну ситуацію і, як наслідок, суттєві економічні та екологічні втрати, а також людські жертви [16–18]. Тому важливо оцінити технічний стан вітчизняних трубопровідних систем, щоб забезпечити їх надійну роботу.

**Критерії та методика.** В розрахунках використовували характеристики, які описують в'язке руйнування матеріалів, зокрема, руйнівний тиск та міцність металу трубопроводу, а також його циклічну тріщиностійкість (ЦТ). Специфіка розвитку виявлених у нафтогазопроводах дефектів свідчить, що труба може руйнуватися за двома сценаріями. За наявності корозійно-механічних тривимірних дефектів (рис. 1) можливе пластичне руйнування за в'язким механізмом за повної відсутності крихкого складника [10, 16, 19]. Це гострі дефекти основного металу (риски, подряпини тощо) та дефекти зварного шва (підрізи, непровари, пори, шлакові включення) [20]. Ширина дефекту  $2b$  тут мала і задовольняє нерівності

$$\begin{cases} b \leq 0,25t ; \\ b \leq c_{cr-l} , \end{cases} \quad (1)$$

де  $t$  – товщина стінки труби;  $c_{cr-l}$  – глибина тріщиноподібного дефекту;  $b$  – його півширина [20].

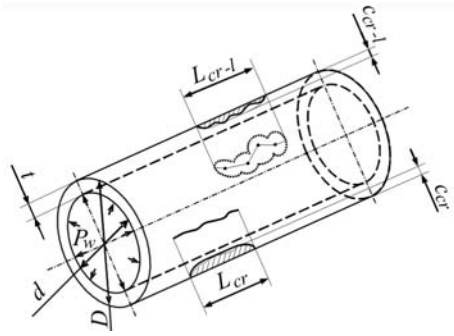


Рис. 1. Схема розташування дефектів на зовнішній поверхні труби.

Fig. 1. The scheme of defects location on external pipeline surface.

методику SINTAP [21] та норми DNV RP-F101 [22]. Згідно з ними тиск у трубі з зовнішніми корозійно-механічними дефектами довжиною  $L$  та максимальною глибиною  $c$  (рис. 1) розраховують так:

$$P_f = \frac{2\sigma_B \cdot t}{D - 2t} \left[ \frac{1 - (c/t)}{1 - \frac{(c/t)}{q}} \right], \quad (2)$$

де  $q = \sqrt{1 + 0,31 \cdot \left( \frac{L}{\sqrt{D \cdot t}} \right)^2}$  – коефіцієнт Фоліаса;  $\sigma_B$  – границя міцності.

За методикою SINTAP [21] результати технічної діагностики трубопроводу інтерпретували, враховуючи робочий тиск  $P_w$ :

$$S_r = P_w / P_f. \quad (3)$$

Визначали гранично допустимі розміри (довжину  $L$  та глибину  $c$ ) групових корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів за умови, що  $S_r \leq 0,5$ , та критичних ( $S_r \geq 1,0$ ), розміри яких унеможливають експлуатацію трубопроводу. Зауважимо, що глибина всіх дефектів функціонально залежить від їх довжини  $L$ .

Таким чином, критерієм безпечного дефекту буде умова

$$c_{[P]} \leq c(S_r \leq 0,5), \quad (4)$$

а критичного –

$$c_{P_f} \leq c(S_r \geq 1,0). \quad (5)$$

Роботоздатність трубопроводу, пошкодженого корозійно-втомними тріщинами, оцінювали за експериментальними характеристиками ЦТ металу [22]. Тріщина глибиною  $c_{th}$  просувається на деяку характерну величину  $\Delta c^*$  за умови, що розмах коефіцієнта інтенсивності напружень (КІН) досягає певного порогового значення  $\Delta K_{th}$ , тобто

$$\Delta K_I = \Delta K_{Ith}. \quad (6)$$

Використовуючи відому формулу [22] для обчислення КІН труби з півеліптичною тріщиною, навантаженої внутрішнім тиском  $P$ , та враховуючи умову (6)

$$\Delta K_{Ith} = \Delta \sigma \cdot \sqrt{\pi c_{th}} \cdot f(c/a; c/t; \theta), \quad (7)$$

де  $\Delta \sigma = (\Delta P \cdot d) / 2t$  – розмах розтягувальних напружень за цикл навантаження,  $\Delta P$  – зміна тиску робочого середовища в трубопроводі за цикл навантаження;  $\theta$  – кут

За іншим сценарієм домінує крихкий механізм руйнування [10]. Корозійно-втомні тріщини (рис. 1) мають довжину  $L_{cr}$  та глибину  $c_{cr}$  [20]. Субкритичний їх розвиток у глибину стінки труби обумовлений асиметричною зміною робочого тиску під час експлуатації. Досягнувши критичних розмірів, вони можуть неконтрольовано поширюватися вздовж твірної труби за крихким механізмом [10].

Для реалізації першого сценарію за руйнівним тиском  $P_f$  оцінювали статичну міцність (пластичний колапс) труби діаметром  $D$  з корозійно-механічними дефектами, використовуючи

від малої осі півеліптичної тріщини;

$$f(c/a; c/t; \theta) = \frac{1}{\sqrt{\pi}} \cdot \frac{1,12 - 0,48\beta + 0,13 \cdot \left(\frac{2\theta}{\pi}\right)^2 \cdot \beta \cdot (3\beta - 2 - \alpha)}{1 - \alpha(1 - 0,75\beta)} +$$

$$+ 1,13k_f \cdot \left[ \beta \cdot \left(\frac{2\theta}{\pi}\right)^2 \cdot (\alpha - 0,4 + 0,6\beta) + \beta \cdot (1 - 1,4\alpha) + 0,62\lambda \cdot (1 - \beta) \cdot \psi(\alpha) \right],$$

визначали порогову (безпечну) довжину тріщини  $c_{th}$  та отримали вираз, який є функцією, що характеризує здатність матеріалу чинити опір корозійно-втомному руйнуванню ( $\Delta K_{Ith}$ ), умови його експлуатації ( $\Delta\sigma$ ) та геометричні характеристики корозійно-втомних тріщин:

$$c_{th} = \frac{(\Delta K_{Ith})^2}{(\Delta\sigma)^2 \cdot \pi \cdot f(c/a; c/t; \theta)}. \quad (8)$$

Водночас за реалізації умови  $K_{I\max} = K_{Ic}$  [15, 25] критична довжина тріщини

$$c_{K_{Ic}} = \frac{(\Delta K_{Ic})^2}{(\Delta\sigma)^2 \cdot \pi \cdot f(c/a; c/t; \theta)}. \quad (9)$$

**Міцність та циклічна тріщиностійкість експлуатованого металу нафтогазопроводів.** Досліджували тривало експлуатований метал (табл. 1) магістральних нафтопроводу “Дружба” (сталь 10Г2БТЮ3) та газопроводу “Союз” (сталь 10Г2ФБ).

**Таблиця 1. Геометричні та експлуатаційні параметри магістральних трубопроводів**

Трубо- провід	Тривалість ек- сплуатації, уеар	$D$	$t$	$\sigma_B$	$\sigma_{0,2}$	$\delta$ , %	$P_{\max}$ , МПа
		mm		МПа			
“Дружба”	41	530,0	7,0	583,3	438,9	25,6	4,1
“Союз”	33	1420,0	18,7	623,5	545,4	20,3	7,5

**Таблиця 2. Характеристики ЦТ тривало експлуатованих сталей**

Система матеріал–середовище	$n$	$C, \frac{\text{mm/cycle}}{(\text{МПа}\sqrt{\text{m}})^n}$	$\Delta K_{Ith}$	$\Delta K_{Ic}$
			МПа $\sqrt{\text{m}}$	
Сталь 10Г2БТЮ3 – повітря	4,53	$2,90 \cdot 10^{-14}$	10,09	43,11
Сталь 10Г2БТЮ3 – дистильована вода	7,96	$1,01 \cdot 10^{-17}$	8,28	32,71
Сталь 10Г2ФБ – повітря	4,80	$1,28 \cdot 10^{-14}$	13,31	63,37
Сталь 10Г2ФБ – 0,1%-ий розчин NaCl	11,43	$1,16 \cdot 10^{-22}$	8,46	37,81

Випробовували на ЦТ балкові зразки ( $10 \times t$  mm) з початковою крайовою тріщиною глибиною  $c_0 = 1,2 \dots 2,0$  mm за консольного згину з частотою 1 Hz та асиметрії циклів  $R \approx 0,9$  (нафтопровід) та  $R \approx 0,8$  (газопровід), використовуючи відому методику [22] та спеціальне обладнання [26]. Експерименти виконували на повітрі, у дистильованій воді (рН 6,7) та 0,1%-му розчині NaCl (рН 6,5), який слугував моделлю ґрунтової води.

На основі експериментальних результатів будували діаграми ЦТ та визначали порогові ( $\Delta K_{Ith}$ ) і критичні ( $\Delta K_{Ic}$ ) розмахи КІН, а також константи  $n$  та  $C$  у степеневій залежності Паріса [15, 24]. Встановили (рис. 2), що в корозивному середовищі ЦТ експлуатованого металу суттєво знижується порівняно з повітрям.

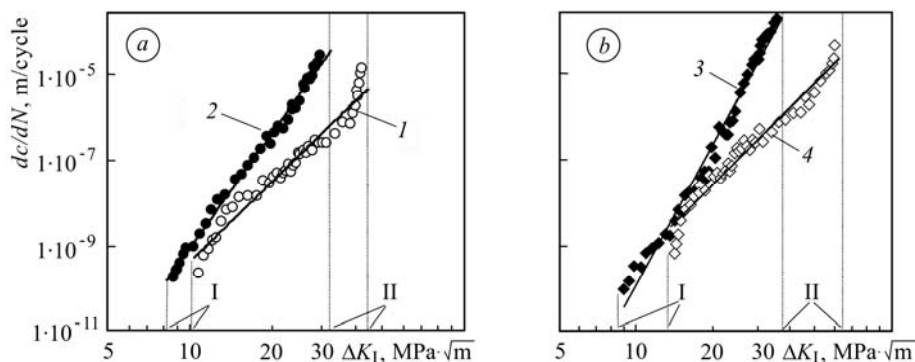


Рис. 2. Діаграми ЦТ експлуатованих сталей 10Г2БТЮ3 (а) та 10Г2ФБ (b) на повітрі (1, 4), у дистильованій воді (2) і 0,1%-му розчині NaCl (3): I –  $\Delta K_{Ith}$ ; II –  $\Delta K_{Ic}$ .

Fig. 2. Fatigue crack growth diagrams of the exploited 10Г2БТЮ3 (a) and 10Г2ФБ (b) steels in air (1, 4), distilled water (2) and 0.1% NaCl solution (3): I –  $\Delta K_{Ith}$ ; II –  $\Delta K_{Ic}$ .

**Діаграми для оцінювання безпечної роботи та ризику руйнування магістральних трубопроводів.** На основі критеріїв (4), (5) та (8), (9) побудували діаграми в координатах критеріальні значення глибини корозійно-механічного дефекту або корозійно-втомної тріщини–довжина дефекту, зокрема, для ділянки між перекачувальними станціями “Жулин” і “Карпати” нафтопроводу “Дружба” (рис. 3), яка містить три характерні зони. Тріщини в зоні I не ростуть, а в зоні II розташовані дві ділянки II' та II'', які відповідають поширенню корозійно-втомних тріщин та тріщиноподібних корозійно-механічних дефектів. Так прогнозують умови для розвитку втомної тріщини зі швидкістю  $dc/dN$  (див. рис. 2а), глибиною понад  $c \geq 4,11$  mm та довжиною до  $L^I \leq 300$  mm та корозійно-механічних дефектів, глибина яких знаходиться в діапазоні  $3,5$  mm  $\leq c \leq 4,1$  mm, а довжина  $L^{II} > 300$  mm.

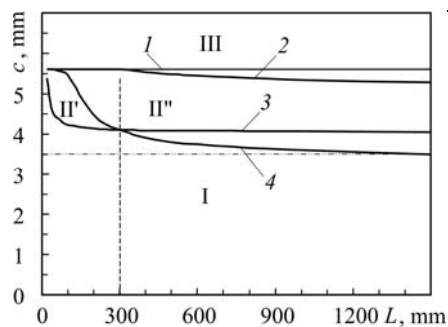


Рис. 3. Діаграми оцінювання безпечної роботи та ризику руйнування магістрального нафтопроводу “Дружба” на ділянці між станціями “Жулин” та “Карпати”: I – зона безпечної експлуатації; II (II' + II'') – прогнозованого розвитку дефекту; III – ризику в’язкого руйнування; 1 –  $[c] = 0,8t$ ; 2 –  $c_{pf} \leq c$  ( $S_r \leq 1,0$ ); 3 –  $c_{th} \leq c$  ( $\Delta K_{Ith}$ ); 4 –  $c_{PI} \leq c$  ( $S_r \leq 0,5$ ).

Fig. 3. Diagrams for evaluation of the pipeline “Druzhba” safe operation and fracture risk in the area between the stations “Zhulin” and “Karpaty”: I – area of safe operation; II (II' + II'') – predicted defect growth; III – ductile fracture risk; 1 –  $[c] = 0.8t$ ; 2 –  $c_{pf} \leq c$  ( $S_r \leq 1.0$ ); 3 –  $c_{th} \leq c$  ( $\Delta K_{Ith}$ ); 4 –  $c_{PI} \leq c$  ( $S_r \leq 0.5$ ).

В зоні III розвиток тріщини можливий за в’язким механізмом, тобто реалізується критерій (5). Тому експлуатація нафтопроводу з дефектами глибиною  $c_i \geq c_{Pf}$  недопустима.

Діаграма оцінювання безпечної роботи та ризику руйнування газопроводу “Союз” на ділянці між компресорними станціями “Богородчани” та “Хуст” містить п’ять характерних зон (рис. 4). В першій існують безпечні умови його експлуатації. Друга і третя – прогнозованого розвитку виявлених дефектів, згідно з критерієм (8) та умовою (3) [25]. Очевидно, що розвиток дефекту в третій зоні

можливий як за переважального впливу крихкого або в'язкого складників, так і за мішаним механізмом. У четвертій зоні згідно з критерієм (9) існують умови неконтрольованого розвитку тріщини, тобто потенційно можливий ризик крихкого руйнування газопроводу. П'ята відповідає умові виникнення пластичного (в'язкого) його руйнування згідно з критерієм (5). Таким чином, потенційно існує ризик крихкого руйнування металу магістрального газопроводу "Союз" за меншої глибини дефекту. Корозивне середовище (рис. 4b) суттєво (більш ніж на 30%) посилює цю тенденцію, про що свідчить низка аварій [8, 26].

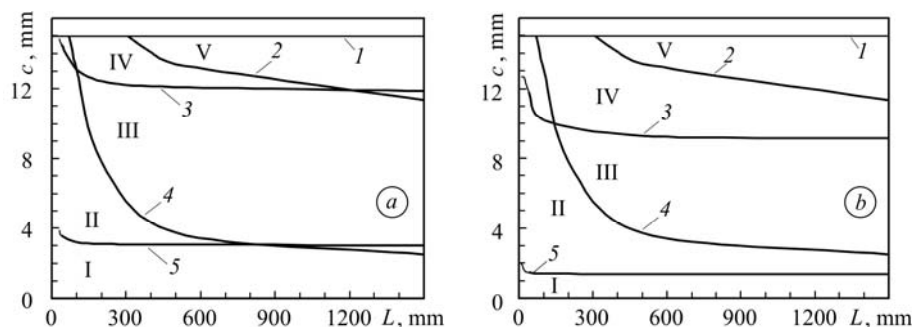


Рис. 4 Діаграми оцінювання безпечної роботи та ризику руйнування магістрального газопроводу "Союз" на повітрі (а) та в 0,1%-му розчині NaCl (b): I – зона безпечної експлуатації; II, III – прогнозованого розвитку корозійно-втомних тріщин та корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів; IV, V – ризику крихкого та в'язкого руйнування (пояснення до кривих 1–4 див. рис. 3; 5 –  $c_{th} \leq c(\Delta K_{I,th})$ ).

Fig. 4. Diagrams for evaluation of the gas pipeline "Soyuz" safe operation and fracture risk in air (a) and in 0.1% NaCl solution (b): I – area of safe operation; II, III – predicted corrosion-fatigue crack growth and corrosion-mechanical crack-like defects; IV, V – brittle and ductile fracture risks (curves 1–4 are explained in Fig. 3; 5 –  $c_{th} \leq c(\Delta K_{I,th})$ ).

## ВИСНОВКИ

Розраховані порогові та критичні розміри корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів та корозійно-втомних тріщин у стінках труб тривало експлуатованих магістральних нафтогазопроводів. На конкретних прикладах проілюстровано, що в нафтопроводах відсутні умови для крихкого руйнування, а в газопроводах цей ризик потенційно існує, що підсилюється впливом корозивного середовища. Побудовано діаграми оцінювання безпечної роботи та ризику руйнування магістральних нафтогазопроводів.

**РЕЗЮМЕ.** Предложена расчетно-экспериментальная методика оценки безопасной работы и риска разрушения нефтегазопроводов длительной эксплуатации, учитывающая влияние потенциального развития эксплуатационных дефектов и деградацию свойств металла труб.

**SUMMARY.** The experimental-calculation method for evaluation of safe operation and fracture risk of the long-term exploited pipelines, taking into account the effect of service defects potential development and the pipes metal properties degradation has been proposed.

1. 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. – К.: Ін-т електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2006. – С. 491–496.
2. Крижанівський Є. І., Никифорчин Г. М. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: Довідн. пос. у 3-х т. / Під заг. ред. В. В. Панасюка. Т. I: Основи оцінювання деградації трубопроводів. – Івано-Франківськ; Львів: Вид-во Івано-Франк. нац.-техн. ун-ту нафти і газу, 2011. – 457 с.
3. Механіка руйнування і міцність матеріалів: Довідн. пос. / Під заг. ред. В. В. Панасюка. Т. II: Міцність і довговічність нафтогазових трубопроводів і резервуарів / Г. М. Никифорчин, О. Т. Цирульник, Д. Ю. Петрина та ін. / Під ред. Г. М. Никифорчина. – Львів: Сполум, 2009. – 504 с.

4. Деградація властивостей сталей магістральних газопроводів упродовж їх сорокарічної експлуатації / Г. М. Никифорчин, О. Т. Цирульник, Д. Ю. Петрина, М. І. Греділь // Проблеми міцності. – 2009. – № 5. – С. 66–72.
5. Никифорчин Г. М., Цирульник О. Т., Греділь М. І. Чутливість механічних, корозійно-механічних та електрохімічних властивостей до експлуатаційної деградації сталей магістральних трубопроводів // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин: зб. наук. статей за результатами виконання цільової комплексної програми наук. досліджень НАН України у 2007–2009 рр. / Під заг. ред. Б. Є. Патона. – К.: Ін-т електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2009. – С. 29–32.
6. Похмурський В. І., Крижанівський Є. І. Зміна механічних та електрохімічних характеристик сталі газопроводів після тривалої експлуатації // Наук. вісник Івано-Франк. нац.-техн. ун-ту нафти і газу. – 2009. – № 3 (21). – С. 5–10.
7. Воднева деградація тривало експлуатованих сталей магістральних газопроводів / О. Т. Цирульник, Г. М. Никифорчин, Д. Ю. Петрина та ін. // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2007. – 43, № 5. – С. 97–104.  
(Tsyryl'nyk O. T., Nykyforchyn H. M., Petryna D. Yu. et al. Hydrogen degradation of steels in gas mains after long periods of operation // Materials Science. – 2007. – 43, № 5. – P. 708–717.)
8. Красовський А. Я., Ориняк І. В., Лохман І. В. Оцінка залишкового ресурсу трубопроводу, ушкодженого стрес-корозією // Трубопровідний транспорт. – 2011. – № 2 (68). – С. 18–21.
9. Гумеров А. Г. Старение труб нефтепроводов. – М.: ВНИИСПТнефть, 1995. – 218 с.
10. Иванцов О. М., Харитонов В. И. Надежность магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1978. – 167 с.
11. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Вплив нерівномірності газоспоживання на напружений стан трубопроводу // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 3 (12). – С. 31–34.
12. Борисенко В. А., Нихаенко Ю. П., Крикун В. И. Коррозионное разрушение газопроводов // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2006): у 2-х т. // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2006. – Спец. вип. № 5. – С. 296–299.
13. Галеев В. Б., Соценко Е. М., Черняев Д. А. Ремонт магистральных трубопроводов и оборудования нефтеперекачивающих станций. – М.: Недра, 1968. – 224 с.
14. Шербаков С. Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа. – М.: Наука, 1982. – 207 с.
15. Механіка руйнування і міцність матеріалів: Довідн. пос. / Під заг. ред. В. В. Панасюка. Т. 7: Надійність та довговічність елементів конструкцій теплоенергетичного устаткування / І. М. Дмитрах, А. Б. Вайнман, М. Г. Сташук та ін. / Під ред. І. М. Дмитраха. – К.: Академперіодика, 2005. – 378 с.
16. Мазур І. І., Иванцов О. М. Безопасность трубопроводных систем. – М.: Елима, 2004. – 703 с.
17. 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: зб. наук. статей за результатами виконання цільової комплексної програми наук. досліджень НАН України у 2004–2006 рр. / Під заг. ред. Б. Є. Патона. – К.: Ін-т електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2006. – С. 11–15.
18. Яковлев А. Я. Стресс-коррозия на магистральных газонефтепроводах. – Киров: ОАО “Кировская областная типография”, 2009. – 320 с.
19. Розрахунок міцності газопроводів з корозійними дефектами / Т. І. Смоляк, І. І. Капцов, В. І. Холодов та ін. // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – № 4. – С. 31–33.
20. ДСТУ–Н Б В.2.3.–21:2008. Настанова визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами. – К.: Мінрегіонбуд України, 2008. – 68 с.
21. SINTAP: Structural Integrity Assessment Procedures for European Industry. Final Procedure, 1999. Brite-Euram Project No BE95–1426. – Rotherham: British Steel, 1999.
22. DNV-RP-F1001: corroded pipelines. – Det Norske Veritas, 1999.
23. Установка для испытаний конструкционных материалов на циклическую коррозионную трещиностойкость / Р. С. Грабовский, И. Н. Дмытрах, Я. Н. Пукас и др. // Деп. в ВИНТИ от 10.11.1989, № 67–68.
24. Панасюк В. В. Механика квазихрупкого разрушения материалов. – К.: Наук. думка, 1991. – 416 с.
25. 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. – 341 с.
26. Ничипоренко М. В., Іваник Є. Б. Досвід діагностування магістральних газопроводів ДК “Укртрансгаз” за допомогою внутрішньотрубних інспекцій поршнів // Трубопровідний транспорт. – 2010. – № 6 (66). – С. 7–8.

Одержано 26.11.2012