


Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

УДК 620.191.33:620.194.8

DOI: 10.31471/2304-7399-2026-22(83)-210-221

ТЕХНІЧНЕ ДІАГНОСТУВАННЯ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ ДЛЯ ТИМЧАСОВОГО ЗБЕРІГАННЯ ТА ТРАНСПОРТУВАННЯ ВУГЛЕКИСЛОГО ГАЗУ

Є. І. Крижанівський* , **Р. С. Грабовський** ,
В. Р. Ковальчук , **В. В. Тирлич** 

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна
e-mail: kyevstakhiy@nung.edu.ua, hrabovskyy.r@gmail.com,
vladyslav.kovalchuk-a13324@nung.edu.ua, volodymyr.tyrlych@nung.edu.ua

У статті досліджено умови руйнування тривало експлуатованих магістральних газопроводів із зовнішніми осьовими корозійними та тріщиноподібними дефектами. Постановка задачі охоплює зовнішні осьові півеліпсоїдні (3-D) корозійні виразки та осьові півеліптичні (2-D) тріщини з урахуванням деградації фізико-механічних властивостей металу після тривалого строку служби. Запропоновано експериментально-розрахункову процедуру, яка поєднує скінченно-елементне моделювання з локальним згушенням сітки і модулем *Transient Structural* для визначення напружено-деформованого стану в околі дефектів, а також підходи механіки руйнування для оцінки коефіцієнта інтенсивності напружень і критичної тріщинозміцності матеріалу. Модель застосовано до труби магістрального трубопроводу 1420×15,5 мм, виготовленого зі сталі 10Г2БТ; корозійну виразку моделювали видаленням півеліпсоїда, тріщину – півеліптичною щілиною на зовнішній поверхні. Отримано поля напружень, оцінено розміри пластичної зони та визначено умови переходу до пластичного руйнування для обох типів дефектів; встановлено критичні глибини дефектів. Результати придатні для інтерпретації технічного діагностування й оцінки залишкової міцності тривало експлуатованих магістральних газопроводів для можливого перепрофілювання під зберігання та транспортування CO₂.

Ключові слова: труба магістрального газопроводу, осьовий півеліптичний двовимірний дефект, зовнішній осьовий півеліпсоїдний тривимірний дефект, критичний коефіцієнт інтенсивності напружень K_{Jc} , J_{Ic} – критична тріщинотійкість, CO_2 .

Вступ

В Україні сумарна довжина магістральних газопроводів і газопроводів відгалуження становить понад 30 тис. км [1, 2]. Їх структура за терміном експлуатації розподіляється таким чином:

- до 23 років – 8,0 %;
- від 24 до 35 років – 16,0 %;
- більше 35 років – 76,0 %;

Понад три четверті магістральних газопроводів уже використали свій первинний амортизаційний ресурс, тож в металі труб спостерігається погіршення фізико-механічних характеристик, які визначають роботоздатність матеріалу як елемента конструкції [3, 4]. Реальний технічний стан магістральних газопроводів дозволяє продовжувати термін їх експлуатації [1].

Унаслідок війни російської федерації проти України транзит російського природного газу до країн ЄС газотранспортною системою України припинено, що призвело до суттєвого зниження завантаженості ГТС. Водночас реалізація зобов'язань Європейського зеленого курсу та Паризької кліматичної угоди передбачає істотне скорочення викидів парникових газів, зокрема шляхом уловлювання, транспортування та довгострокового зберігання діоксиду вуглецю (CCS). За цих умов частина вивільненої інфраструктури ГТС України може бути адаптована для транспортування та тимчасового зберігання CO_2 . Виснажені родовища природного газу є перспективними геологічними структурами для безпечного зберігання CO_2 , а розподільні газопроводи, що з'єднують їх із магістральними трубопроводами, формують цілісну інфраструктурну основу для реалізації проєктів CCS.

В експлуатованих понад 35 років магістральних газопроводах відбуваються процеси зниження мікропластичності (деформаційного старіння), тобто погіршення фізико-механічних характеристик, які визначають роботоздатність матеріалу як елемента конструкції [3, 5, 6].

Крім того, причиною виникнення небезпечного стану, а в окремих випадках [7] руйнування понаднормово експлуатованих газових труб є утворення, згідно з даними внутрішньотрубної діагностики, в переважній більшості на їх зовнішній (90%) поверхні тріщиноподібних дефектів та корозійно-втомних виразок. При транспортуванні CO_2 наявність таких дефектів в трубах є особливо критичною, оскільки фазовий перехід вуглекислого газу при потенційній розгерметизації може спричинити

лавиноподібне крихке руйнування. Виникнення таких дефектів у переважній більшості спричинене впливом ґрунтових вод внаслідок руйнування захисного плівкового покриття газопровідних труб, оскільки під час їх експлуатації у польових умовах, сталеві труби піддаються впливу електролітів, що проникають під захисну плівку [8] та експлуатаційними циклічними навантаженнями, які прискорюють процес їх утворення.

Слід також зазначити, що згідно з національним стандартом України [9] дефекти матеріалу за розмірністю поділяють на тривимірні (рис. 1, а) – півеліпсоїдні (характеризуються довжиною, глибиною та шириною, типу корозійної виразки, $2c \times a \times 2b$) та тріщиноподібні (рис. 1, б), які описуються довжиною та глибиною, $2c \times a$. До тріщиноподібних дефектів відносять, власне, тріщини, а також гострі тривимірні дефекти основного металу (риски, подряпини тощо) та зварного шва (підрізи, непровари, пори, шлакові включення тощо), для яких ширина $2b$ є малою величиною і задовольняє нерівність:

$$b \leq \max \{0,25t; 6,4\text{мм}; a\},$$

де t - товщина стінки труби, a - глибина дефекту, b - півширина дефекту.

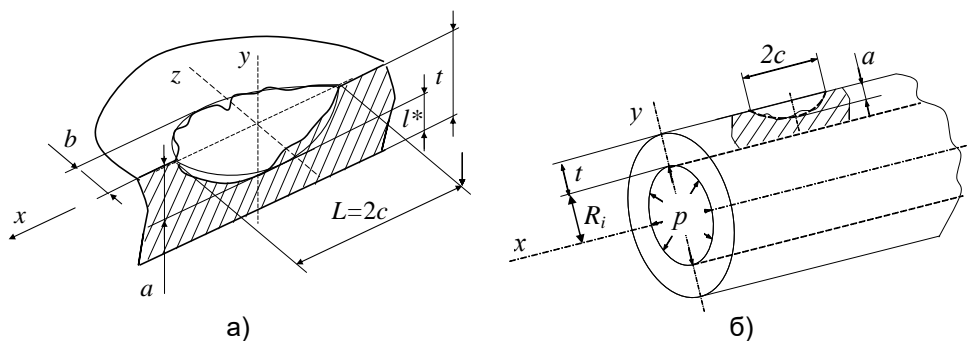


Рис. 1. Схематичне представлення зовнішніх корозійного осьового півеліпсоїдного (а) та осьового півеліптичного, тріщиноподібного (б) дефектів під дією внутрішнього тиску у газопровідній трубі

Таким чином, для всебічної оцінки експлуатаційної надійності газопровідних труб, які передбачається експлуатувати у реверсному режимі, необхідно розглянути умови їх руйнування з наявними корозійними виразками (тривимірними) та тріщиноподібними (двовимірними) дефектами.

Мета даної роботи – оцінити умови руйнування тривало експлуатованих газопровідних труб із наявними експлуатаційними дефектами, ґрунтуючись на підходах механіки деформованого твердого тіла та механіки руйнування, з огляду на подальше використання труб для транспортування та зберігання CO_2 .

1. Методичні засади розрахункової оцінки умов руйнування понаднормово експлуатованих газових труб із зовнішніми осьовими півеліпсоїдними тривимірними дефектами

Для оцінки умов руйнування понаднормово експлуатованих газових труб із зовнішніми осьовими півеліпсоїдними (тривимірними) дефектами (рис. 1, а) необхідно: по-перше, оцінити напружений стан в околі вершини зовнішнього осьового півеліпсоїдного тривимірного дефекту, утвореного під дією зовнішніх впливів (корозійного середовища, температурних впливів тощо) та експлуатаційного навантаження і на цій основі розрахувати його критичні розміри; по-друге, мати експериментальні дані про механічні характеристики тривало експлуатованого (деградованого) металу труб, за яких можливе їх катастрофічне руйнування.

У цьому випадку загальноприйнятим є використання скінченно-елементного аналізу, оскільки використання традиційних методів розрахунку пов'язане з певними труднощами, або взагалі неможливе. У сучасних скінченно-елементних комплексах (в тому числі і в ANSYS) дослідження напружено-деформованого стану в зоні концентраторів напружень може бути здійснено за допомогою скінченно-елементної сітки, яку потрібно локально згущувати в заданій області. Для того, щоб створити коректну скінченно-елементну модель із гарантованим адекватним результатом, необхідно визначитися з критеріями вибору форми та значеннями характерного розміру скінченного елемента для майбутніх розрахунків [10].

Слід зазначити, що завдяки інтенсивному розвитку засобів обчислювальної техніки широке розповсюдження отримав метод скінченних елементів (МСЕ), що є результатом розвитку енергетичних методів розрахунку інженерних конструкцій. Цей метод забезпечує відшукання поля переміщень і пов'язаний із мінімізацією потенціальної енергії системи при пошуку вузлових значень вектора переміщень. Розв'язавши систему рівнянь, визначають вузлові переміщення, а через них – усі компоненти напружено-деформованого стану фрагменту газопровідної труби в околі дефекту.

Одержавши інформацію про рівень напруженого стану в околі вершини осьового півеліпсоїдного тривимірного дефекту, можна визначити критичні розміри зовнішньої корозійної виразки.

2. Методичні засади розрахункової оцінки умов руйнування понаднормово експлуатованих газових труб із зовнішніми осьовими півеліптичними двовимірними (тріщиноподібними) дефектами

Для оцінки умов руйнування понаднормово експлуатованих газових труб із зовнішніми осьовими півеліптичними двовимірними (тріщиноподібними) дефектами необхідно, по-перше, отримати розрахункові

дані про критичні розміри тріщиноподібних дефектів, утворених під впливом експлуатаційного навантаження, по-друге – мати експериментальні дані про стан тривало експлуатованого (деградованого) металу труб, за яких можливе їх катастрофічне руйнування.

Для оцінки напруженого стану та визначення умов руйнування магістральних газопроводів з наявними осьовими двовимірними (тріщиноподібними) дефектами розглянемо розрахункову схему (рис. 1, б).

Визначення величини коефіцієнта інтенсивності напружень K_I по фронту осьової півеліптичної тріщини із співвідношенням півосей a/c , розміщеної на зовнішній поверхні пустотілого циліндра під дією внутрішнього тиску, здійснювали використовуючи залежність [11]:

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

$$K_{Ic} = K_{Ia} \cdot (1,1 + 0,35 \cdot (a/t)^2) \cdot \sqrt{a/c},$$

де σ – розтягувальні напруження, p – внутрішній тиск газу в трубопроводі, t – товщина стінки труби, $R_i = d/2$ – внутрішній радіус труби, $R_a = R_i + t - a$ – віддаль від осі труби до вершини півеліптичного дефекту, a – глибина тріщини; $2c$ – довжина тріщини:

$$\sigma = \frac{p \cdot R_i}{t}; \quad F = \frac{M_1 + M_2 \cdot (a/t)^2 + M_3 \cdot (a/t)^4}{\sqrt{Q}}; \quad Q = 1 + 1,464 \cdot (a/c)^{1,65};$$

$$M_1 = 1,13 - 0,09 \cdot a/c; \quad M_2 = -0,54 + \frac{0,89}{0,2 + a/c};$$

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

При цьому для оцінки катастрофічного руйнування металу газопровідної труби використовували методику [12], яка дослідним шляхом дозволяє визначити його критичну тріщиностійкість J_c на основі експериментально одержаної діаграми руйнування зразків “зусилля-прогин” та обчислити значення коефіцієнта інтенсивності напружень K_{Jc} та визначити за допомогою співвідношення [13]

$$K_{Jc} = \sqrt{\frac{J_c \cdot E}{(1 - \mu^2)}}, \quad (2)$$

де J_{Ic} – критична тріщиностійкість;

E – модуль Юнга ($E = 10^{11}$ Па);

μ – коефіцієнт Пуассона (для низьколегованих сталей $\mu = 0,3$).

3. Оцінка міцності та ризику руйнування понаднормово експлуатованої газопровідної труби із зовнішнім осьовим тривимірним дефектом

Розглядалася газопровідна труба з наявним зовнішнім осьовим півеліпсоїдним тривимірним дефектом, виготовлена зі сталі 10Г2БТ (1420×15,5 мм) ($\sigma_T = 471$ МПа, $\sigma_B = 615$ МПа) та експлуатувалася протягом 30 років з робочим тиском $p_{max} = 7,4$ МПа. Довжину розрахункового фрагмента труби вибирали з урахуванням крайових ефектів. У якості концентратора напружень розглядали корозійну виразку, геометрію якої описували еліпсоїдальною формою з параметрами — довжиною півосі c та півосями $a=b$, причому співвідношення півосей складало $a/c = 2,5$. Тривимірний дефект моделювали шляхом видалення з тіла труби півеліпсоїда, отриманого обертанням еліпса (рис. 1, а та рис. 2).

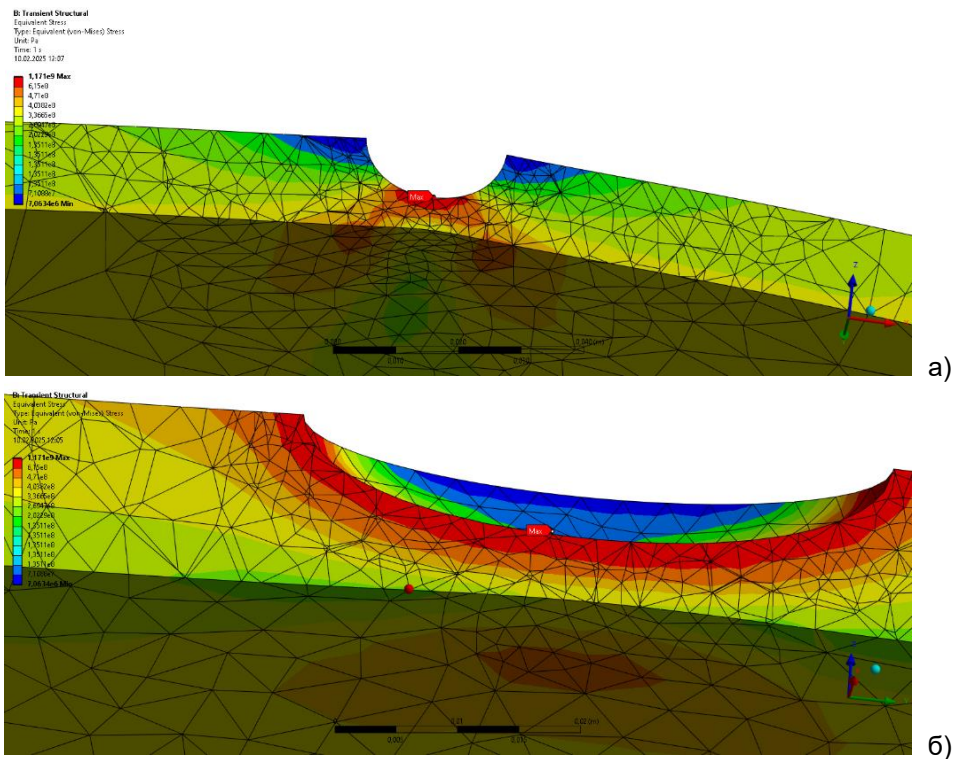


Рис. 2. Напружено-деформований стан газопровідної труби (1420×15,5 мм) в околі корозійної виразки 9,8×24,5 мм:
а – напружено-деформований стан труби у поперечному перерізі;
б – напружено-деформований стан труби у поздовжньому (осьовому) перерізі

Скінченно-елементну модель формували з використанням тетраедральних елементів. Для підвищення точності розрахунків у зоні дефекту застосовували локальне згущення сітки за допомогою операції *Sphere of Influence* з мінімальним розміром елементів 0,1–0,3 мм. Загальна кількість елементів моделі становила близько $(1,32–1,33) \cdot 10^5$, а кількість вузлів – $(1,93–1,94) \cdot 10^5$, що забезпечує необхідну точність визначення напружень.

Навантаження моделювали у вигляді внутрішнього тиску, який відповідав робочим умовам експлуатації трубопроводу. Щоб уникнути виникнення штучних локальних напружень, у зоні закріплення на торці труби створювали потовщення у вигляді паралелепіпеда, яке не впливало на загальний напружено-деформований стан.

З огляду на значну кількість скінченних елементів та наявність локального згущення сітки, розрахунок виконували з використанням модуля Transient Structural, у якому навантаження прикладається поступово ітераційним методом, що забезпечує отримання адекватних і стійких результатів. У результаті розрахунків визначався напружено-деформований стан труби (рис. 2). При цьому максимальні напруження оцінювалися за еквівалентними напруженнями Мізеса відповідно до енергетичної теорії міцності, що дозволило коректно оцінити граничний стан матеріалу у зоні дефекту та провести подальший аналіз міцності і працездатності трубопроводу.

Оцінимо величину пластичної зони за отриманими даними згідно проведеного моделювання осьового тривимірного дефекту (рис. 2) із співвідношенням півосей $a/c = 2,5$, та рівності півосей $a=b$ (рис. 1, а), за умови, що даний корозійний дефект (корозійна виразка) поширюється з однаковою швидкістю у напрямі осей X, Y, Z , тобто при його розвитку у глиб стінки труби співвідношення між осями залишається постійним:

$$a/c = 2,5 = \text{const} .$$

Для оцінювання можливості руйнування газопровідної труби з дефектом типу корозійної виразки введемо параметр

$$a^* = a + l_T ,$$

де l_T – розмір пластичної зони, a – глибина дефекту (рис. 1, а). За цієї умови вважатимемо, що руйнування труби (неможливість її експлуатації) настає тоді, коли стан матеріалу труби на проміжку між вершиною дефекту та внутрішньою поверхнею труби перебуватиме у пластичному стані.

Аналіз результатів розрахункових досліджень, представлених графічною залежністю (рис. 3), показує що умови руйнування настають при досягненні параметра $a^* = 15,5 \text{ мм}$ (рис. 4). Тобто глибина дефекту складає $a = 11,9 \text{ мм}$ ($a/t = 0,77$).

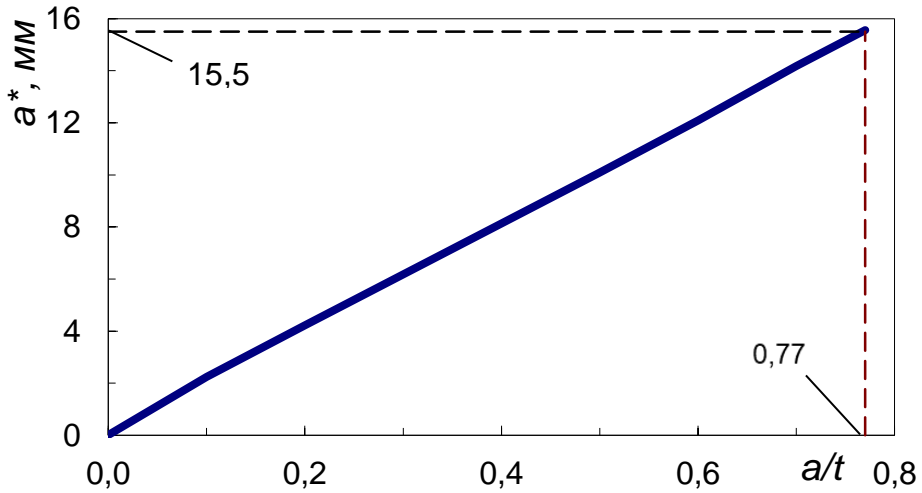
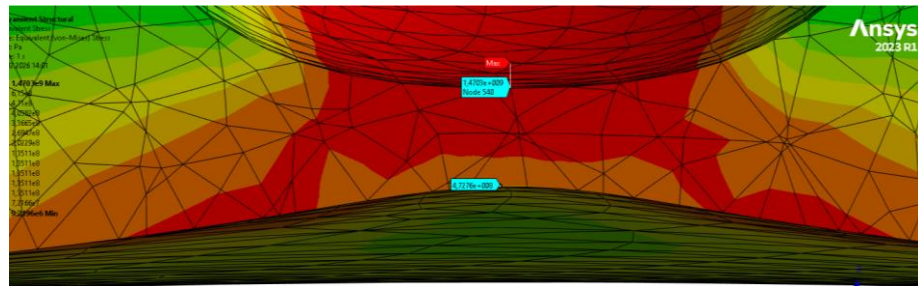
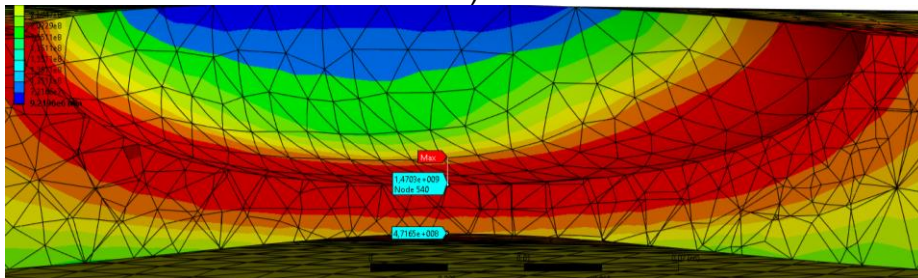


Рис. 3. Розрахункова залежність зміни параметра a^* у вершині півеліпсоїдного ($a/c = 1/2,5$) тривимірного дефекту по глибині стінки тривало експлуатованої газопровідної труби, виготовленої зі сталі 10Г2БТ



а)



б)

Рис. 4. Напружено-деформований стан газопровідної труби (1420×15,5 мм) в околі корозійної виразки 11,9×29,75 мм:
а – напружено-деформований стан труби у поперечному перерізі;
б – напружено-деформований стан труби у поздовжньому (осьовому) перерізі

4. Оцінка міцності та ризику руйнування понаднормово експлуатованої газопровідної труби із зовнішнім осьовим двовимірним дефектом

Розглянемо аналогічну газопровідну трубу ($1420 \times 15,5$ мм) з наявним зовнішнім осьовим півеліптичним двовимірними дефектом $a/c = 25$ та визначимо умови, за яких можливе її руйнування. Розрахункові дослідження здійснимо, використавши результати експериментальних досліджень, представлених у роботі [14].

На (рис. 5) представлено результати розрахункових досліджень з використанням залежності (1). Аналіз представлених результатів засвідчує, що умови руйнування настають із досягненням глибини тріщиноподібного дефекту $a = 9,75$ мм ($a/t = 0,63$). У цьому випадку півеліптичний дефект типу «корозійна риска» досягає критичної глибини, після чого можливе руйнування (J_a) газопровідної труби на повний переріз [14, 15].

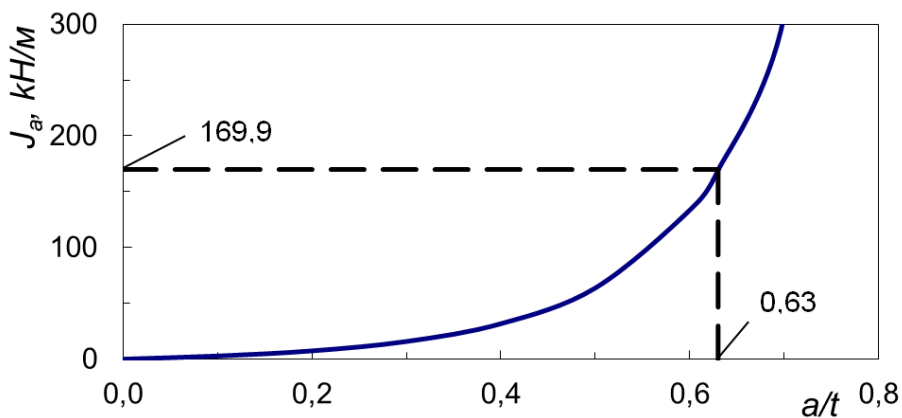


Рис. 5. Розрахункова залежність зміни в'язкості руйнування J_a у вершині півеліптичного ($a/c=1/25$) тріщиноподібного дефекту по глибини стінки тривало експлуатованої газопровідної труби, виготовленої зі сталі 10Г2БТ

Висновки

Запропоновано експериментально-розрахункову процедуру для оцінки умов руйнування тривало експлуатованих газопровідних труб, що містять півеліпсоїдні (корозійні виразки) та півеліптичні (тріщиноподібні) дефекти.

Використовуючи результати експериментальних досліджень (σ_T та J_a), здійснено оцінку умов руйнування тривало експлуатованої труби з 3-D а 2-D дефектами.

Встановлено, що руйнування тривало експлуатованих газопровідних труб ($D = 1420$ мм, $t = 15,5$ мм) із зовнішнім півеліпсоїдним дефектом типу корозійна виразка, можливі за його глибини $a = 11,9$ мм ($a/t = 0,77$).

Визначено критичну глибину тріщиноподібного дефекту ($a/c = 1/25$), розміщеного у аналогічній тривало експлуатованій газопровідній трубі. У цьому випадку умови руйнування настають із досягненням глибини тріщиноподібного дефекту $a = 9,75$ мм ($a/t = 0,63$).

Одержані результати можна застосовувати для інтерпретації технічного діагностування тривало експлуатованих магістральних газопроводів та розробки нормативної бази для їх безпечної експлуатації в системах транспортування та зберігання вуглекислого газу.

Література

1. Kovalko, M. P., Hrudz, V. Y., Mykhalkiv, V. B., et al. (2002). *Truboprovodnyi transport hazu [Pipeline transport of gas]*. Agency for Rational Energy Use and Ecology. (in Ukrainian)
2. But, V. S., & Oliinyk, O. I. (2006). *Stratehiia rozvytku tekhnolohii remontu diiuchykh mahistralnykh truboprovodiv [Strategy for the development of repair technologies for operating main pipelines]*. In B. Y. Paton (Ed.), *Problemy resursu i bezpeky ekspluatatsii konstruksii, sporud ta mashyn* (pp. 491–496). PWI of the NAS of Ukraine. (in Ukrainian)
3. Kryzhanivskiy, Y. I., & Nykyforchyn, H. M. (2011). *Koroziinovodneva dehradatsiia naftovykh i hazovykh truboprovodiv ta yii zapobihannia: T. 1. Osnovy otsiniuvannia dehradatsii truboprovodiv [Corrosion-hydrogen degradation of oil and gas pipelines and its prevention: Vol. 1. Fundamentals of assessing pipeline degradation]* (V. V. Panasiuk, Ed.). IFNTUNG. (in Ukrainian)
4. Kryzhanivskiy, Y. I., & Nykyforchyn, H. M. (2012). *Koroziinovodneva dehradatsiia naftovykh i hazovykh truboprovodiv ta yii zapobihannia: T. 3. Dehradatsiia hazoprovodiv ta yii zapobihannia [Corrosion-hydrogen degradation of oil and gas pipelines and its prevention: Vol. 3. Degradation of gas pipelines and its prevention]* (V. V. Panasiuk, Ed.). IFNTUNG. (in Ukrainian)
5. Tsyurulnyk, O. T., Hredil, M. I., Student, O. Z., et al. (2008). *Otsiniuvannia robotozdatnosti stali 17H1S pislia tryvaloi ekspluatatsii na hazohoni [Evaluation of the working capacity of 17G1S steel after long-term operation on a gas pipeline]*. *Visnyk Ternopil'skoho derzhavnoho tekhnichnoho universytetu*, 13(4), 49–55. (in Ukrainian)
6. Tsyurulnyk, O. T., Nykyforchyn, H. M., Petryna, D. Y., et al. (2007). *Vodneva dehradatsiia tryvalo ekspluatovanykh stalei mahistralnykh*

hazoprovodiv [Hydrogen degradation of long-term operated steels of main gas pipelines]. *Fizyko-khimichna mekhanika materialiv*, 43(5), 97–104. (in Ukrainian)

7. Dmytrakh, I. M., Tot, L., Bilyi, O. L., & Syrotiuk, A. M. (2012). *Mekhanika ruinovannia i mitsnist materialiv: T. 13. Pratsездatnist materialiv i elementiv konstruksii z hostrokintsevymy kotsentrotoramy napruzhen [Fracture mechanics and strength of materials: Vol. 13. Working capacity of materials and structural elements with sharp-ended stress concentrators]* (V. V. Panasiuk, Ed.). SPOLOM. (in Ukrainian)

8. Fu, A. Q., & Cheng, Y. F. (2010). Electrochemical polarization behavior of X70 steel in thin carbonate/bicarbonate solution layers trapped under a disbonded coating and its implication on pipeline SCC. *Corrosion Science*, 52(7), 2511–2518. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2010.03.019>

9. Stebliuk, V. I., & Rozov, Y. H. (2019). Metodyka provedennia chyselnoho analizu v rozrakhunkakh na mitsnist z urakhuvanniam kotsentrotoriv napruzhen [Methodology for conducting numerical analysis in strength calculations taking into account stress concentrators]. *Materials of the XX International Scientific and Technical Conference*. Kherson. (in Ukrainian)

10. Newman, J. C., & Raju, I. S. (1980). Stress-intensity factors for internal surface cracks in cylindrical pressure vessels. *Journal of Pressure Vessel Technology*, 102(4), 342–349. DOI: <https://doi.org/10.1115/1.3263352>

11. GOST 25.506-85. Calculations and strength tests. Methods of mechanical testing of metals. Determination of fracture toughness characteristics under static loading. (1985). Publishing House of Standards. (in Russian)

12. Panasyuk, V. V. (1991). *Mekhanika kvazikhрупkogo razrusheniya materialov [Mechanics of quasi-brittle fracture of materials]*. Naukova Dumka. (in Russian)

13. Kryzhanivskyy, Y., Tuts, O., Mandruk, O., Tyrlych, V., Artym, V., & Sapuzhak, Y. (2024). Impact of long-term operation on reliability and durability of natural gas pipeline: Potential environmental consequences of accidents. *Procedia Structural Integrity*, 59, 112–119. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2024.04.017>

14. Smoliak, T. I., Kaptsov, I. I., Kholodov, V. I., Kobziev, V. A., & Konokhova, O. V. (2005). Rozrakhunok mitsnosti hazoprovodiv z koroziinymy defektamy [Calculation of the strength of gas pipelines with corrosion defects]. *Naftova i hazova promyslovist*, (4), 31–33. (in Ukrainian)

Стаття надійшла до редакційної колегії 07.03.2026 р.

Прийнято до друку 26.04.2026 р.

**TECHNICAL DIAGNOSTICS OF LONG-TERM OPERATED
MAIN GAS PIPELINES FOR THE TEMPORARY STORAGE AND
TRANSPORTATION OF CARBON DIOXIDE**

Ye. I. Kryzhanivskiy* , **R.S. Hrabovskyy** ,
V. R. Kovalchuk , **V. V. Tyrlych** 

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;
15 Karpatska St., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine*

*e-mail: kyevstakhiy@nung.edu.ua, hrabovskyy.r@gmail.com,
vladyslav.kovalchuk-a13324@nung.edu.ua, volodymyr.tyrlych@nung.edu.ua*

The article investigates the failure conditions of long-term operated main gas pipelines with external axial corrosion and crack-like defects. The problem formulation considers external axial semi-elliptical (3D) corrosion pits and axial semi-elliptical (2D) cracks, taking into account the degradation of the physical and mechanical properties of the metal after prolonged service. An experimental-computational procedure is proposed, combining finite element modeling with local mesh refinement and the Transient Structural module to determine the stress-strain state in the vicinity of defects, along with fracture mechanics approaches for assessing the stress intensity factor and the material's critical fracture toughness. The model was applied to a 1420×15.5 mm main pipeline pipe manufactured from 10G2BT steel. The corrosion pit was modeled by removing a semi-ellipsoid, while the crack was modeled as a semi-elliptical slit on the external surface. Stress fields were obtained, plastic zone dimensions were estimated, and the conditions for the transition to ductile fracture were determined for both defect types, establishing their critical depths. These results are suitable for interpreting diagnostic data and evaluating the residual strength of aging gas pipelines considered for repurposing for CO₂ transport and storage.

Keywords: *main gas pipeline pipe, axial semi-elliptical two-dimensional defect, external axial semi-ellipsoidal three-dimensional defect, critical stress intensity factor, critical fracture toughness, CO₂.*