

МАШИНИ, ОБЛАДНАННЯ ТА МАТЕРІАЛИ

УДК 620.191.33:620.194.8

ОЦІНЮВАННЯ НЕБЕЗПЕКИ РУЙНУВАННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ ЗАЛЕЖНО ВІД ФОРМИ ПОВЕРХНЕВИХ ТРІЩИНОПОДІБНИХ ДЕФЕКТІВ

Є.І. Крижанівський, Р.С. Грабовський, О.М. Лепак, І.Я. Федорович

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15; тел. (0342) 507626,
e-mail: hrabovskyy.r@gmail.com

Для тривало експлуатованих сталей магістральних нафтогазопроводів, на основі методики аналітично-числової оцінки кінетики та зміни форми корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів у процесі їх розвитку в стінці труби, встановлено умови поширення корозійно-втомних тріщин заданої форми в стінці труби для досліджуваних систем "метал труби – середовище". Оцінено міцність та ризик руйнування експлуатованих нафтогазопровідних труб, на основі показника "опірності елемента труби росту тріщини". Встановлено, для досліджуваних систем "метал труби – середовище" взаємозв'язок між граничною формою півеліптичної корозійно-втомної тріщини і швидкістю її розвитку. Запропоновано критеріальну залежність початкових та граничних форм тріщин, яка дає можливість оцінити небезпечність виявлених дефектів, а також інтерпретувати результати технічного діагностування досліджуваних магістральних нафтогазопроводів.

Ключові слова: магістральні нафтогазопроводи, початкова та гранична форма півеліптичної тріщини, число циклів навантаження, характеристична для системи "метал труби – середовище" глибина корозійно-втомної тріщини, пороговий та критичний коефіцієнт інтенсивності напружень.

Для длительно эксплуатируемых сталей магистральных нефтегазопроводов на основании методики аналитически-числовой оценки кинетики и изменения формы коррозионно-усталостных трещиноподобных дефектов в процессе их развития в стенке трубы определены условия развития коррозионно-усталостных трещин заданной формы в стенке трубы для исследуемых систем "металл трубы – среда". Определены прочность и риск разрушения эксплуатируемых нефтегазопроводных труб, по показателю "сопротивляемость элемента трубы развитию трещины". Для исследуемых систем "металл трубы – среда" установлена, взаимосвязь между предельной формой полуэллиптической коррозионно-усталостной трещины и скоростью ее развития. Предлагается критериальная зависимость начальных и предельных форм трещин, которая позволяет оценить опасность определенных дефектов, а также интерпретировать результаты технической диагностики исследуемых магистральных нефтегазопроводов.

Ключевые слова: магистральные нефтегазопроводы, начальная и предельная форма полуэллиптической трещины, число циклов нагружения, характеристическая для системы "металл трубы – среда" глубина коррозионно-усталостной трещины, пороговой и критический коэффициенты интенсивности напряжений.

The conditions of the corrosion-fatigue cracks of given shape spread in the pipe wall for systems "pipe metal – environment" are defined on the basis of analytical and numerical evaluation of kinetics and the corrosive-fatigue crack defects. The strength and fracture risk of the operated oil and gas pipes are evaluated on the basis of the index of the pipe element resistance to the crack growth. The relationship between the ultimate form of the half-elliptical corrosive-fatigue cracks and the speed of their development is established for the systems "pipe metal – environment". The criterion dependence of the initial and the critical form of cracks, which gives the opportunity to evaluate the danger of the detected defects and to interpret the results of technical diagnostics of the studied main pipelines, is suggested.

Keywords: main pipelines, initial and critical form of the half-elliptical crack, the number of loading cycles, system "pipe metal – environment" characteristic, depth of corrosive-fatigue cracks, threshold and critical stress intensity factor.

Вступ

Нафтогазотранспортна система України є однією з найстаріших у світі. Її протяжність [1, 2] складає близько 44 тис. км. Причому 75 % цих трубопроводів було збудовано у 50–70-х роках минулого сторіччя. Цілком очевидно, що запобігання виникненню аварійних ситуацій є першочерговим завданням, яке вирішується наступним чином:

- виявлення засобами технічного діагностування дефектів технологічного, природного чи штучного походження;
- оцінювання виявленого дефекту та присвоєння йому категорії;
- прийняття відповідного управлінського рішення щодо виявленого дефекту.

Слід зауважити, що згідно зі статистичними даними у результаті внутрішньотрубної технічної діагностики магістральних газопроводів України виявляють 5000–6000 корозійно-механічних дефектів на кожні 100 км [3].

Геометрично виявлені дефекти поділяються на двовимірні (характеризуються довжиною та шириною) та тривимірні (характеризуються довжиною, глибиною та шириною), а також, залежно від походження розрізняють [4]:

- експлуатаційні, що виникають під час експлуатації трубопроводу від дії техногенних факторів, навколишнього середовища та тривалості експлуатації;
- технологічні, що зумовлені відхиленнями від технології під час виготовлення труб та їх монтажу у процесі прокладання траси.

Найтипівішими технологічними дефектами нафтогазопроводів є дефекти, пов’язані з виготовленням та монтажем (зварюванням) труб для транспортування нафти або газу. Це такі дефекти, як риси, подряпини, раковини, закати, включення, тріщини у зварних швах, непровари, пори та підризи [4]. До експлуатаційних дефектів [4] відносять корозійні виразки та боріздки, міжкристалічну корозію, ерозійне зношування та суцільну корозію. Крім того, спостерігається стійкий ріст виявлених корозійно-втомних тріщин (стрес-корозійних дефектів). Причому тріщини спостерігаються в трубах практично усіх виробників, в тому числі таких країн як: Україна, Росія, Франція, Японія, Німеччина [5, 6]. Їх виникнення обумовлюється впливом природно-кліматичних умов, характером робочих навантажень, типорозміром труби, впливом корозійно-активних середовищ, як ззовні так і з середини труби, деградаційними процесами як в основному металі труби, так і в околі зварних швів, а також впливом технологічних факторів пов’язаних із виготовленням, транспортуванням та монтажем самого трубопроводу [7].

На практиці, обґрунтування експлуатаційної надійності та довговічності дефектних нафтогазопровідних систем здійснюється за допомогою методів оцінки корозійно-механічної пошкоджуваності металу [4, 8, 9]. Оцінювання впливу, виявлених в процесі технічного діагностування тріщиноподібних дефектів, на можли-

вість подальшої безпечної роботи або виведення з експлуатації нафтогазопроводів здійснюють шляхом їх схематизації [4, 8], яка полягає в найбільш повному врахуванні основних геометричних особливостей конкретного дефекту або групи дефектів з одночасним забезпеченням консервативності розрахунків. У більшості випадків, реальний повздовжній плоский дефект чи групу дефектів схематизують тріщиною [4], форма якої задається описаним навколо дефекту півеліптичним профілем (рис. 1).

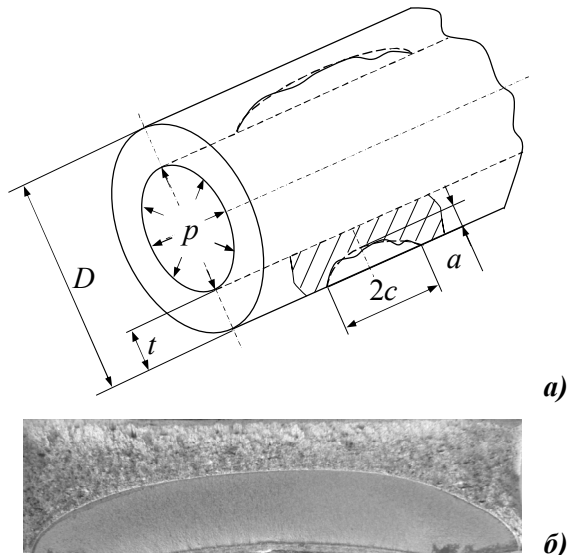


Рисунок 1 – Схематичне (а) представлення зовнішнього та внутрішнього тріщиноподібного дефекту та загальний вигляд півеліптичної тріщини (б) в стінці газопровідної труби (сталь 17ГС)

Аналіз причин аварійності магістральних нафтогазопроводів свідчить, що понад 50% нафтогазопроводів руйнуються внаслідок корозійно-механічних пошкоджень, зумовлених сумісною дією корозійних середовищ та пульсуючим робочим тиском нафти або газу. До таких дефектів металу нафтогазопроводів відносять корозійно-втомні тріщини, місцева корозія (пітинги), міжкристалічна корозія, свищі та суцільна рівномірна корозія [4].

Зауважимо, що вплив добових коливань робочого тиску в магістральних газопроводах у поєднанні з дією експлуатаційних середовищ спричиняє появу та розвиток тріщиноподібних дефектів у стінках труб, що містять зони концентрації напружень, за механізмом корозійної втоми [10, 11]. Утворення втомних тріщин після 15 років експлуатації другої нитки магістрального газопроводу на 383 км “Краснодарський край – Серпухов” у 1999 р. (спіральної труби діаметром 1020×10,5 мм) також виникло через значне коливання робочого тиску (від 3,62 до 5,07 МПа) протягом двох місяців [12]. Аналогічна причина руйнування (сліди втомних тріщин на поверхні руйнування) була відзначена під час аварії на магістральному газопроводі “Новосков – Аксай – Моздок” у 1996 р. (труби діаметром 1220×15,4 мм із повздовжнім швом)

після 13 років експлуатації [12]. Дані факти свідчать про те, що нестационарні навантаження є причиною зародження та розвитку корозійно-втомних тріщин.

Очевидно, що корозійно-втомні тріщини є значно небезпечними за інші типи дефектів, оскільки їх зародження та розвиток відбуваються досить швидко, причому в деяких випадках лавиноподібно, а характер і швидкість їх розвитку важко спрогнозувати. Крім того, небезпека дефектів цього типу, полягає в тому, що їх важко виявити внутрітрубним діагностуванням, оскільки їх чутливість дозволяє виявити дефекти з глибинами більшими 10% стінки труби [6]. Отже, тріщини глибиною до 2 мм практично не виявляються, хоча в окремих випадках, можливе пропускання навіть дуже небезпечного дефекту. Наприклад, при внутрітрубному діагностуванні газопроводу “Торжок – Мінськ – Іванецевичі-2” в 2002 р. на одній із труб не було виявлено тріщин, але після оголення газопроводу при візуальному огляді було виявлено ряд корозійно-втомних тріщин, найбільша з яких мала довжину 1500 мм і глибину 4 мм [13]. Аналогічно, на ділянках магістрального газопроводу УПУ, де мало місце три аварії у 2004 та 2008 роках, спричинені корозійно-втомними тріщинами, при проведенні додаткового дефектоскопічного контролю у шурфах були виявлені і вирізані дві дефектні „котушки” із корозійно-втомними тріщинами [7].

Аналіз характеру руйнування в Росії та Україні за період з 1971 по 2008 рр. магістральних газопроводів діаметром 1420 мм і товщиною стінки труби в інтервалі 15,7 – 18,7 мм засвідчив, що причиною їх руйнування були корозійно-втомні тріщини глибиною від 30 до 80% товщини стінки труби за тривалості експлуатації від 8 до 25 рр., причому 67% цих руйнувань відбулося при експлуатації магістральних газопроводів понад 15 років [5, 14, 15].

Магістральні нафтопроводи після тривалої експлуатації (понад 40 років) зазнають суттєвих локальних корозійних пошкоджень, які можна систематизувати двома характерними типами – у вигляді корозійної виразки та корозійної борідки [16, 17]. У результаті натурних випробувань гідравлічним тиском встановлено [17], що після тривалої експлуатації небезпечними є не зони термічного впливу біля повздовжних зварних швів, а зони, що містять скупчення локальних корозійних пошкоджень. Причому зони локальних корозійних пошкоджень, що містять корозійні борідки, є більш небезпечними, оскільки руйнування труб відбувалося за менших руйнівних тисків. Експлуатація нафтопроводів обумовлює повторно-змінний процес їх навантаження, тому при прогнозуванні їх залишкового ресурсу необхідно використовувати не критерій міцності зварного шва, а критерій корозійно-механічної міцності, в тому числі корозійно-механічної втоми [17].

Виходячи з умов експлуатації магістральних нафтопроводів, вважається, що вони зазнають переважного впливу повних циклів навантаження, в яких внутрішній тиск змінюється

від нуля до рівня робочого тиску. У зв'язку з цим у роботі [18] проводили гідравлічні випробування пульсуючим тиском $\Delta p = 6$ МПа при частоті $f = 0,0167$ Гц (1 цикл/хв.) труби з діаметром 530 мм. Після 1100 циклів навантаження на корозійного поверхні дефекту виявили втомну півеліптичну тріщину глибиною $a = 1,4$ мм та довжиною $2c = 60$ мм ($(a/c) \approx 0,05$).

Таким чином, у процесі тривалої експлуатації магістральних нафтогазопроводів виникають та розвиваються корозійно-механічні дефекти різної форми та розмірів. Під впливом корозійних середовищ, температури та пульсації робочих тисків тощо вони розвиваються у часі, створюючи аварійні ситуації. У зв'язку з цим, визначення впливу форми поверхневих тріщиноподібних дефектів, їх розміщення, орієнтації, експлуатаційних середовищ та умов навантаження на характер їх розвитку у стінках труб магістральних нафтогазопроводів є актуальною науково-технічною проблемою.

Метою даної роботи є оцінювання небезпеки руйнування магістральних нафтогазопроводів у залежності від форми поверхневих тріщиноподібних дефектів та експлуатаційних середовищ, що ґрунтується на підходах механіки руйнування.

Методика аналітично-чисельної оцінки кінетики та зміни форми корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів у процесі їх розвитку в стінці трубопроводу

Причиною небезпечного стану, а в окремих випадках [1, 5, 14, 15] руйнування нафтогазопроводів, є наявність на зовнішній та внутрішній поверхні труби осьових ненаскрізних гострих тріщиноподібних дефектів технологічного або експлуатаційного походження. Згідно з прийнятою інженерною практикою осьові поверхневі тріщиноподібні корозійно-механічні дефекти, виявлені в трубопроводах, рекомендовано [4] апроксимувати двовимірним тріщиноподібним дефектом півеліптичної форми з розмірами півосей a та c (рис. 1).

Однак необхідно звернути увагу на ту обставину, що в процесі експлуатації, зазнаючи впливу циклічних навантажень N [1, 5, 6, 11, 18], тріщиноподібний дефект збільшується. Прийmemo, що, розвиваючись з числом циклів навантаження N , тріщиноподібний дефект зберігає півеліптичну форму, змінюючи при цьому співвідношення півосей a та c , тобто:

$$a/c = f(C_m, N), \quad (1)$$

яке залежить від системи “метал труби – середовище”, що характеризується деякими сталими C_m . При цьому було прийнято, що опір поширенню тріщини як в напрямку півосі a , так і в напрямку півосей c повністю визначається отриманою при заданих експлуатаційних умовах діаграмою циклічної корозійної тріщиноустійкості металу трубопроводу, яка аналітично описується степеневою залежністю Паріса (2), тобто:

$$da/dN = dc/dN = C(\Delta K)^n \quad (2)$$

Крім того, зауважимо, що труби відносять до осесиметричних тіл обертання, товщина стінки труби яких постійна і мала в порівнянні з діаметром. Якщо вона не перевищує однієї двадцятої діаметра труби, то такі труби вважаються тонкостінними. Лінійна частина трубопроводів навантажена внутрішнім тиском симетричним відносно осі труби. За таких умов з достатньою точністю можна вважати, що нормальні напруження, які виникають в стінці труби, є рівномірно розподілені по її товщині [19].

При підрахунку значень коефіцієнта інтенсивності напружень ΔK_1 вздовж фронту півеліптичної тріщини (рис. 1) використано, із врахуванням зауважень та умов [19], найбільш консервативні залежності для осьової півеліптичної тріщини на зовнішній поверхні пустотилого циліндра під дією внутрішнього тиску [20]:

$$\Delta K_{1a} = F \cdot \Delta \sigma \cdot \sqrt{\pi a} \cdot 0,97 \times \\ \times \left(\frac{R_0^2 + R_i^2}{R_0^2 - R_i^2} - 1 + 0,5 \sqrt{\frac{a}{t}} \right) \cdot \frac{t}{R_i} \cdot 1,07; \quad (3)$$

$$\Delta K_{1c} = \Delta K_{1a} \cdot \left(1,1 + 0,35 \cdot \left(\frac{a}{t} \right)^2 \right) \cdot \sqrt{\frac{a}{c}},$$

де $\Delta \sigma$ – розмах розтягувальних напружень за цикл навантаження;

Δp – зміна тиску робочого середовища в трубопроводі за цикл навантаження;

t – товщина стінки труби;

$R_i = d/2$ – внутрішній радіус труби;

$R_0 = D/2$ – зовнішній радіус труби;

a – глибина тріщини;

$2c$ – довжина тріщини:

$$\Delta \sigma = \frac{\Delta p \cdot R_i}{t};$$

$$F = \frac{M_1 + M_2 \left(\frac{a}{t} \right)^2 + M_3 \left(\frac{a}{t} \right)^4}{\sqrt{Q}};$$

$$Q = 1 + 1,464 \left(\frac{a}{c} \right)^{1,65}$$

$$M_1 = 1,13 - 0,09 \frac{a}{c};$$

$$M_2 = -0,54 + \frac{0,89}{0,2 + \frac{a}{c}};$$

$$M_3 = 0,5 - \frac{1}{0,65 + \frac{a}{c}} + 14 \left(1 - \frac{a}{c} \right)^{24}.$$

Характерні випадки форми початкових тріщиноподібних дефектів $(a/c)_0$ розглядали в діапазоні $(1/100 \leq a/c \leq 1/3)$, які виявляються

методами неруйнівного контролю при діагностичному огляді трубопроводів і охоплюють весь спектр технологічних та експлуатаційних дефектів – від корозійних виразок до технологічних подряпин.

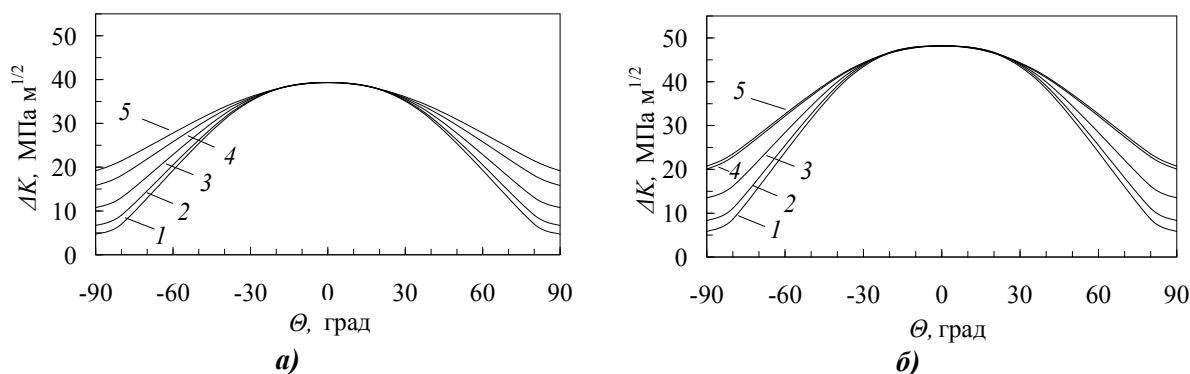
Використання рівнянь (3) дає можливість визначити величину коефіцієнта інтенсивності напружень ΔK_1 вздовж фронту півеліптичної тріщини (рис. 2, 3). Одержані залежності розподілу коефіцієнта інтенсивності напружень ΔK_1 вздовж фронту півеліптичної тріщини за умови, що для досліджуваних систем “метал труби – середовище” $\Delta K_{\Theta=0} = \Delta K_{th}$ мають специфічний характер. Це проявляється у вигляді локальних максимумів, розміщених поблизу виходу тріщини на поверхню труби. Це пояснюється тим, що на вільній поверхні тіла визначальним є плоский напружений стан, а в середині тіла – плоска деформація, перехід від одного стану до іншого і призводить до появи краєвого ефекту.

Оскільки значення в цих точках більші, ніж в кінцевих точках фронту тріщини, то саме їх і треба використовувати для дослідження поширення тріщини півеліптичної форми за наявності пульсуючого тиску Δp .

У зв'язку з вище викладеним, за базу вибирали ріст тріщини в глибину стінки труби, тобто в напрямку півосі a . Розрахунок кінетики розвитку тріщиноподібних дефектів у стінці труби проводили від порогової глибини тріщини a_{th} , для якої максимальне значення коефіцієнта інтенсивності напружень рівне ΔK_{th} до визначеної нормативними документами максимально допустимої глибини $[a] \leq 0,8t$, тобто розрахунковий діапазон зміни глибини тріщини складав: $a_{th} \leq a_i \leq 0,8t$. Подальший розвиток тріщини до $a_i = t$ апроксимували. Розрахунок проводили, допускаючи, що тріщина розвивається стрибкоподібно (рис. 4) з деяким постійним кроком $\Delta a_i = 0,25$ мм. При цьому, враховуючи задану початкову форму тріщиноподібного дефекту $(a/c)_0$, визначали 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 число циклів навантаження, яке відповідало корозійно-втомному розвитку тріщини $(\Delta N^* = N_i - N_{th})$ від порогового числа циклів навантаження (N_{th}) до кількості циклів необхідних для наскрізного розвитку тріщини (N_i) в заданому робочому середовищі.

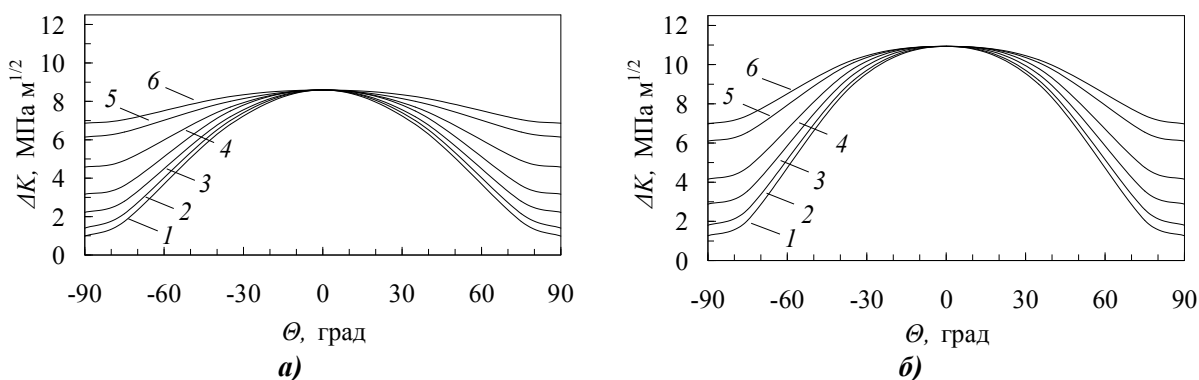
Процедура оцінки кінетики та зміни форми корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів у процесі їх розвитку в стінці трубопроводу така.

1. За одержаним значенням визначали кількість циклів N_i^* необхідну для розвитку півеліптичних тріщин $(1/100 \leq (a/c)_i \leq 1/3)$ по товщині



а – повітря; б – NS4

Рисунок 2 – Розподіл коефіцієнта інтенсивності напружень $\Delta K_1 = K_{\max}$ вздовж фронту півеліптичних тріщин ($1/100 \leq (a/c)_0 \leq 1/7$), наявних у нафтопровідній трубі, за умови $\Delta K_{\theta=0} = \Delta K_{th}$



а – повітря; б – NS4

Рисунок 3 – Розподіл коефіцієнта інтенсивності напружень $\Delta K_1 = K_{\max} - K_{\min}$ вздовж фронту півеліптичних тріщин ($1/100 \leq (a/c)_0 \leq 1/3$), наявних у газопровідній трубі, за умови $\Delta K_{\theta=0} = \Delta K_{th}$

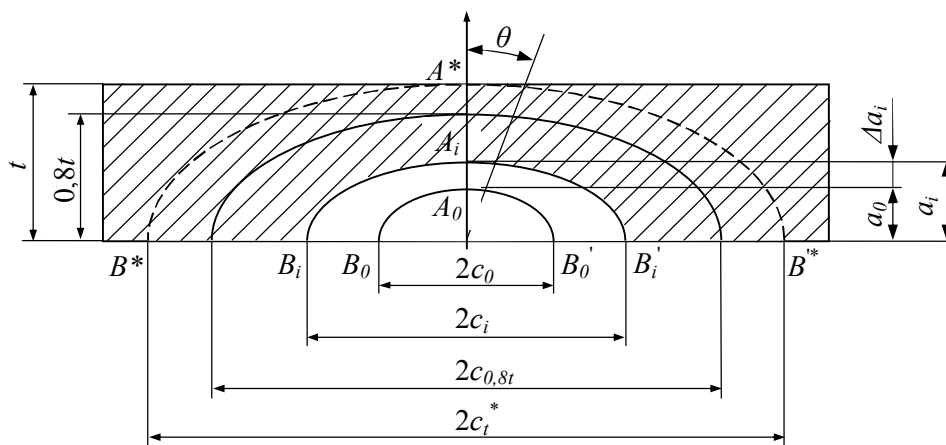


Рисунок 4 – Схема *i*-го приросту тріщини

стінки труби – від їх початкової глибини $a_0 = a_{th}$ до t та встановлювали функціональні залежності $(a/t)_i = f(N)_{(a/c)_i}$. Розрахунки здійснювали покровоко ($\Delta a_i = 0,25$ мм), використовуючи для цього експериментально одержані (рис. 5) степеневі залежності Паріса (2) та формули (3) для обчислення коефіцієнта інтенсивності напружень ΔK_{1a} . Для порівняльної оцін-

ки швидкості розвитку тріщиноподібного дефекту заданої форми $(a/c)_i$ для досліджуваних систем “метал труби – середовище” визначали параметр $q_i = N_i^{\max} / N_i^{\min}$. Тут N_i^{\max} та ΔN_i^{\min} – відповідно кількість циклів, необхідних для наскрізного розвитку півеліптичних тріщини (див. таблиці 3 та 4) в досліджуваному діапазоні $1/100 \leq (a/c)_i \leq 1/3$.

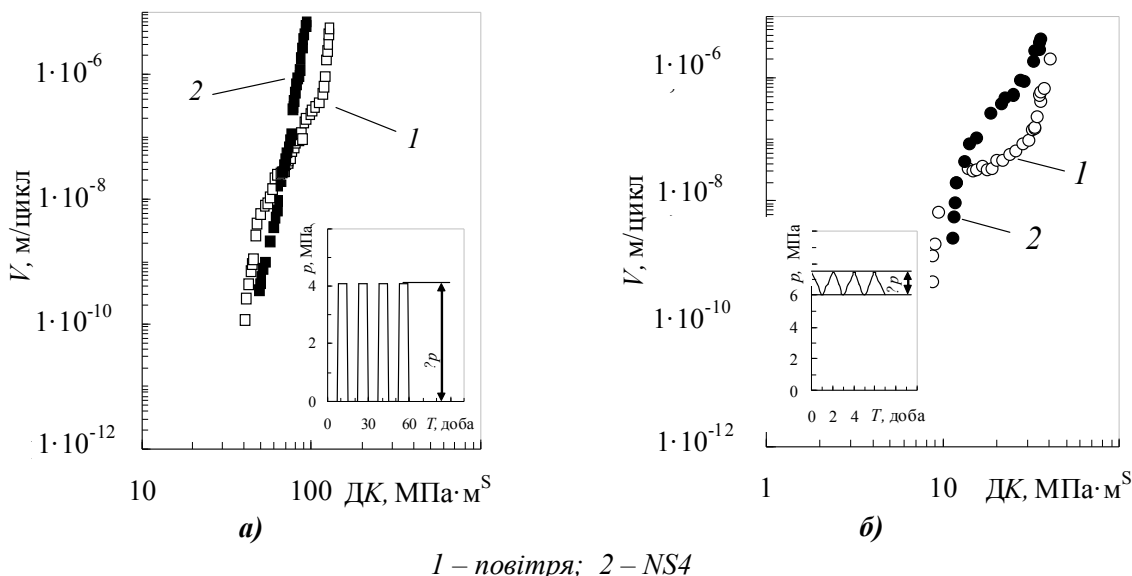


Рисунок 5 – Діаграми циклічної тріщиностійкості металів (сталь 10Г2БТЮ3) магістральних нафтопроводу “Дружба” ($\Delta K = K_{\max}$) (а) та газопроводу “Київ–Західна Україна” ($\Delta K = K_{\max} - K_{\min}$) (б)

2. Визначали закономірності зміни форми (a/c) досліджуваних півеліптичних тріщин ($1/100 \leq (a/c)_i \leq 1/3$) під час їх розвитку по товщині стінки труби та будували графічні залежності $(a/c)_i = f(a/t)$ й визначали граничну півеліптичну форму тріщини $(a/c)_i^*$ за умови $a = t$.

3. За даними, одержаними згідно з пунктами 1 – 2, для досліджуваних початкових форм тріщин $(a/c)_{0i}$ встановлювали графічні залежності $(a/c)_i^* = f(q_i^*)$.

4. Використовуючи одержані дані, встановлювали взаємозв'язок між граничною $(a/c)_i^*$ та початковою $(a/c)_{0i}$ півеліптичними формами тріщини, що дає можливість інтерпретувати (встановлювати) особливості розвитку корозійно-втомних тріщин у стінках тривало експлуатованих нафтогазопроводів, за умови коректно змодельованого експерименту (частота (ν) та умови (R) навантаження у заданому експлуатаційному середовищі).

Результати оцінювання умов руйнування експлуатованих нафтогазопроводів

Застосування методики аналітично-чисельної оцінки кінетики та зміни форми корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів у процесі їх розвитку в стінці трубопроводу розглянемо на прикладі експлуатованого 41 рік за максимального робочого тиску газу $P_{\max} = 5,4$ МПа магістрального газопроводу “Київ–Західна Україна” (метал труби – сталь 17Г1С, $\sigma_B = 562,5$ МПа, $\sigma_{0,2} = 357,5$ МПа, $\delta = 27,0\%$) та магістрального нафтопроводу “Дружба” експлуатованого 47 років за максимального тиску нафти $P_{\max} = 4,1$ МПа (метал

труби – сталь 10Г2БТЮ3, $\sigma_B = 584,7$ МПа, $\sigma_{0,2} = 451,3$ МПа, $\delta = 24,8\%$).

Умови експерименту повинні максимально відображати експлуатаційні умови (навантаження, корозивне середовище та деградаційні процеси). У зв'язку з цим діаграми циклічної тріщиностійкості одержали шляхом випробування балкових зразків, виготовлених з фрагментів тривало експлуатованих нафтогазопровідних труб (табл. 1) як на повітрі, так і в корозивному середовищі (pH 6,7) NS4 (0,483 NaHCO₃ g/l; 0,120 KCl; 0,137 CaCl₂; 0,131 MgCl₂·H₂O), яке слугувало моделлю ґрунтової води [0]. Температура досліджуваних середовищ була постійною $T = 20^\circ C$. Частота циклічного навантаження синусоїдальної форми становила 1 Гц.

Враховуючи нестационарний характер руху газу, (а в газопроводі виникають низько- та високочастотні асиметричні коливання тисків періодичного характеру [0, 0],) було прийнято коефіцієнт асиметрії $R_c = 0,8$. Відображаючи специфіку експлуатації магістральних нафтопроводів „зупинку – пуск”, яка має періодичний характер, було прийнято коефіцієнт асиметрії $R_n = 0$.

У таблиці 2 наведено значення констант степеневі залежності Паріса (2).

Вивчали два типи найбільш характерних форм тріщиноподібних дефектів, що виявляються в процесі технічного діагностування трубопроводів: технологічні ризики, продовгуваті експлуатаційні боріздки (канавки) розглядали в інтервалі $1/100 \leq (a/c)_i \leq 1/10$, а корозійні виразки – в інтервалі $1/10 < (a/c)_i \leq 1/3$.

Використовуючи дані експериментальних досліджень (див рис. 5 та табл. 2) та методику аналітично-чисельної оцінки кінетики та зміни

Таблиця 1 – Довжина та поперечні розміри балкових зразків

Тип трубопроводу ($D \times t$, мм)	l , мм	$l \times b \times h$, мм
Нафтопровід “Дружба” (530×9)	200	10×9
Газопровід “Київ–Західна Україна” (1020×14)	300	50×14

Таблиця 2 – Характеристики циклічної тріщиностійкості експлуатованих сталей нафтогазопроводів

Система “метал труби – середовище”	C , $\frac{M}{цикл} \cdot (MPa \sqrt{M})^{-n}$	n	ΔK_{th} , $(MPa \sqrt{M})^{-n}$	ΔK_{fc} , $(MPa \sqrt{M})^{-n}$	$R = \frac{\Delta K_{Imin}}{\Delta K_{Imax}}$
10Г2БТЮЗ–повітря	$3,24 \cdot 10^{-18}$	5,44	39,31	130,19	0
10Г2БТЮЗ–NS4	$7,50 \cdot 10^{-40}$	17,19	48,16	98,28	0
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	0,8

Таблиця 3 – Наскрізнi $2a_t^*$ та критичні $2a_c$ розміри осевих корозійно-втомних тріщини, що розвиваються із зовнішньої стінки труби нафтопроводу

Середовище	$(a_{th}/c)_0$ рис. 3, 7–9		a_{th} , мм	$(a/c)_t^*$	$(a/t)^*$	$\Delta N_c = N_c - N_{th}$, цикли	q
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

Таблиця 4 – Наскрізнi $2a_t^*$ та критичні $2a_c$ розміри осевих корозійно-втомних тріщини, що розвиваються із зовнішньої стінки труби газопроводу

Середовище	$(a_{th}/c)_0$ рис. 3, 7–9		a_{th} , мм	$(a/c)_t^*$	$(a/t)^*$	$\Delta N_c = N_c - N_{th}$, цикли	q
Повітря	6	1/3	8,72	0,475	-	$8,05 \cdot 10^5$	1,00
	5	1/5	7,20	0,364	-	$7,67 \cdot 10^5$	1,05
	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	4,95	0,028	0,158	$2,32 \cdot 10^5$	3,47
NS4	6	1/4	9,89	0,346	-	$2,43 \cdot 10^5$	1,00
	5	1/5	9,09	0,303	-	$2,32 \cdot 10^5$	1,05
	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

форми корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів у процесі їх розвитку в стінці трубопроводу, на першому етапі встановимо умови поширення корозійно-втомної тріщини заданої форми в стінці для досліджуваних систем “метал труби – середовище”.

Результати оцінювання умов та специфіки руйнування тривало експлуатованих нафтогазопроводів з використанням запропонованого підходу, подані в таблицях 3 та 4, а також на рис. 6 – 9.

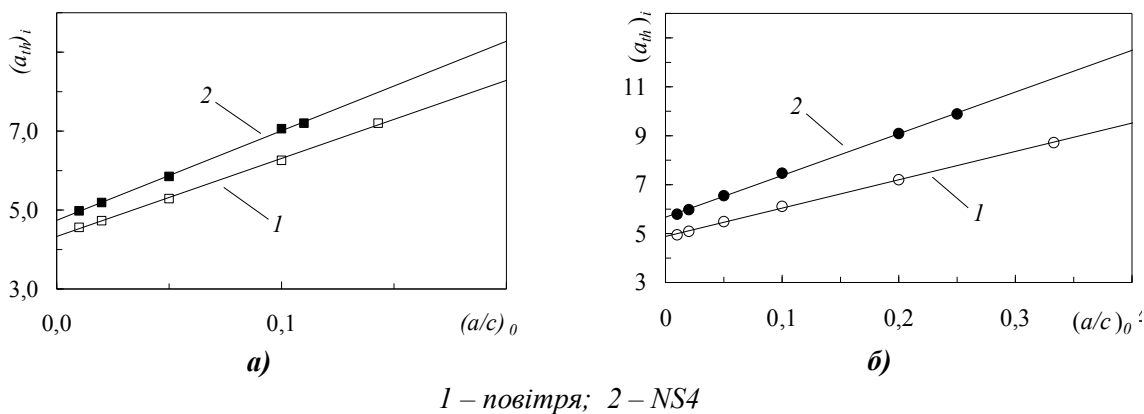


Рисунок 6 – Взаємозв’язок порогових глибин $(a_{th})_i$ та початкових форм $(a/c)_0$ тріщин, розміщених на зовнішній стінці труби магістрального нафтопроводу “Дружба” (а), та магістрального газопроводу “Київ–Західна Україна” (б) у середовищі

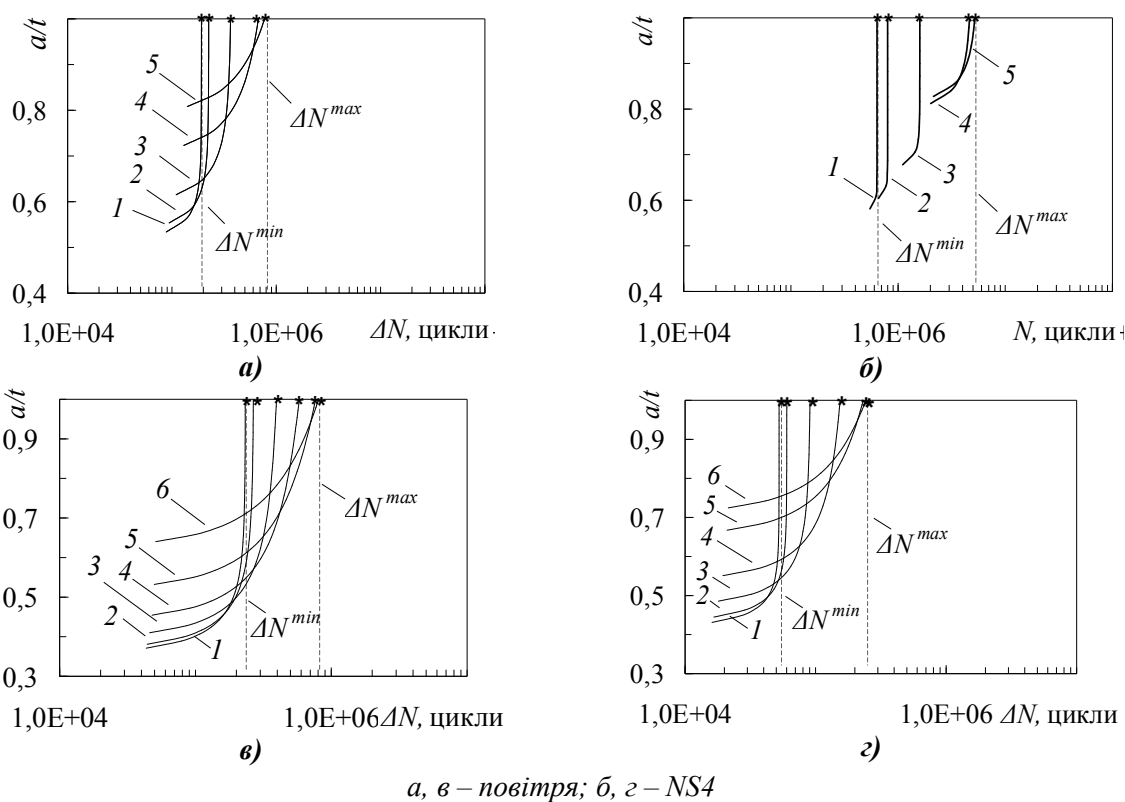


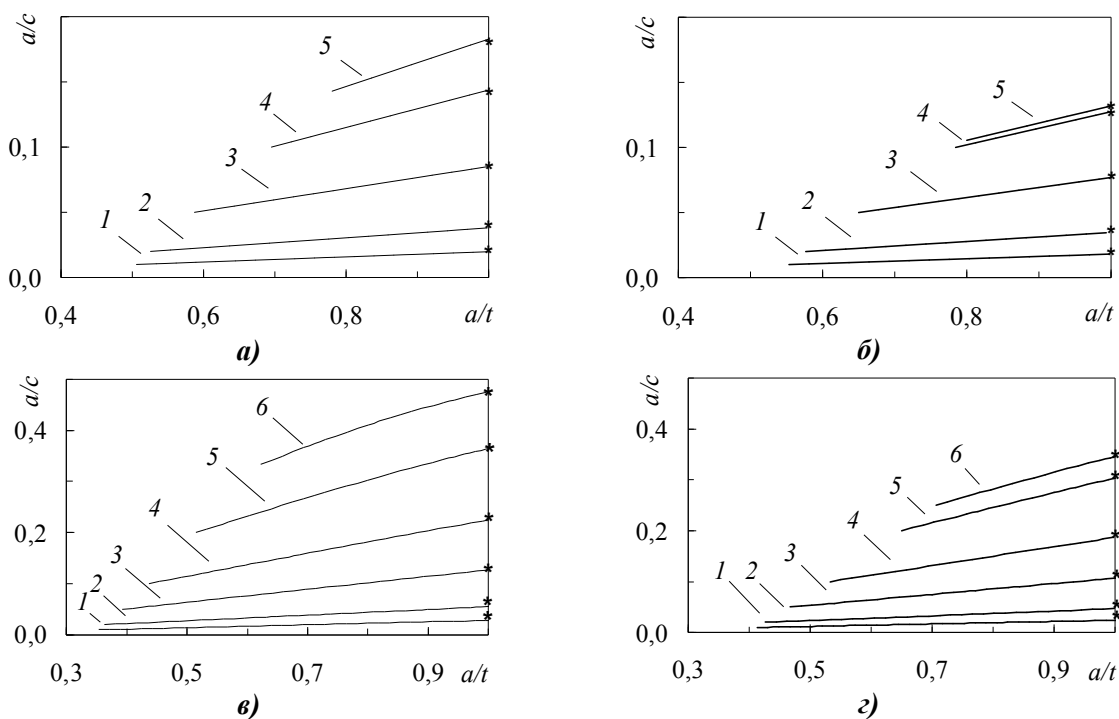
Рисунок 7 – Розвиток тріщини у глиб стінки труби a/t від кількості циклів навантаження N для магістрального нафтопроводу “Дружба” (а, б) та магістрального газопроводу “Київ–Західна Україна” (в, г) у середовищі

Зокрема, встановлено взаємозв’язок порогових глибин та початкових форм тріщин (рис. 6).

Виходячи з експериментальних досліджень швидкості розвитку тріщин $(V_i = \Delta a_i / \Delta N_i = C(\Delta K)^n)$ для досліджуваних систем „метал труби – середовище” та проведених на цій основі розрахункових оцінок розвитку в стінці труби осьових півеліптичних тріщиноподібних дефектів встановлено функціональну залежність їх розвитку вглиб стінки труби від кількості циклів навантаження N (рис. 7) та визначено параметри q_i .

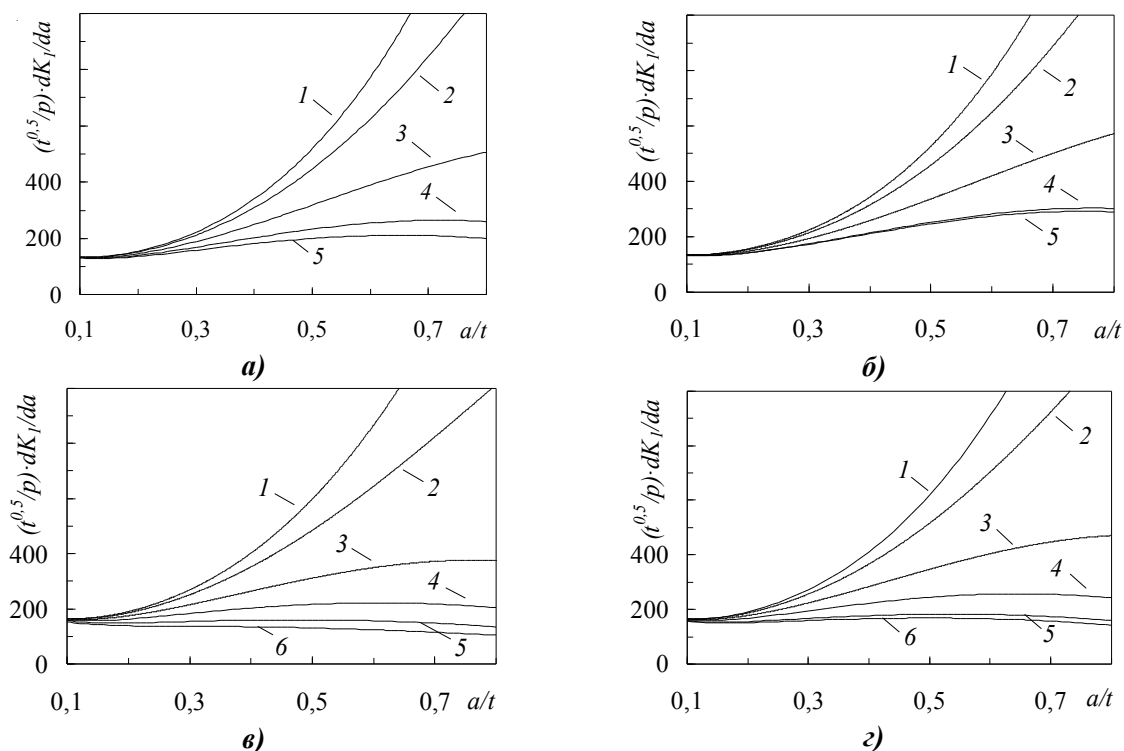
Водночас встановлено залежність зміни співвідношення півосей a та c початкової форми півеліптичної тріщини $(a/c)_0$, при її розвитку вглиб стінки труби (a/t) (рис. 8).

Оцінено міцність та ризик руйнування експлуатованих нафтогазопровідних труб, на основі показника “опірності елемента конструкції (труби) росту тріщини”. Крім того, визначено глибину корозійно-втомної тріщини, тобто характерний для системи “метал труби – середовище” параметр $(a/t)^*$, починаючи з якого різко зростає швидкість зміни (dK_I/da) коефіцієнта інтенсивності напружень K_I [0].



а, в – повітря; б, г – NS4

Рисунок 8 – Зміна форми тріщини a/c при її розвитку у глиб стінки труби a/t від кількості циклів навантаження N для магістрального нафтопроводу “Дружба” (а, б) та магістрального газопроводу “Київ–Західна Україна” (в, г) у середовищі



а, в – повітря; б, г – NS4

Рисунок 9 – Порівняльне оцінювання небезпеки зовнішніх осьових еліптичних тріщин різних форм $(a/c)_i$ у стінці магістрального нафтопроводу “Дружба” (а, б) та магістрального газопроводу “Київ–Західна Україна” (в, г) у середовищі

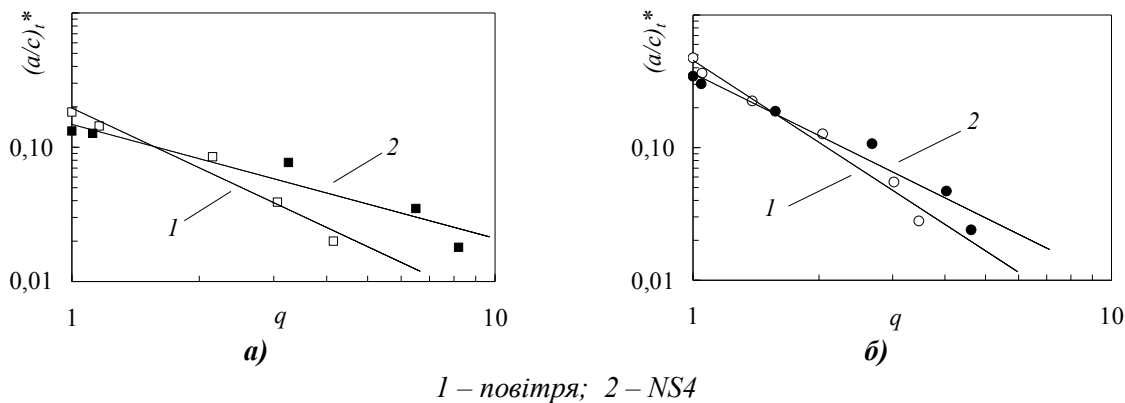


Рисунок 10 – Залежність критичних форм тріщин $(a/c)_i^*$ від параметра q для магістрального нафтопроводу “Дружба” (а) та магістрального газопроводу “Київ–Західна Україна” (б) у середовищі

Аналіз отриманих результатів (див. рис. 9, табл. 3 та табл. 4), по-перше, засвідчує, що розвиток продовгуватих півеліптичних тріщин ($1/100 \leq (a/c)_i \leq 1/20$) відбувається за умови різкого зростання параметра (dK_I/da) , тоді як для “коротких” півеліптичних тріщин ($1/10 \leq (a/c)_i \leq 1/3$) параметр (dK_I/da) змінюється незначно. Як наслідок, за умови $(a/t)^* < (a_{th}/t)$, відбувається різке зростання швидкості поширення тріщини. Також із зменшенням відношення $(a/c)_i$ значення параметра $(a/t)^*$ знижується, що свідчить про падіння міцності [0].

По-друге, тривалість експлуатації трубопроводів (деградація металу труб) та середовище (NS4) суттєво впливають на швидкість поширення тріщин. Оскільки металу нафтопроводу “Дружба” в середовищі вона в 1,93 раза більша ніж на повітрі, а для металу газопроводу “Київ–Західна Україна” – 1,35 рази відповідно.

Таким чином, продовгуваті півеліптичні корозійно-втомні тріщини ($1/100 \leq (a/c)_i \leq 1/20$) більш небезпечні ніж “короткі” тріщини з формою у вигляді корозійної виразки ($1/10 \leq (a/c)_i \leq 1/3$).

Одержані залежності дають можливість встановити функціональну залежність граничних – найбільш глибоких форм півеліптичних тріщин $((a/c)_i^*)$ (найбільш глибока точка A^* півеліптичної тріщини заданої початкової форми $((a/c)_0)_i$ виходить на поверхню труби $a = t$ (рис. 4)) із параметром q_i , який в логарифмічній системі координат (рис. 10) практично лінійно зв’язаний з кінцевою формою півеліптичної тріщини, причому лінія регресії описується рівнянням:

$$(a/c)_i = A/q^k = A \cdot q^{-k} = A \cdot (N_i^{\max} / N_i^{\min})^{-k}, \quad (4)$$

де A і k коефіцієнти, які залежать від системи “метал труби – середовище”.

Значення коефіцієнтів, визначених за методом найменших квадратів представлені в таб-

лиці 6. Дані результати свідчать про існування взаємозв’язку між граничною формою півеліптичної тріщини і параметром q , тобто швидкість розвитку півеліптичної тріщини залежить від системи “метал труби – середовище”, що характеризується певним значенням параметра q , та її форми $(a/c)_i$.

Водночас гранична форма півеліптичної тріщини в логарифмічній системі координат ((рис. 11, табл. 5) практично лінійно зв’язана з її початковою формою

$$(a/c)_i = B \cdot ((a/c)_0)^m. \quad (5)$$

Таким чином, аналіз взаємозв’язку початкових та граничних форм півеліптичних тріщин для досліджуваних магістральних нафтогазопроводів, дає підставу стверджувати, що між ними існує певна критеріальна залежність, яка дає можливість інтерпретувати результати їх технічної діагностики, а також оцінити небезпечність виявлених дефектів та ризик їх руйнування.

Висновки

Запропоновано методику оцінки виявлених в процесі технічного діагностування осьових поверхневих тріщиноподібних дефектів та експлуатаційних середовищ, що ґрунтується на підходах механіки руйнування.

Вона дозволяє:

- виокремити потенційно небезпечні та потенційно безпечні осьові корозійно-втомні тріщиноподібні дефекти;
- оцінити кінетику розвитку тріщиноподібних дефектів і залишкову довговічність (кількість циклів до руйнування) нафтогазопроводу;
- оцінити руйнівні розміри наскрізного дефекту, що дає підстави спрогнозувати характер руйнування (свищ чи розрив) нафтогазопроводу.

Одержані числові дані можуть слугувати базою для інтерпретації тріщиноподібних дефектів, виявлених у процесі технічного діагностування тривало експлуатованих нафтогазопроводів.

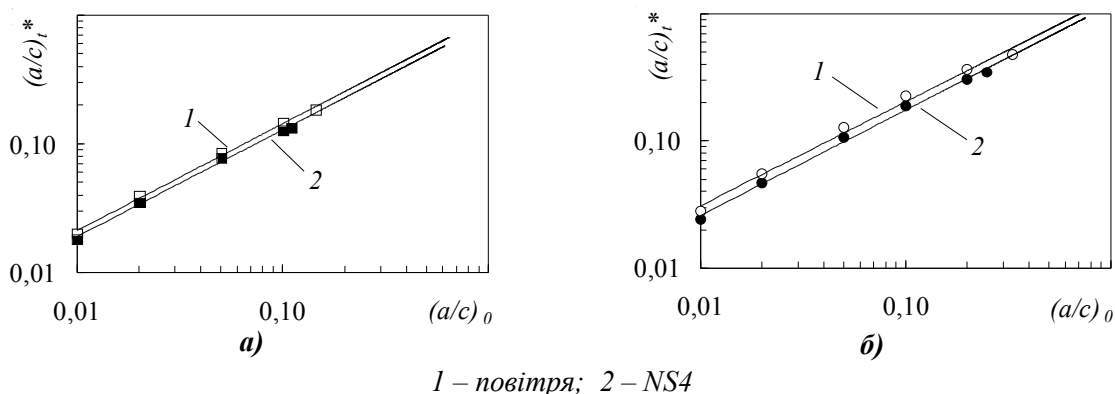


Рисунок 11 – Взаємозв’язок початкових $(a/c)_0$ та граничних $(a/c)_i^*$ форм тріщин для магістрального нафтопроводу “Дружба” (а) та магістрального газопроводу “Київ–Західна Україна” (б) у середовищі

Таблиця 5 – Значення констант та коефіцієнта кореляції (R^2) у залежностях (4) та (5) для досліджуваних систем

Система “метал труби – середовище”	A	k	R^2	B	m	R^2
	(4)			(5)		
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

Література

1 Крижанівський Є.І. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: наук.-техн. посіб. у 3-х томах / Є.І. Крижанівський, Г.М. Никифорчин; під заг. ред. В.В. Панасюка. – Івано-Франківськ–Львів: Івано-Франківський націон. техн. ун-т нафти і газу, 2012. – Т. 1 – 457 с.

2 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.

3 Махненко В.И. Ремонт магистральных трубопроводов сваркой без вывода их из эксплуатации / В.И. Махненко, В.С. Бут, О.И. Олейник // Проблемы прочности. – 2009. – № 5. – С. 86-100.

4 ДСТУ–Н Б В.2.3.-21:2008 Настанова визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами. – К.: Мінрегіонбуд України, 2008. – 68 с.

5 Мазур И.И. Безопасность трубопроводных систем / И.И. Мазур, О.М. Иванцов. – М.: Елима, 2004. – 1104 с.

6 Кантюков Р.А. Проблемы безопасности трубопроводов / Р.А. Кантюков, Р.Р. Кантюков, И.М. Тамеев, С.Н. Якупов, Н.М. Якупов //

Газовая промышленность, приложение. – 2012. – С. 11-15.

7 Охримчук С.А. Обзор возможных причин возникновения трещин на двухшовных трубах МГ Уренгой – Помары – Ужгород / С.А. Охримчук, Р.М. Бабельский, С.Н. Руденко // Газовая промышленность, приложение, 2012. – С. 7-10.

8 ASME, 2009. B31G:2009 Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines: supplement to ASME B 31 Code for pressure piping. American Society of Mechanical Engineers, New York.

9 DNV-RP-F1001: Corroded pipelines. – Det Norske Veritas. – 1999.

10 Крижанівський Є. І. Вплив середовища та нерівномірності споживання газу на безаварійну експлуатацію газопроводу / Є. І. Крижанівський, О. С. Тараєвський, С. Й. Тараєвський // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2008): у 2-х томах [специвипуск журналу “Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: IX міжн. конф.-вист., 10-12 черв. 2008 р.: збірник праць. – 2008. – Спец. вип. №7. – С. 791-796.

11 Зорин А.Е. Причины возникновения трещиноподобных дефектов на газопроводах / А.Е. Зорин // Газовая промышленность. Приложение. – 2012. – С. 43-46.

12 Борисенко В.А. Коррозионное разрушение газопроводов / В.А. Борисенко, Ю.П. Ниханенко, В.И. Крикун // Проблеми 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.

13 Харионовский В.В. Стресс-коррозия магистральных газопроводов: методы, объемы, эффективность диагностирования // Газовая промышленность. – 2005. – №7. – С. 12-14.

14 Лубенский С.А. Информационно-аналитические модели для прогнозирования процессов коррозии труб МГ / С.А. Лубенский // Газовая промышленность. Приложение, 2011. – С. 41-44.

15 Ничипоренко М. В. Досвід діагностування магистральних газопроводів ДК “Укртрансгаз” за допомогою внутрішньо трубних інспекцій поршнів / М. В. Ничипоренко, Є. Б. Іваник // Трубопровідний транспорт. – 2010. – № 6 (66). – С. 7-8.

16 Дмитрах І.М. Вплив корозійних середовищ на локальне руйнування металів біля концентраторів напружень / І.М. Дмитрах, В.В. Панасюк – Львів: Національна академія наук України. Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка. – 1999. – 341 с.

17 Костюченко А.А. 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.

18 Юхимец П.С. Оценка остаточного ресурса трубопровода с коррозионным повреждением с учетом изменения параметров дефекта в процессе эксплуатации / П. С. Юхимец // Проблемы 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. 404-411.

19 Писаренко Г.С. Опір матеріалів: підруч. [для студ. вищ. навч. закл.] / Г.С. Писаренко, О.Л. Квітка, Є.С. Уманський. – Київ: Вища школа, 2004. – 655 с.

20 Newman J.C. Stress-Intensity Factors for Internal Surface Cracks in Cylindrical Pressure Vessels / J.C. Newman, I.S. Raju // Transactions of the ASME: Journal of Pressure Vessel Technology. – 1980. – 102 (November). – P. 342-349.

21 Caprille J. Sensitivity of pipelines with steel API X52 to hydrogen embrittlement / J.Caprille, J. Gilgert, I. Dmytrakh et al. // Int. J. Hydrogen Energy. – 2008. – 33, № 24. – P. 7630-7641.

22 Крижанівський Є.І. Вплив нерівномірності газоспоживання на напружений стан трубопроводу / Є.І. Крижанівський, О.С. Тараєвський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – №3 (12). – С. 31-34.

23 Крижанівський Є. Дослідження корозійно-втомних характеристик сталі 17Г1С магистрального газопроводу / Євстахій Крижанівський, Олег Тараєвський // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2006): у 2-х томах [спецвипуск журналу „Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: VIII міжн. конф.-вист., 6-8 черв. 2006 р.: збірник праць. – 2006. – Спец. вип. №5. – С. 290-295.

24 Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідн. посіб. / За заг. ред. В.В. Панасюка. – Том 13: Працездатність матеріалів і елементів конструкцій з гострокінцевими концентраторами напружень / І.М. Дмитрах, Л. Тот, О.Л. Білий, А.М. Сиротюк. – Львів: СПОЛЮМ, 2012. – 316 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
05.04.16*

*Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Сиротюком А.М.
(Фізико-механічний інститут ім. Г.В.Карпенка
НАН України, м. Львів)*