

УДК 620.191.33: 620.193

Р.С. Грабовський¹, І.М. Фартушок², О.М. Лепак², Т.М. Горб'як², Ж.М. Гуцак²¹Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;²Дрогобицький державний педагогічний університет імені Івана Франка

ОЦІНКА ПОТЕНЦІЙНОГО РИЗИКУ РУЙНУВАННЯ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНОГО ГАЗОПРОВОДУ

Запропоновано методичний підхід до побудови діаграми узагальненої оцінки потенційного ризику руйнування дефектної труби газопроводу. Досліджено закономірності розвитку корозійно-втомної тріщини у середовищі ґрунтової води. Виконано розрахункові дослідження залежності руйнівного тиску від розмірів (глибини s та довжини L) експлуатаційних корозійно-втомних дефектів. Визначено умови, за яких можливий початок розвитку корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів у стінці газопровідної труби за крихким чи в'язким механізмом. Встановлено умови можливого руйнування газопровідної труби за в'язким механізмом.

Ключові слова: газопровід, тріщиноподібний дефект, корозійна втома, коефіцієнт інтенсивності напружень, руйнівний тиск.

Актуальність проблеми. Україна має потужну систему магістральних газопроводів, розвинуту інфраструктуру, 13 підземних газосховищ і висококваліфіковані кадри. Незважаючи на те, що Росія розробляє нові транспортні маршрути експорту газу, вона й надалі залишається найбільшою газотранзитною країною. Сумарна довжина вітчизняних магістральних газопроводів і газопроводів відгалуження становить 38,55 тис. км [3]. За терміном експлуатації вони розподіляється таким чином:

- до 10 років–3,18 тис. км (8%);
- від 11 до 15 років–2,68 тис. км (7%);
- від 16 до 20 років–3,71 тис. км (10%);
- від 21 до 30 років–11,35 тис. км (29%);
- більше 30 років–17,63 тис. км (46%).

Як бачимо, на сьогодні біля 75% газопровідної системи України експлуатується понад 20 років. За статистикою, під час періодичної діагностики стану тривало експлуатованих вітчизняних магістральних газопроводів на кожні 100 км їх довжини виявляють близько 5-6 тис. дефектів. Значна їх частина є недопустимими і потребують усунення [18, 24]. Виявлені під час технічного діагностування газопроводів поверхневі дефекти суцільності матеріалу (дефекти матеріалу) характеризуються локальним порушенням його цілісності й поділяються на двовимірні (характеризуються довжиною та шириною) і тривимірні (характеризуються довжиною, глибиною та шириною) [9, 44, 45]. Гострі дефекти основного металу (риски, закати, розшарування) чи зварного шва (підрізи, непровари) відносяться до тріщиноподібних дефектів і є потенційною загрозою виникнення тріщин й причиною аварійних ситуацій під час експлуатації магістральних газопроводів. Кількість таких стрес-корозійних руйнувань як в Україні так і за кордоном не зменшується. Аварії магістральних газопроводів призводять до негативних екологічних наслідків і здебільшого супроводжуються вибухами й пожежами, а фрагменти зруйнованих трубопроводів розлітаються на декілька десятків метрів від місця розриву. Для оцінки соціальних наслідків визначається зона ураження та кількість людей, які можуть перебувати у цій зоні на момент аварії. У роботі [29] запропоновано формулу для оцінки зони ураження від розриву газопроводу

$$r = 99 \cdot D \cdot \sqrt{p} \quad (1)$$

де: r –радіус зони ураження, м;

p –максимальний експлуатаційний тиск, МПа;

D –діаметр газопроводу, м.

Збитки від таких аварій складаються з вартості втраченого газу та ремонтно-відновлювальних робіт, збитків споживачів від недоотриманого газу. Втрати можуть виявитися значним, оскільки магістральні газопроводи проходять, як правило, у віддалених районах, що суттєво збільшує термін ремонту пошкодженої ділянки [3, 11, 12, 41].

©Р.С. Грабовський, І.М. Фартушок, О.М. Лепак, Т.М. Горб'як, Ж.М. Гуцак

Хоча вперше стрес-корозійні руйнування ідентифіковано ще на початку 1960-х років (у країнах пострадянського простору – у 1980-х роках) [2, 37], проте повного розуміння причин і механізмів цього явища немає й до нині [30-32, 34].

Аналіз розподілу відмов за причинами їх виникнення [2, 13, 17] свідчить, що 35-40% руйнувань магістральних газопроводів (за даними українських і російських дослідників) зумовлені зовнішньою та внутрішньою корозією, в тому числі стрес-корозією (рис. 1) на обох поверхнях газопровідних труб [15, 24]. Причому результати внутрішньотрубної діагностики та обстеження корозійного стану трубопроводів у шурфах свідчить, що на магістральних газопроводах понад 94% корозійних і стрес-корозійних дефектів містяться на зовнішній поверхні, яка знаходиться під катодним захистом. З них 31,7% – корозійні виразки, 68,3% – стрес-корозійні тріщини [19].



а)



б)

Рис. 1. Зовнішні корозійні виразки (а) та поздовжній дефект стрес-корозійного характеру (б) на трубі магістрального газопроводу «Уренгой–Помари–Ужгород», $D = 1420$ мм [17]

Застосовувана спеціалістами ДК «Укртрансгаз» внутрішньотрубна діагностика дозволяє виявляти лінійні ділянки газопроводів з одиничними та множинними корозійно-механічними дефектами глибиною понад 1 мм і довжиною понад 10 мм [28].

Проте існуючі методики [20, 21, 44, 45] та стандарти [9, 42, 43] не враховують у повній мірі потенційний розвиток наявних корозійних виразок та корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів під час експлуатації газопроводів, що зумовлено комплексним впливом робочих навантажень та корозійних середовищ [16].

У зв'язку з цим інтерпретація виявлених під час технічної діагностики корозійних виразок та корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів, оцінка можливості подальшої експлуатації дефектних газопроводів за підходами механіки деформованого твердого тіла є актуальним науково-прикладним завданням.

Об'єкт, мета й методика досліджень. Об'єктом дослідження є фрагмент газопровідної труби типорозміром $d_{зовн} = 530$ мм і $t = 7$ мм, яка експлуатувалася 43 роки під максимальним робочим тиском газу $p_{max} = 5,5$ МПа і коефіцієнтом асиметрії циклу навантаження $R = 0,8$.

У трубі наявні одиничні та множинні зовнішні тривимірні корозійні виразки й корозійно-втомні двовимірні тріщиноподібні дефекти довжиною L і максимальною глибиною c (рис. 2, а, б), розташовані паралельно до її осі. Дефекти утворилися внаслідок пошкодження захисного покриття, високої корозійної активності ґрунтів (болота, балки, яри), підвищеної температури поверхні труби тощо [33].

Як відомо, до тріщиноподібних дефектів належать гострі тривимірні дефекти основного металу (риски, подряпини тощо), дефекти зварного шва (підрізи, непровари, пори, шлакові вclusions) та корозійні виразки за умови, що ширина дефекту $2b$ є малою величиною і виконується нерівність

$$\begin{cases} b \leq 0,25 \cdot t; \\ b \leq c. \end{cases} \quad (2)$$

де: t – товщина стінки труби;
 c – глибина дефекту;
 b – півширина дефекту [9].

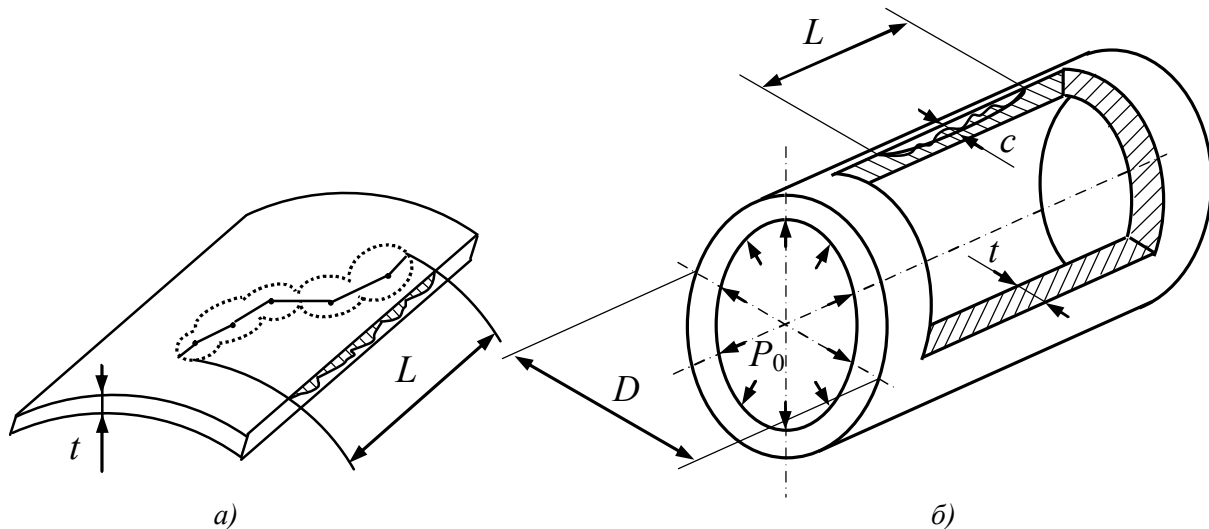


Рис. 2. Схематичне зображення зовнішньої корозійної виразки (а) у стінці газопровідної труби (б)

Усебічну оцінку впливу розмірів (глибини, довжини, ширини) та гостроти (радіуса концентратора) виявлених під час діагностування експлуатаційних і технологічних корозійних й корозійно-втомних дефектів проводять із врахуванням впливів в'язкої та крихкої складової руйнування [9, 18, 24, 44, 45]. Причому для оцінки впливу на процес руйнування дефектного трубопроводу в'язкої складової використовують характеристик міцності матеріалу (σ_B або $\sigma_{0,2}$), а крихкої складової – характеристики опору сталі крихкому руйнуванню – ударну в'язкість KCV , критичний коефіцієнт інтенсивності напружень K_{Ic} та статичну тріщиностійкість J_{Ic} .

Метою роботи є розробка методики інтерпретації виявлених засобами технічної діагностики зовнішніх експлуатаційних дефектів на досліджуваних ділянках газопроводу "Долина-Пасічна" для попередження аварійної ситуації й використання отриманих результатів для системи

управління процесом експлуатації, технічного обслуговування та капітального ремонту газопроводу [1, 25].

Для оцінювання залишкової довговічності дефектних ділянок газопроводу досліджують та аналізують процеси руйнування (як крихкого так і в'язкого) газопроводів в експлуатаційних умовах [23, 24], експериментально визначають фізико-механічні властивості та структуру експлуатованого металу труб [26, 27], випробовують труби зі штучними чи природними дефектами [10, 40], визначають розрахункову оцінку дефектних труб за відомими нормами [43] і стандартами [42]. Одержані результати у поєднанні з методами діагностики й визначення технічного стану газопровідної системи [4, 14, 20, 28, 35] є основою для прогнозування залишкового ресурсу експлуатованого газопроводу—часу його експлуатації від моменту контролю технічного стану до досягнення гранично-рівноважного стану дефектної труби [23, 24].

Закономірності розвитку корозійно-втомних тріщин досліджувалися на експериментальній установці (рис. 3) за методикою [22].



а)



б)

Рис. 3. Загальний вигляд установки (а) та зразка (б) для дослідження процесів розвитку корозійно-втомної тріщини в трубах газопроводу "Долина-Пасічна" ($T=20^{\circ}\text{C}$) [5]

За результатами експериментальних досліджень побудовано діаграму циклічної корозійної тріщиностійкості газопровідної сталі $dc/dN = f(K_I)$. При цьому значення коефіцієнта інтенсивності напружень K_I , визначалися за формулою [22]:

$$K_I = \left[\frac{6M}{b\sqrt{(t)^3}} \right] \cdot \sqrt{\lambda \cdot f(\lambda)}, \quad (3)$$

де M —згинаючий момент, прикладений до зразка, b —ширина зразка, t —висота зразка, $\lambda = c/t$,

$$f(\lambda) = \begin{cases} 1,99 - 2,47\lambda + 12,97\lambda^2 - 23,17\lambda^3 + 24,80\lambda^4 + 60,50\lambda^{16} & \text{при } 0 \leq \lambda \leq 0,6 \\ 0,6651/\sqrt{\lambda(1-\lambda)^3} & \text{при } 0,6 \leq \lambda \leq 0,8 \end{cases},$$

c —довжина тріщини.

За допомогою степеневі залежності Паріса в інтервалі зміни швидкостей розвитку тріщини $dc/dN = 1 \cdot 10^{-8} \div 1 \cdot 10^{-6}$ м/цикл аналітично описано середньоамплітудну ділянку побудованої діаграми [8, 23]:

$$V_{\Delta K_I}^c = dc/dN = C \cdot (\Delta K_I / \sqrt{1-R})^n, \quad (4)$$

де C та n —константи системи 'газопровідна сталь—середовище', R —коефіцієнт асиметрії.

Для наявних зовнішніх тривимірних корозійних виразок із плавними переходами у товщі металу (рис. 2) здебільшого реалізується в'язкий механізм руйнування з повільним пластичним розкриттям тріщини у дефекті після його виникнення. Для оцінювання граничного стану труб з такими дефектами одержано напівемпіричні залежності величини руйнівного тиску. Так за норвезькими нормами DNV RP-F101 [39, 43] руйнівний тиск визначається за залежністю:

$$p_f = \frac{2\sigma_B \cdot t}{D-2t} \cdot \left[\frac{1-(c/t)}{1-\frac{(c/t)}{q}} \right], \quad (5)$$

$$\text{де } q = \sqrt{1 + 0,31 \cdot \left(\frac{L}{\sqrt{D \cdot t}} \right)^2}.$$

В рамках модифікованого американського стандарту ASME B31G-1991 [39, 42] руйнівний тиск визначається за рівнянням:

$$p_f = \frac{2 \cdot (1,1 \cdot \sigma_{0,2} + 69) \cdot t}{D} \cdot \left[\frac{1 - 0,85 \cdot (c/t)}{1 - \frac{0,85 \cdot (c/t)}{k}} \right], \quad (6)$$

$$\text{де } k = \sqrt{1 + 0,6275 \cdot \left(\frac{L}{D} \right)^2 \cdot \left(\frac{D}{t} \right) - 0,003375 \cdot \left(\frac{L}{D} \right)^4 \cdot \left(\frac{D}{t} \right)^2}, \quad \text{для } \left(\frac{L}{D} \right)^2 \cdot \left(\frac{D}{t} \right) \leq 50;$$

$$k = 3,3 + 0,032 \cdot \left(\frac{L}{D} \right)^2 \cdot \left(\frac{D}{t} \right), \quad \text{для } \left(\frac{L}{D} \right)^2 \cdot \left(\frac{D}{t} \right) > 50.$$

Якщо умова статичної міцності виконується безумовно, то довговічність визначається як проміжок часу від поточного стану до кінцевого, коли глибина дефекту становитиме 80% від товщини стінки труби в зоні дефекту.

Результати досліджень та їх обговорення. Оцінка руйнування газопровідної труби з корозійно-втомним дефектом за в'язким механізмом проводилася шляхом визначення граничного стану трубопроводу для різних співвідношень відносної глибини дефекту та його максимального

розміру вздовж трубопроводу. Розрахунки проводилися за норвезькими нормами DNV RP-F101 [43].

Вітчизняні стандарти [9, 20], які ґрунтуються на європейській методиці *SINTAP* [44, 45], для аналізу стану міцності трубопроводів з тривимірними, тобто корозійними дефектами (рис. 1, а), рекомендують використовувати двокритеріальний підхід. Проте для цього необхідно прийняти коефіцієнт інтенсивності напружень $K_I = 0$, тобто допустити оцінку міцності лише з урахуванням впливу в'язкої складової руйнування. Тому оцінювання порогового (безпечного) поверхневого тривимірного дефекту проводилося за європейською методикою *SINTAP* [44, 45] та вітчизняними стандартами [9, 20] – будівельними нормами оцінювання стану магістральних трубопроводів з дефектами. Згідно з ними, безпечною (пороговою) вважається така глибина корозійно-втомного дефекту $[c_{S_r}]$, для якої коефіцієнт запасу міцності S_r (коефіцієнт безпеки) труби

$$S_r = \frac{P_p}{P_f} \leq \frac{1}{2}, \quad (7)$$

де P_p – максимальний робочий тиск; P_f – розрахований руйнівний тиск.

Механічні характеристики міцності та пластичності сталі досліджуваної газопровідної труби, які визначалися за стандартною методикою випробувань циліндричних зразків на розтяг [39], наведено в таблиці 1. Далі за формулами (5) і (7) обчислювалися безпечна $c_{S_r=0,5}$ та гранична $c_{S_r=1,0}$ глибини дефекту залежно від його довжини L .

Таблиця 1
Геометричні параметри і механічні характеристики міцності та пластичності матеріалу труби газопроводу "Долина–Пасічна"

Матеріал труби	$d_{зовн}$, мм	t , мм	σ_B , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	δ , %
сталь 10Г2СД	530	7,0	575,3	408,6	25,6

Слід зазначити, що разом із руйнуванням дефектної газопровідної труби за в'язким механізмом за певних умов (часта зміна робочого тиску в межах 30% ($R = 0,7$) [2], повторна дія внутрішнього тиску ($R = 0$) [8]) можливе зародження й розвиток корозійно-втомних тріщин, які у ряді випадків стають причинами аварійних ситуацій [2, 28].

Випробування досліджуваного металу трубопроводу "Долина–Пасічна" на циклічну корозійну тріщиностійкість здійснювались на спеціальному експериментальному обладнанні [5].

З фрагментів газопровідної труби вирізалися заготовки розмірами $10 \times 7 \times 40$ мм. Випробування балкових зразків прямокутного поперечного перерізу з початковою крайовою тріщиною $c = 1,2, 1,4$ мм здійснювалося в умовах консольного згину. Загальна довжина зразка становила 200 мм. Частота циклічного навантаження синусоїдальної форми 1 Гц при асиметрії циклу навантаження $R \approx 0,8$. Випробування проводилися для різних систем „матеріал–зовнішнє середовище”.

Результати випробувань у робочому середовищі „грунтова вода” (0,1% розчин $NaCl$, рН 6,5, температура $T = 20^\circ C$) зображено на рис. 4 у вигляді діаграми циклічної тріщиностійкості сталі 10Г2СД – графічної залежності швидкості росту втомної тріщини dc/dN від розмаху коефіцієнта інтенсивності напружень ΔK_I в околі її вершини. Середньоамплітудну ділянку діаграми аналітично описувалася рівнянням (4).

Також визначалися пороговий (ΔK_{th}) та критичний (ΔK_{fc}) коефіцієнти інтенсивності напружень (табл. 2).

За умови корозійної втоми [23] старт (початок поширення, тобто зростання на деяку характерну величину Δc^*) корозійно-втомної тріщини глибиною $c = c_{th}$ настає за умови, що у її вершині розмах коефіцієнта інтенсивності напружень досягає порогового значення ΔK_{th} . Пороговий розмір тріщини c_{th} , [6]:

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

де: $\Delta\sigma$ —розмах розтягувальних напружень за цикл навантаження: $\Delta\sigma = (\Delta p \cdot d)/2t$, МПа;
 Δp —зміна тиску робочого середовища в трубопроводі за цикл навантаження, МПа;
 d —внутрішній діаметр труби, м;
 t —товщина стінки труби, м;
 $f(c/a; c/t; \Theta)$ —функція, яка залежить від форми (c/a), глибини тріщини (c/t) та кута від малої осі напівеліптичної тріщини (θ).

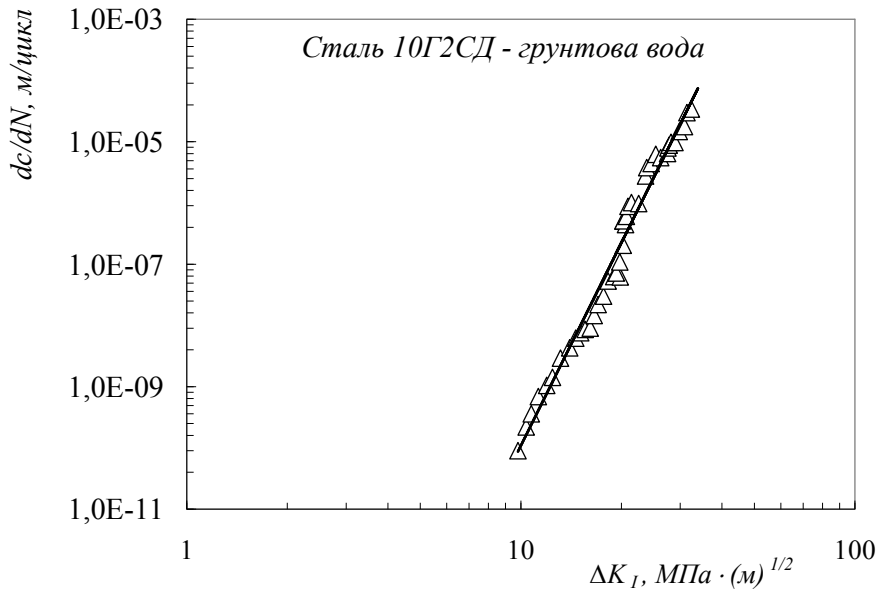


Рис. 4. Діаграма циклічної тріщиностійкості для експлуатованої сталі 10Г2СД газопроводу 'Долина–Пасічна' ($T = 20^\circ\text{C}$)

Таблиця 2

Характеристики циклічної корозійної тріщиностійкості сталі 10Г2СД

Система, «матеріал–середовище»	n	C , м/цикл (МПа \cdot м $^{1/2}$) $^{-n}$	ΔK_{th} , МПа \cdot м $^{1/2}$	ΔK_{fc} , МПа \cdot м $^{1/2}$
Експлуатований метал–модель ґрунтової води	12,53	$1,01 \cdot 10^{-23}$	8,5	36,9

Результати розрахунково-експериментальних досліджень металу газопровідної труби при максимально допустимій для експлуатації глибині корозійно-втомної тріщини (80% від товщини стінки труби [9]) зображено на рис. 5. Як бачимо з діаграм, тривало експлуатована в умовах впливу зовнішнього середовища та асиметричних коливань робочого тиску газопровідна труба з наявними корозійно-втомними тріщинами чи тріщиноподібними дефектами залежно від їх розмірів (глибини c та довжини L) може руйнуватися як за переважаючого впливу крихкої чи в'язкої складової, так і за змішаним механізмом, тобто за наявності і крихкої і в'язкої складових руйнування. Одержані графічні залежності дозволили встановити такі характерні зони:

A—зона з безпечними умовами експлуатації дефектного газопроводу;

B—зона з потенційно можливим ризиком в'язкого руйнування газопроводу з корозійно-втомними тріщиноподібними дефектами;

C—зона з умовами розвитку (поширення) корозійно-втомних тріщин в газопровідній трубі;

D – зона безумовно неприпустимих корозійно-втомних дефектів, при наявності яких експлуатований газопровід вважається непрацездатним, оскільки в ній існують умови виникнення пластичного (в'язкого) руйнування дефектного газопроводу.

Якщо параметри виявленого під час технічного обстеження тріщиноподібного дефекту (глибину c та довжину L) нанести на діаграму, що відповідає умовам експлуатації газопроводу, то можна ідентифікувати дефект і зробити висновок про можливість подальшої експлуатації діагностованої ділянки лінійної частини газопроводу чи виведення її з експлуатації.

Графічні залежності кривих безпечних станів міцності газопроводу (рис. 5, криві 1, 2) свідчать, що в залежності від довжини та глибини виявлених тріщиноподібних дефектів існує потенційна можливість виникнення як корозійно-втомного (за крихким механізмом), так і в'язкого руйнування, причому зміна механізму руйнування відбувається в точці F . Дефекти довжиною $L \leq 150$ мм та глибиною $c \geq 3,5$ мм становлять потенційну загрозу виникнення (зародження) та розвитку тріщиноподібного дефекту за корозійно-втомним механізмом (рис. 5, зона C) [8]. Дефекти довжиною $L \geq 150$ мм та глибиною $c \leq 3,5$ мм більш схильні до розвитку руйнування за в'язким механізмом [36, 38], причому зі збільшенням довжини цих дефектів потенційно зростає можливість його реалізації (рис. 5, зона B).

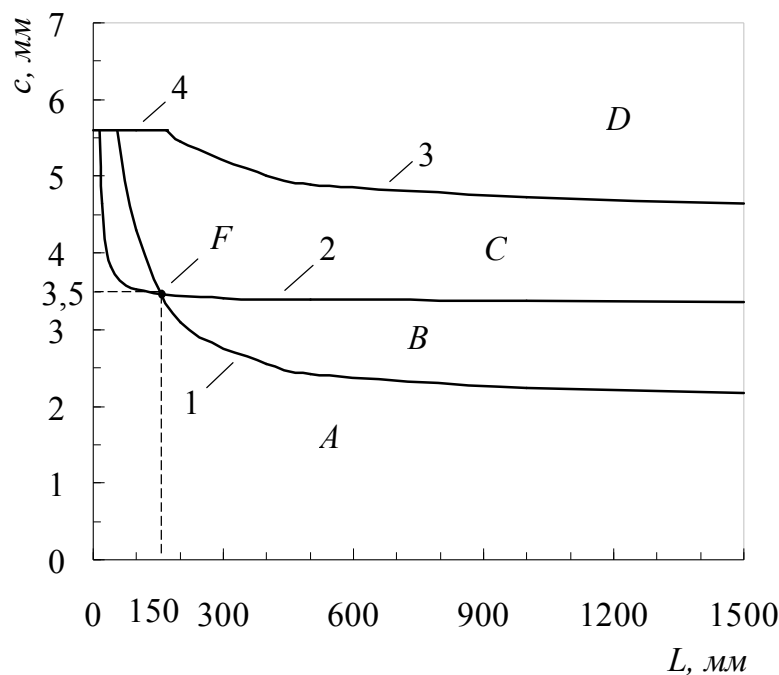


Рис. 5. Параметри корозійно-втомних дефектів та криві граничного стану міцності для газопроводу "Долина-Пасічна" в умовах впливу ґрунтової води:

- 1 – крива безпечного стану дефектного газопроводу (допустимих глибин тріщиноподібних дефектів у газопроводі) згідно процедури *SINTAP* ($S_r = 0,5$);
- 2 – крива безпечного стану дефектного газопроводу (допустимих глибин тріщиноподібних дефектів) за параметрами лінійної механіки руйнування (формула 8);
- 3 – крива граничного стану міцності металу труб газопроводу за параметрами теорії пластичності згідно процедури *SINTAP* ($S_r = 1,0$);
- 4 – пряма ($[c] = 0,8 t$) гранично допустимого стану міцності металу труб за параметрами лінійної механіки руйнування (згідно критерію K_{fc} або національного стандарту України [9])

Аналіз одержаних результатів показує, що у випадку зародження та розвитку тріщиноподібного дефекту за корозійно-втомним механізмом до гранично допустимої глибини $c = 0,8 t$ (крива 4) відсутні умови критичного (спонтанного) руйнування газопровідної труби.

Розвиток за в'язким механізмом тріщиноподібних дефектів довжиною $L \leq 170$ мм до гранично допустимої глибини $c = 5,6$ мм (рис. 5, зона K) практично не призводять до її руйнування, хоча така дефектна труба потребує заміни. Із збільшенням довжини цих дефектів за меншої їх глибини (рис. 5, зона D) потенційно зростає можливість в'язкого руйнування труби.

На загал, для достовірної оцінки (розрахунку) залишкової довговічності дефектного газопроводу [6, 7] необхідно враховувати швидкість росту корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів з часом (зміни розмірів дефекту) та умови, за яких вони досягають порогових і критичних розмірів (корозійне ураження, зародження тріщини, асиметричне циклічне навантажування, деградацію механічних характеристик матеріалу).

Висновки. Одержані результати досліджень та проведена класифікація експлуатаційних дефектів труб газопроводу "Долина-Пасічна" з точки зору потенційного ризику його руйнування свідчать, що зі збільшенням довжини зовнішніх тріщиноподібних корозійно-втомних дефектів відбувається зміна механізму руйнування. У разі руйнування газопровідної труби за в'язким механізмом тріщиноподібні дефекти довжиною до 150 мм практично не призводять до руйнування труби. Із збільшенням довжини таких дефектів потенційно зростає можливість їх розвитку та руйнування труби за в'язким механізмом. У випадку реалізації експлуатаційних умов, змодельованих експериментально ($R = 0,8$), існує потенційна можливість зародження й розвитку корозійно-втомної тріщини, однак відсутні умови для реалізації крихкого (неконтрольованого) руйнування газопровідної труби.

1. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Функционирование и развитие сложных народнохозяйственных, технических энергетических, транспортных систем, систем связи и коммуникаций. Раздел второй. – М.: МГФ "Знание", 1998. – С. 416.
2. Борисенко В.А. Коррозионное разрушение газопроводов / В.А. Борисенко, Ю.П. Нихаенко, В.И. Крикун // Проблемы корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2006): у 2-х томах [специвипуск журналу "Фізико-хімічна механіка матеріалів"]: VIII міжн. конф.-вист., 6-8 черв. 2006 р.: збірник праць. – 2006. – Спец. вип. №5. – С. 296-299.
3. Бут В.С. Стратегія розвитку технологій ремонту діючих магістральних трубопроводів / В.С.Бут, О.І. Олійник // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин: збірник наук. статей за результатами виконання цільової комплексної програми наукових досліджень НАН України у 2004-2006 рр.: зб. статей; під заг. ред. Б.Є. Патона. – К.: Національна академія наук України. Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона, 2006. – С. 491-496.
4. Волович О. В. Розробка комплексної методики моніторингу технічного стану зварних трубопроводів / О. В. Волович // Трубопровідний транспорт. – 2009. – № 2 (56). – С. 18-20.
5. Грабовский Р. С. 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.
6. Грабовський Р.С. Оцінка ресурсних можливостей магістральних газопроводів із експлуатаційними дефектами / Р.С. Грабовський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – №4 (37). – С. 71-82.
7. Грабовський Р.С. Встановлення ресурсних можливостей тривало експлуатованих нафтогазопроводів // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2009. – № 2. – С. 145-152.
8. 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. – С. 341.
9. ДСТУ-НБВ.2.3.-21:2008 Настанова визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами – К.: Мінрегіонбуд України, 2008. – С. 68.
10. Заец А.Ф. Натурные испытания технологических трубопроводов, имеющих дефекты / А.Ф. Заец // Научн.-техн. сборн. "Отечественный и зарубежный опыт в газовой промышленности. Транспорт и подземное хранение газа". – 1996. – № 1-2. – С.21-24.
11. Иванцов О. М. Надежность магистральных трубопроводов / О. М. Иванцов, В. И. Харитонов. – М.: Недра, 1978. – С. 167.
12. 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.
13. Кичма А.М. Оцінка корозійного стану газопроводів за результатами внутрітрубної діагностики / А.М. Кичма, Р.П. Коваль, Ю.В. Банахевич [та ін.] // Проблеми корозії та *Р.С. Грабовський, І.М. Фартушок, О.М. Лепак, Т.М. Горб'як, Ж.М. Гуцак*

- протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2002): у 2-х томах [спецвипуск журналу "Фізико-хімічна механіка матеріалів"]: VI міжн. конф.-вист., 4-6 черв. 2002 р.: збірник праць.–2002.–Спец. вип. № 3.–С. 802-806.
14. Красовський А.Я. Методологія і експертна система для поточного моніторингу реального стану і забезпечення цілісності трубопроводів з метою подовження їх ресурсу / А.Я. Красовський, І.В. Ориняк, В.М. Тороп [та ін.] // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин (РЕСУРС): звітна сесія цільової комплексної програми, 6-8 січня 2006 р.: наук.-техн. збірник під заг. ред. Б.Є. Патона.–К.: Національна академія наук України, Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона, 2006.–С. 309-314.
 15. 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.
 16. Крижанівський Є.І. Вплив нерівномірності газоспоживання на напружений стан трубопроводу / Є.І. Крижанівський, О.С. Тарасівський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.–2004.–№ 3 (12).–С. 31-34.
 17. Крижанівський Є.І. До оцінки ризику експлуатації магістральних газопроводів із тріщиноподібними дефектами / Є.І. Крижанівський, Р.С. Грабовський // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.–2012.–№1 (31).–С. 42-54.
 18. 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.–С. 457.
 19. Мазур И.И. Безопасность трубопроводных систем / И.И. Мазур, О.М. Иванцов–М.: Елима, 2004.–С. 703.
 20. Методика оцінки технічного стану труб газопроводу з тривалим строком експлуатації та його залишкового ресурсу (Затверджено ДК "Укртрансгаз" 15.07.2002), С. 72.
 21. Методика продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО "Газпром" СТО Газпром 2-3.5-252-2008.–Введ. 2009-04-15.–М.: ООО "ИРЦ Газпром"–С. 60.–(Стандарт организации).
 22. Механика разрушения и прочность материалов: [справ. пособ. в 4-х т. / под общ. ред. В.В. Панасюка].–К.: Наук. думка, 1988-1990.
 23. 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.–С. 378.
 24. 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: Сполум, 2009.–Том 11: Міцність і довговічність нафтогазових трубопроводів і резервуарів; під ред. Г.М. Никифорчина–С. 504.
 25. Мурзаханов Г.Х. Прогнозирование индивидуального остаточного ресурса магистральных трубопроводов / Г.Х. Мурзаханов // Строительство трубопроводов.–1994.–№5.–С. 31-35.
 26. Никифорчин Г.М. Деградація властивостей сталей магістральних газопроводів упродовж їх сорокарічної експлуатації / Г.М. Никифорчин, О.Т. Цирульник, Д.Ю. Петрина [та ін.] // Проблеми міцності.–2009.–№ 5.–С. 66-72.
 27. Никифорчин Г.М. Чутливість механічних, корозійно-механічних та електрохімічних властивостей до експлуатаційної деградації сталей магістральних трубопроводів / Г.М. Никифорчин, О.Т. Цирульник, М.І. Греділь // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин: збірник наук. статей за результатами виконання цільової комплексної програми наукових досліджень НАН України у 2007-2009 рр.; зб. статей під заг. ред. Б.Є. Патона.–К.: Національна академія наук України. Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2009.–С. 29-32.
 28. Ничипоренко М.В. Досвід діагностування магістральних газопроводів ДК "Укртрансгаз" за допомогою внутрішньо трубних інспекцій поршнів / М.В. Ничипоренко, Є.Б. Іваник // Трубопровідний транспорт.–2010.–№ 6 (66).–С. 7-8.

29. Ориняк І.В. Наукові і організаційні засади впровадження ризик-аналізу в практику управління цілістю магістральних трубопроводів // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин / І.В. Ориняк, М.В. Бородій, А.С. Батура; під заг. ред. Б.Є. Патона.–Київ: Інститут електрозварки ім. Б.Є. Патона НАН України.–2006.–С. 11-15.
30. Отт К.Ф. Механизм и кинетика стресс-коррозии магистральных газопроводов / К.Ф. Отт // Газовая промышленность.–1999.–№ 7.–С. 46-49.
31. Отт К.Ф. Стресс-коррозионная повреждаемость магистральных газопроводов / К.Ф. Отт // Газовая промышленность.–2000.–№ 4.–С. 38-41.
32. Отт К.Ф. Стресс-коррозия на газопроводах / К.Ф. Отт // ООО 'Газпром'. Югорск, 2002.–С. 182.
33. Поляков С.Г. Електрохімічний моніторинг магістральних трубопроводів на корозійно-небезпечних ділянках / С.Г. Поляков, А.В. Клименко, Л.І. Ниркова [та ін.] // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2008): у 2-х томах [спецвипуск журналу "Фізико-хімічна механіка матеріалів"]: IX міжн. конф.-вист., 10-12 черв. 2008 р.: збірник праць.–2008.–Спец. вип. №7.–С. 761-766.
34. Поляков С.Г. Основні закономірності стрес-корозійного розтріскування магістральних газопроводів / С.Г. Поляков, А.О. Рибаків // Проблеми міцності–2009.–№ 5.–С. 7-17.
35. Поляков С.Г. Створення електрохімічних систем активного моніторингу корозійного стану магістральних трубопроводів / С.Г. Поляков, Л.І. Ниркова, А.В. Клименко [та ін.] // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин (РЕСУРС): звітна сесія цільової комплексної програми, 6-8 січня 2006 р.: наук.-техн. збірник під заг. ред. Б.Є. Патона.–К.: Національна академія наук України, Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона, 2006.–С. 315-318.
36. Похмурський В.І. Зміна механічних та електрохімічних характеристик сталі газопроводів після тривалої експлуатації / В.І. Похмурський, Є.І. Крижанівський // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.–2009.–№ 3 (21).–С. 5-10.
37. Синугаев М.Ф. 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.
38. Смоляк Т.І. 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.
39. Фридман Я.Б. Механические свойства металлов. Механические испытания. Конструкционная прочность: у 2 т. / Я.Б. Фридман. – М.: Машиностроение, 1974. – Т. 2. – С. 368.
40. Шарыгин В.М. Экспериментальная прочность труб с дефектами / В.М. Шарыгин, Ю.А. Теплинский, А.Я. Яковлев [и др.] // Газовая промышленность.–2000.–№2.–С. 35-37.
41. Яковлев А.Я. Стресс-коррозия на магистральных газонефтепроводах. – Киров: ОАО 'Кировоградская областная типография', 2009.–С. 320.
42. ASME B31G-1991. Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines.–New York, USA: The American Society of Mechanical Engineers, American Nation Standard Institute, 1991.
43. DNV-RP-F1001: corroded pipelines. - Det Norske Veritas, 1999.
44. Neimitz A. Ocena wytrzymałości elementów konstrukcyjnych zawierających pęknięcia (podstawowe elementy procedur SINTAP) / A. Neimitz.–Kielce (Poland): Politechnika Świętokrzyska, 2004.–S. 139.
45. SINTAP: Structural Integrity Assessment Procedures for European Industry, Final Proc. Brite-Euram Project No BE95-1426.–Rotherham: British Steel, 1999.–238 p.

Рецензенти:

Русин Богдан Павлович, завідувач відділу Фізико-механічного інституту ім. Г.В. Карпенка НАН України, д-р техн. наук, професор;

Пелешак Роман Михайлович, завідувач кафедри загальної фізики Дрогобицького державного педагогічного університету імені Івана Франка, д-р. фіз.-мат. наук, професор.