

# І А О Ò І А А С І І Æ І І È Ñ È Î Å Î Á È Ä Ä Í À Í Í Æ

УДК 620.191.33:620.194.8

## ДО ОЦІНКИ РИЗИКУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ ІЗ ТРІЩИНОПОДІБНИМИ ДЕФЕКТАМИ

Є.І. Крижанівський, Р.С. Грабовський

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42353,  
e-mail: no@nung.edu.ua, teormech@nung.edu.ua, hrabovskyy.r@gmail.com

Використовуючи результати експериментальних досліджень циклічної тріщиностійкості експлуатованої сталі 10Г2ФБ, методику оцінки величини руйнівного тиску для газопроводів з корозійно-механічними тріщиноподібними дефектами та методику чисельної оцінки кінетики і зміни форми корозійно-втомних тріщин у процесі їх розвитку в стінках трубопроводів, досліджено процес руйнування металу газопроводу. Розглянуті методику дозволяють інтерпретувати основні стадії процесу руйнування та прогнозувати можливість подальшої експлуатації дефектних газопроводів. Показано, що термін безпечної експлуатації магістрального газопроводу визначається тривалістю розвитку корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів, умовами зародження та розвитком корозійно-втомних тріщин. Встановлено, що термін безпечної експлуатації газопроводу залежить від форми та довжини корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів і тріщин, а також впливу корозійного середовища. Визначено умови, за яких настає катастрофічне (лавинне) руйнування труби.

Ключові слова: газопровід, корозійно-механічний тріщиноподібний дефект, корозійно-втомна тріщина, руйнівний тиск, критичний коефіцієнт інтенсивності напружень, критичні розміри наскрізної тріщини.

Используя результаты экспериментальных исследований циклической трещиностойкости эксплуатируемой стали 10Г2ФБ, методику оценки величины разрушающего давления для газопроводов с коррозионно-механическими трещиноподобными дефектами и методику численной оценки кинетики и изменения формы коррозионно-усталостных трещин в процессе их развития в стенках трубопроводов, исследован процесс разрушения металла газопровода. Показано, что срок безопасной эксплуатации магістрального газопровода определяется длительностью развития коррозионно-механических трещиноподобных дефектов, условиями зарождения и развития коррозионно-усталостных трещин. Установлено, что срок безопасной эксплуатации газопровода зависит от формы и длины коррозионно-механических трещиноподобных дефектов и трещин, а также от влияния коррозионной среды. Определены условия, при которых наступает катастрофическое (лавинное) разрушение трубы.

Ключевые слова: газопровод, коррозионно-механический трещиноподобный дефект, коррозионно-усталостная трещина, разрушительное давление, критический коэффициент интенсивности напряжений, критические размеры сквозной трещины.

A fracture process of gas pipeline metal was studied with using of the results of experimental data of cyclic crack growth resistance of exploited steel 10Г2ФБ, method of failure pressure assessment for gas pipeline with corrosion-mechanical crack-like defects and method of numerical assessment of kinetics and shape evolution of corrosion fatigue cracks during their propagation in wall of gas pipeline. Applied methods are able to interpret the main stages of fracture process and to forecast the possibility of further operation of defected gas pipelines. It has been shown that the term of safe operation of trunk gas pipeline can be determined by the period of propagation of corrosion-mechanical crack-like defects and conditions of nucleation and growth of corrosion fatigue cracks. Also it was established that term of safe operation of gas pipeline depends on shape and length of crack-like defects and influence of corrosive environment. The conditions for catastrophic (avalanche-like) fracture of pipe are defined.

Keywords: gas pipeline, corrosion-mechanical crack-like defect, corrosion fatigue crack, failure pressure, critical stress intensity factor, critical size of through-wall crack.

### Вступ

Трубопровідний транспорт газоподібних вуглеводнів віднесений до категорії «А» третьої

групи, до якої входять вибухонебезпечні промислові об'єкти і складні технологічні системи, де зберігаються, транспортуються продукти, які в певних умовах здатні до горіння або вибуху, а

у випадку виникнення аварій чи відмов є великою загрозою населенню, навколишньому середовищу та інженерним спорудам. Тому до трубопроводів висуваються високі вимоги щодо забезпечення надійності і безпеки їх функціонування [0-3].

Експлуатація та технічне обслуговування таких потенційно небезпечних промислових об'єктів та складних технологічних систем в Європі ґрунтується на концепції допустимого ризику, що реалізує принцип "передбачати і запобігати" [3-7]. Запропонована методологія дає змогу визначити частоту та наслідки руйнувань, і на цій основі будувати матрицю ризиків та давати оцінку ризику руйнування досліджуваної тривало експлуатованої трубопровідної системи [8]. Для випадку, коли існує високий або дуже високий рівень ризику руйнування дефектмістких ділянок трубопроводу запропонований підхід *RIMAP* передбачає низку ремонтних, технологічних чи інших заходів, що понижують рівень ризику руйнування таких ділянок.

Отже, методологія кількісного ризик-аналізу передбачає:

- аналіз ризику;
- оцінку ризику;
- управління ризиком.

Ефективність аналізу залежить від якості інформації про умови експлуатації та бази даних, які ґрунтуються на результатах діагностики по всіх ділянках газопроводу [9]. Однією із складових аналізу ризику експлуатації відповідальних елементів газопроводу є визначення методами технічної діагностики (магнітометрії, внутрітрубної діагностики, довгохвильової ультразвукової дефектоскопії тощо) корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів та корозійно-втомних тріщин з подальшим прогнозуванням можливого сценарію аварійної ситуації.

Другою складовою методології кількісного ризик-аналізу є оцінка ризику, тобто визначення соціальних, економічних та екологічних наслідків відмов та аварійних ситуацій. З цією метою розробляються аналітичні моделі, які дають можливість визначати відповідні кількісні показники по кожній з із зазначених категорій [7]. Оскільки у випадку аварії газопроводу існує велика ймовірність вибуху, а протяжність руйнування може сягати декількох кілометрів [2], то, оцінюючи соціальні наслідки, важливим є визначення зони ураження та кількості людей, що може перебувати в ній на момент аварії. В роботі [10] 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.

Методика підрахунку втрат від руйнування магістральних трубопроводів подається в праці [11].

Щодо управління ризиками, то за показниками економічних наслідків можна оцінити,

оптимізувати та визначити черговість ремонтних робіт, а також терміни діагностичних оглядів [12, 13].

Оскільки магістральні газопроводи експлуатуються за змінних у просторі і часі умов, під впливом температурних впливів, корозійних середовищ та втомних навантажень [8], то в основу розрахунку ризику покладено методики оцінки технічного стану та кількісної оцінки корозійно-механічних дефектів, які базуються на детерміністичному аналізі [14, 15, 16, ].

Однак часто трапляються аварії через невиконану вчасно якісну оцінку ризиків, спричинену відсутністю об'єктивної інформації про процеси експлуатаційного старіння [17], деградацію характеристик тріщиностійкості [18, 19], про швидкість розвитку корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів та корозійно-втомних тріщин [2, 8, 20], а також роздільними можливостями засобів оцінювання поточного технічного стану магістрального трубопроводу [15].

Так, в роботі [9] описано аварійний випадок, коли оцінка ймовірної швидкості розвитку корозії складала 0,5 мм на рік, а насправді вона виявилася на порядок вищою.

Останнім часом відбулося ряд аварій внаслідок корозійного розтріскування під напругою (стрес-корозії) основного металу газопроводів [15, 18], пов'язаних з тим, що у процесі тривалої експлуатації (понад 20 років) метал газопровідної труби (X70, 10Г2БТ, 10Г2Т) зазнає постійного впливу навантажень (до рівня 0,75 від границі плинності  $\sigma_T$ ), температури та навколишнього середовища. Процеси деформаційного старіння, що виникають внаслідок мікропластичності, з часом призводять до деградації основного металу газопровідної труби. При цьому підвищується  $\sigma_T$  та відношення  $\sigma_T/\sigma_B$ , яке зростає майже до 1 [21], а також знижується відносно залишкове видовження  $\delta$ . Крім того, відбувається зниження опору в'язкому руйнуванню (майже на 30%) і пов'язані з цим підвищення чутливості до концентраторів напружень і дефектів, посилення схильності металу до утворення осередків руйнування [18, 21].

Однак слід зауважити, що металографічні дослідження нового та експлуатованого (понад 45 років) металу (сталь 10Г2С) газопровідної труби, робочі навантаження в якій не перевищували рівня 0,5 від границі плинності  $\sigma_T$ , не виявили як суттєвої зміни їх структури, так і осередків руйнувань – мікротріщин [17].

Результати внутрітрубної діагностики і обстеження корозійного стану трубопроводів у шурфах свідчить про те, що на магістральних нафтогазопроводах понад 94% корозійних і стрес-корозійних дефектів виявляються на зовнішній поверхні, яка знаходиться під дією катодного захисту. З них 31,7% – корозійні виразки, 68,3% – стрес-корозійні тріщини [22].

Враховуючи специфіку виявлених у газопровідній трубі дефектів, руйнування труби

можливе за двома сценаріями. Так, для корозійно-механічних, тривимірних тріщиноподібних дефектів, що характеризуються довжиною, глибиною та шириною, із плавними переходами по товщині можливе пластичне руйнування за в'язким механізмом за повної відсутності крихкої складової руйнування [2, 9, 22, 23]. Другий сценарій руйнування газопровідної труби реалізується за домінуючого впливу крихкого механізму шляхом неконтрольованого розвитку стрес-корозійних тріщин [2, 22, 24-26, 27]. Стрес-корозійні тріщиноподібні дефекти характеризуються довжиною та глибиною [13], а також радіусом вершини тріщини [28], оскільки найбільші колові напруження діють на поздовжньо розташовані дефекти [2]. До тріщиноподібних дефектів відносяться також гострі тривимірні дефекти основного металу (риски, подряпини тощо) та дефекти зварного шва (підрізи, непровари, пори, шлакові включення) [13]. Для таких дефектів ширина дефекту  $2b$  є малою величиною і задовольняє нерівності:

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

де:  $t$  – товщина стінки труби;  
 $c$  – глибина дефекту;  
 $b$  – півширина дефекту [13].

У випадку стрес-корозійних тріщиноподібних дефектів слід також враховувати вплив малоциклової втоми [18] на можливий розвиток тріщини у глибину стінки труби за умови автотривалості (розмір пластичної зони в напрямку розвитку тріщини є в 10...15 разів меншим порівняно з довжиною тріщини і відстанню її вершини від межі тіла) [24, 28]. Досягши критичних розмірів, такі тріщини можуть катастрофічно (неконтрольовано) поширюватися вздовж твірної труби за крихким механізмом [2, 25].

Слід зауважити, що внутрішньотрубна діагностика дозволяє одержати якісну картину технічного стану лінійних ділянок газопроводів, даючи тим самим вихідну інформацію щодо планування ремонтних робіт, фіксуючи та протоколюючи дефекти розміром 10-15% товщини стінки труби. Це пов'язано з тим, що чутливість внутрішньотрубного дефектоскопа дає змогу виявити тріщини глибиною понад 2 мм в найбільш поширеному сортаменті труб діаметром 1420×18,7 мм. Отже, тріщини з глибиною до 2 мм в даних трубопроводах не виявляються, хоча їх розвиток в процесі випробувань та нетривалій експлуатації може дати непередбачений ріст [15, 26, 29]. Зауважимо, що застосування спеціалістами ДК „Укртрансгаз” інтелектуального поршня типу ЕМАТ (електромагнітного акустичного термітора) виявляє стрес-корозійні тріщини металу труби (в т.ч. і закриті) мінімальною довжиною 10 мм та глибиною 1 мм [15].

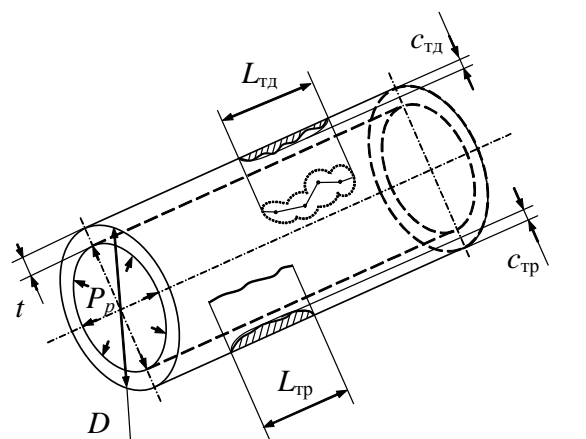
Крім того, існуючі стандарти [13] та методики [30] повною мірою не враховують потенційний розвиток в процесі експлуатації наявних корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів та корозійно-втомних тріщин, що зумовле-

ний сумісною дією робочих навантажень та корозійних середовищ [8].

У зв'язку з цим інтерпретація виявлених в процесі технічної діагностики корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів та корозійно-втомних тріщин, а також оцінка можливості подальшої експлуатації дефектних газопроводів за підходами механіки деформованого твердого тіла є актуальним науково-прикладним завданням.

### **1 Об'єкт та методична процедура досліджень та розрахунків**

Об'єктом розгляду є труба із зовнішнім діаметром  $D$  та товщиною стінки  $t$  (рис. 1, а), яка містить експлуатаційні зовнішні корозійно-механічні тріщиноподібні дефекти (рис. 1, а) або корозійно-втомні тріщини (рис. 1, б), розташовані у напрямку, паралельному до її осі.



**Рисунок 1 – Зовнішні експлуатаційні корозійно-механічні тріщиноподібні дефекти (а) та корозійно-втомні тріщини (б) і їх схематичне подання (в) у стінці газопровідної труби**

Труба заповнена газом під тиском  $P=P_p$ . Наявні в трубі дефекти схематизуються [31] згідно з прийнятими нормами, стандартами та методиками [0, 13, 30, 32-34] з метою якнайповнішого врахування їх основних геометричних особливостей, спрощення розрахункових схем та отримання замкнених аналітичних розв'язків у межах математичних моделей механіки деформованого твердого тіла, які дають змогу визначити ступінь ризику й можливість подальшої експлуатації газопроводу.

Оцінку статичної міцності трубопроводів із виявленими експлуатаційними дефектами проводять за прийнятими нормами, стандартами та методиками, які ґрунтуються на однокритеріальному [0, 12, 32-34] або двокритеріальному [13, 35, 36] підходах.

Однокритеріальний підхід ґрунтується на постулаті про те, що руйнування труби з корозійно-механічними тріщиноподібними дефектами (рис. 1, а) відбувається за механізмом пластичного колапсу [32-34] і оцінюється величиною руйнівного тиску  $P_f$ .

В основу розрахунку величини руйнівного тиску для трубопроводів з корозійно-механічними дефектами покладемо найбільш поширені серед європейських стандартів норвезькі норми DNV RP-F101 [32], які базуються на даних про газопровідну трубу ( $D, t$ ) та характеристики міцності матеріалу труби ( $\sigma_B$ ):

$$P_f = \frac{2\sigma_B \cdot t}{D - 2t} \cdot \left[ \frac{1 - (c/t)}{1 - \frac{(c/t)}{q}} \right], \quad (3)$$

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

Слід зауважити, що проведена порівняльна оцінка розрахунків руйнівного тиску, виконана на основі даного стандарту із розрахунками, проведеними за існуючими у світі стандартами та методиками [33, 34] для труб з наявними корозійно-механічними дефектами в інтервалі від 100 мм до 1500 мм, розміщеними вздовж осі труби, за умови, що руйнування відбувається за в'язким механізмом з повільним пластичним розкриттям тріщини на дні дефектів, показала практично збіжність результатів [37].

Оцінку можливості експлуатації магістрального газопроводу проводили за використовуваними на пострадянському просторі стандартами [0, 13] та європейською методикою SINTAP [31, 35].

В основі європейської методики SINTAP [35] лежить оцінка допустимої глибини корозійно-механічного дефекту  $[c]$  в трубі, для якої коефіцієнт запасу міцності  $S_r$  (коефіцієнт безпеки), є відношенням максимального робочого ( $P_p$ ) до розрахованого руйнівного ( $P_f$ ) тиску:

$$S_r = \frac{P_p}{P_f}. \quad (4)$$

Згідно з процедурою SINTAP [35] безпечними (пороговими) вважалися такі гранично допустимі розміри дефектів, за яких дефекти не впливали на безпечну експлуатацію нафтопроводу, тобто коефіцієнт запасу міцності  $S_r$  був меншим 0,5. За недопустимі (критичні) приймалися дефекти, розміри яких унеможлилювали експлуатацію газопроводу, тобто згідно з процедурою SINTAP коефіцієнт запасу міцності  $S_r$  був більшим 1,0.

Двокритеріальний підхід до оцінки статичної міцності та ризику руйнування трубопроводів з тріщиноподібними (рис. 1, б) експлуатаційними дефектами діє, ґрунтуючись на положеннях механіки руйнування матеріалів та конструкцій [28], основу якої складають теорія тріщин і теорія граничного стану. Цей підхід покладений в основу так званої „R6-процедури” [13, 36], яка послуговується поняттям діаграми оцінки руйнування – граничної кривої, що визначає межу між небезпечним і безпечним станом конструкції. В основі застосування діаграми оцінки руйнування лежать незалежні розрахунки і визначення параметрів лінійної механіки руйнування ( $K_I, K_{Ic}$  – діючого і критичного коефіцієнтів інтенсивності напружень) та параметрів теорії граничного стану ( $P$  – прикладеної узагальненої сили і  $P_{LL}$  – граничного навантаження в'язкого руйнування). Діаграма оцінки руйнування (рис. 2) будується в координатах  $K_r$  та  $S_r$  ( $K_r = K_I/K_{Ic}$  – безрозмірний коефіцієнт інтенсивності напружень, що характеризує міру наближення до крихкого руйнування, а  $S_r = P/P_{LL}$  – безрозмірне напруження, визначає міру наближення до пластичного стану).

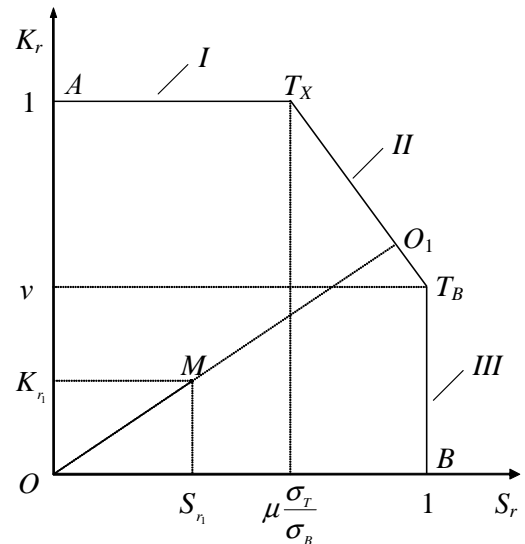


Рисунок 2 – Схематична діаграма оцінки руйнування [38]

Процедура R6 дає достовірну відповідь на питання про працездатність трубопроводу з наявним дефектом, а також визначає безпечні умови експлуатації трубопровідної системи з точки зору запобігання спонтанному (катастрофічному) руйнуванню.

Однак дана процедура не враховує нестаціонарний характер руху газу і пов'язані з цим коливання робочого тиску [26, 39, 40].

Внаслідок нестационарності характеру руху газу в газопроводі виникають низько- та високо-частотні асиметричні коливання тисків [41, 42] періодичного характеру, що змінюється впродовж року. У зв'язку з цим частоту коливань навантажень на стінки газопроводу визначають як середньостатистичну величину на основі математичного моделювання нестационарних процесів [39]. Тривала експлуатація газопроводів призводить до деформаційного старіння [19], а також до виникнення корозійних та стрес-корозійних дефектів [9, 27], які знижують їх експлуатаційну надійність. За певних експлуатаційних умов [26, 43] такі корозійно-механічні дефекти стають осередками зародження корозійно-втомних макротріщин, які, розвиваючись по товщині стінки труби, призводять до її катастрофічного руйнування [2, 27].

Процеси розвитку корозійно-втомних макротріщин під впливом діючих в трубі асиметричних ( $R = 0,8$ ) циклічних навантажень  $\Delta K_I$ , використовуючи відому методику [24, 44] та дослідну установку [45] для дослідження закономірностей розвитку втомної тріщини в трубопровідних сталях при їх циклічному деформуванні в робочих корозійних середовищах, вивчали на призматичних зразках [46].

Для цього насамперед встановлювали пороговий розмір тріщини  $c_{th}$ , який визначається пороговим значенням коефіцієнта інтенсивності напружень  $\Delta K_{Ith}$ :

$$c_{th} = \frac{(\Delta K_{Ith})^2}{(\Delta\sigma)^2 \cdot \pi \cdot f(c/a; c/t; \Theta)}, \quad (5)$$

де:  $\Delta\sigma$  – розмах розтягувальних напружень за цикл навантаження:  $\Delta\sigma = (\Delta p \cdot d)/2t$ , МПа;

$\Delta p$  – 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 ( $\theta$ ) [46].

Відтак аналогічно визначали критичний розмір тріщини  $c_{cr}$ , який визначається критичним значенням коефіцієнта інтенсивності напружень  $\Delta K_{Ic}$ . Крім того встановлювали критичне значення коефіцієнта інтенсивності напружень у вершині корозійно-втомної макротріщини ( $K_{Ic}$ ) [44, 47]

$$K_{Ic} = \Delta K_{Ic} / \sqrt{1 - R}. \quad (6)$$

Слід, однак, зауважити, що критичне значення коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_{Ic}$  є дещо меншим за значення  $K_{Ic}$ , яке характеризує умови неконтрольованого (катастрофічного) розвитку тріщини у металі експлуатованої труби. Це пояснюється різними швидкостями навантаження та неоднаковим станом матеріалу біля фронту вершини тріщини, що спричинений залишковими напруженнями та втомними пошкодженнями [28].

Відомо [44], що в результаті розвитку за корозійно-втомним механізмом тріщина виходить на поверхню труби, утворюючи наскрізний дефект (рис. 3 а, б).

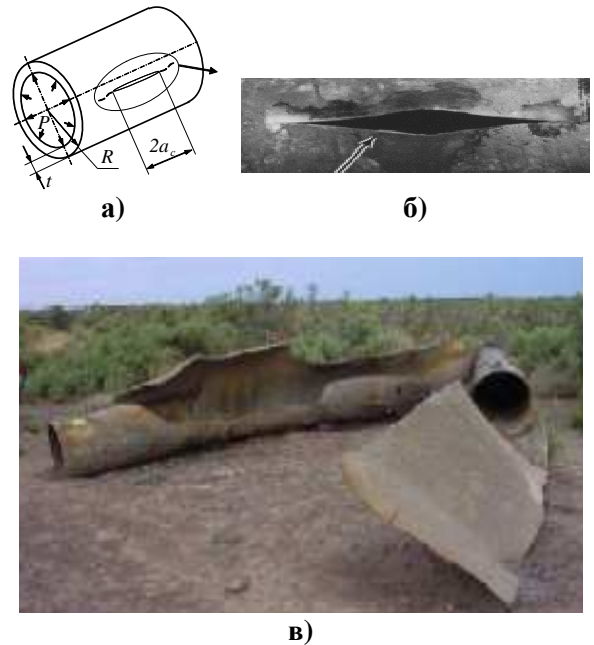


Рисунок 3 – Схематичне подання наскрізної корозійно-втомної тріщини (а) в стінці труби та наслідки аварій трубопроводів, спричинені її поздовжнім розвитком (б, в)

З практики експлуатації газопроводів описано випадки аварійних ситуацій [2, 15, 18, 48], коли тріщина, виходячи на поверхню труби, поширюється вздовж її осі та призводить до її подальшого розриву (рис. 3 в). Для таких випадків запропонований [24, 25] критерій оцінки катастрофічного руйнування труби, за яким можна визначити критичні розміри  $2a_c$  поздовжньої наскрізної тріщини

$$a_c = \left( \frac{K_{Ic}}{F_I \cdot \sigma_p} \right)^2. \quad (7)$$

Метою експериментально-розрахункових досліджень було встановлення впливу параметрів наявних у трубі корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів та корозійно-втомних тріщин (довжини  $L$  та глибини  $c$ ) на можливість її подальшої експлуатації та визначення умов, за яких можливе спонтанне руйнування газопровідної труби.

## 2 Результати досліджень та їх обговорення

Механічні характеристики експлуатованої (30 роки) сталі 10Г2ФБ визначались за стандартною процедурою [49] випробувань циліндричних зразків на розтяг. Їх значення наведені в таблиці 1.

Таблиця 1 – Механічні характеристики експлуатованої сталі 10Г2ФБ

$\sigma_B$ , МПа	$\sigma_{0,2}$ , МПа	$\delta$ , %	$\psi$ , %
623,5	545,4	20,3	57,4

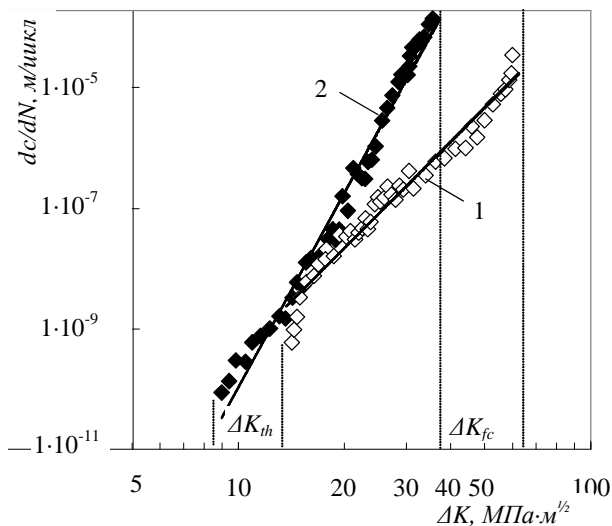
При випробуванні конструкційних матеріалів в умовах впливу асиметричних напружень із заданим коефіцієнт асиметрії циклу  $R$  та корозійних середовищ для побудови базових діаграм циклічної тріщиностійкості використовували запропоновану авторами [44, 47], залежність типу Періса:

$$V_{\Delta K_I}^c = dc/dN = C \cdot (\Delta K_I / \sqrt{1-R})^n, \quad (7)$$

де  $K_{I_{max}} = \Delta K_I / \sqrt{1-R}$  – максимальне значення коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_I$  в межах циклу навантажень.

Випробування експлуатованого протягом 30 років металу магістрального газопроводу „Союз”, виготовленого із сталі 10Г2ФБ, на циклічну корозійну тріщиностійкість проводили на спеціальному експериментальному обладнанні [45] шляхом випробувань балкових зразків прямокутного поперечного перерізу з початковою крайовою тріщиною  $c = 1,2 \dots 2,0$  мм в умовах консольного згину. Заготовки для зразків розмірами  $10 \times 18,7 \times 40$  мм вирізались із фрагментів газопровідної труби. Загальна довжина зразка становила 200 мм. Частота циклічного навантаження синусоїдальної форми становила 1 Гц при асиметрії циклу навантаження  $R \approx 0,8$ . Випробування проводили для різних систем „матеріал – середовище”. Робочим середовищем слугувало повітря, а також модель ґрунтової води (0,1% розчин NaCl pH 6,5), температура середовища була постійною –  $T = 25^\circ\text{C}$ .

Результати випробувань подавали у вигляді діаграм циклічної тріщиностійкості (рис. 4) – графічних залежностей швидкості росту втомної тріщини  $dc/dN$  від розмаху коефіцієнта інтенсивності напружень  $\Delta K_I$  в околі вершини тріщини [24, 28, 44, 47].



1 – лабораторне повітря;  
2 – ґрунтова вода

Рисунок 4 – Діаграми циклічної тріщиностійкості для експлуатованої сталі 10Г2ФБ магістрального газопроводу „Союз” ( $T=25^\circ\text{C}$ ) за різних умов випробувань

Для зазначених вище умов випробувань сталі 10Г2ФБ в таблиці 2 наведені значення констант у степеневій залежності [24, 44], що аналітично описує середньоамплітудну ділянку одержаних діаграм циклічної тріщиностійкості металу газопроводу. Тут також подані відповідні значення порогового ( $\Delta K_{th}$ ) та критичного ( $\Delta K_{fc}$ ) коефіцієнтів інтенсивності напружень [46].

Таблиця 2 – Характеристики циклічної тріщиностійкості сталі 10Г2ФБ

Система „матеріал – середовище”	$n$	$C$ , м/цикл× (МПа·√м) <sup>-n</sup>	$\Delta K_{th}$ , МПа·√м	$\Delta K_{fc}$ , МПа·√м
Експлуатований метал – повітря	4,80	$1,28 \cdot 10^{-14}$	13,31	63,37
Експлуатований метал – модель ґрунтової води	11,43	$1,16 \cdot 10^{-22}$	8,46	37,81

Кількісно вплив робочого середовища на корозійну тріщиностійкість досліджуваного металу магістрального газопроводу „Союз” (сталь 10Г2ФБ) оцінювали [24], порівнюючи значення розмаху коефіцієнтів інтенсивності напружень, які відповідають швидкості росту тріщини  $dc/dN = 10^{-7}$  м/цикл у середовищі ( $\Delta K_c^*$ ) та на повітрі ( $\Delta K_n^*$ ), тобто на основі формули (8). У таблиці 3 наведено значення  $\Delta K_n^*$ ,  $\Delta K_c^*$  та  $k_c$  для різних систем „експлуатована сталь 10Г2ФБ – середовище”. Їх аналіз свідчить, що ґрунтова вода суттєво зменшує опір розвитку корозійно-втомної тріщини, оскільки значення коефіцієнта  $k_c$  для експлуатованої сталі рівне 0,72.

$$k_c = \frac{\Delta K_c^*}{\Delta K_n^*}. \quad (8)$$

Таблиця 3 – Значення коефіцієнта  $k_c$  для різних систем

Система „матеріал – середовище”	$\Delta K_{n,c}^*$ , МПа·√м	$k_c$
Експлуатований сталь 10Г2ФБ – повітря	27,58	1,00
Експлуатований сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода	19,77	0,72

При цьому швидкість розвитку корозійно-втомної тріщини у ґрунтовій воді на середньоамплітудній ділянці діаграми циклічної тріщиностійкості для експлуатованої сталі 10Г2ФБ ділянки, що описується степеневою залежністю Періса (7), у сім разів вища, ніж на повітрі.

За результатами експериментальних досліджень (табл. 2), враховуючи умову (формула 5),

Таблиця 4 – Характеристики кінетики поширення напівеліптичної тріщини в стінках труби магістрального газопроводу „Союз”

Система „матеріал – середовище”	$L_0 = 2a_0$ , мм	$c_{th}$ , мм	$(c_{th}/a)_0$	$C_{K_{Ic}}$ , мм	$(c/a)_p$	$2a_p$ , мм	$2a^*$ , мм
Сталь 10Г2ФБ – повітря	30	3,85	1/4	14,84	0,5093	56,9	66,5
Сталь 10Г2ФБ – повітря	40	3,55	1/6	14,49	0,4519	64,1	73,8
Сталь 10Г2ФБ – повітря	100	3,20	1/16	13,07	0,2185	119,3	130,8
Сталь 10Г2ФБ – повітря	200	3,10	1/32	12,45	0,1139	218,3	230,6
Сталь 10Г2ФБ – повітря	400	3,05	1/64	12,12	0,0579	418,0	430,9
Сталь 10Г2ФБ – повітря	1500	3,02	1/250	11,88	0,0157	1517,5	1531,0
Сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода	10	2,00	1/2,5	12,68	0,4838	52,4	71,8
Сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода	20	1,60	1/6	12,61	0,4764	52,9	72,5
Сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода	40	1,45	1/14	11,80	0,3818	61,8	80,8
Сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода	100	1,40	1/36	10,20	0,1749	116,6	133,8
Сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода	250	1,38	1/110	9,52	0,0715	266,2	281,0
Сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода	500	1,37	1/180	9,29	0,0360	515,6	534,2
Сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода	1500	1,36	1/550	9,14	0,0121	1515,9	1534,7

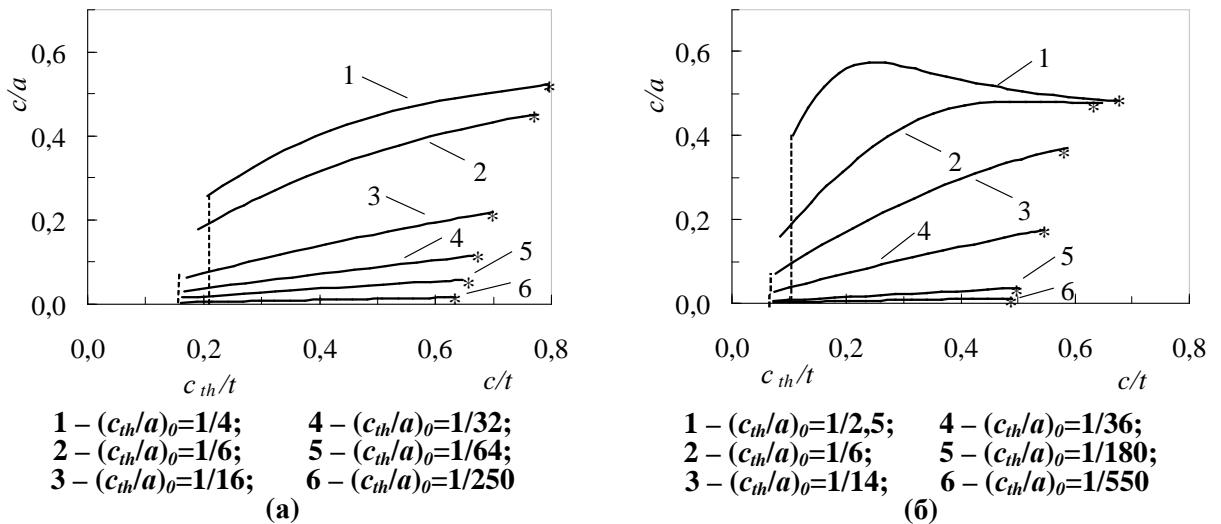


Рисунок 5 – Зміна форми тріщини ( $c/a$ ) у разі її розвитку вглиб ( $c/t$ ) стінки труби магістрального газопроводу „Союз” при випробуваннях експлуатованого металу на повітрі (а) та в ґрунтовій воді (б)

що визначає початок розвитку (старт) тріщини у стінці труби, за методикою чисельної оцінки кінетики та зміни форми тріщиноподібних дефектів в процесі їх розвитку в стінках трубопроводів [50] проведено розрахунок порогових та критичних розмірів тріщиноподібних а також кінетики розвитку зовнішніх тріщиноподібних дефектів у стінці труби магістрального газопроводу „Союз” для систем „Експлуатована сталь 10Г2ФБ – повітря” та „Експлуатована сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода”. Результати обчислень подані у вигляді табличних даних (табл. 4) та графічних залежностей (рис. 5 а, б) зміни форми зовнішньої корозійно-втомної тріщини ( $c/a$ ) при її розвитку в глиб ( $c/t$ ) стінки труби. При розрахунку кінетики розвитку зовнішніх тріщиноподібних дефектів, для яких виконується умова 2, вважали, що дефект проросте вглиб матеріалу до значення 80% від товщини стінки тру-

би ( $t$ ) магістрального газопроводу „Союз” [13], тобто виконується умова  $c_{max} \leq 0,8 \cdot t = 14,96$  мм .

Згідно з проведеним розрахунком [46] за формулою 7 для системи „Експлуатована сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода” встановлено, що величина критичного розміру  $2a_c$  поздовжньої наскрізної тріщини становить  $2a_c = 280$  мм, а для системи „Експлуатована сталь 10Г2ФБ – повітря” –  $2a_c = 420$  мм.

Аналіз одержаного результату цілком збігається із результатами повномасштабних випробувань трубопроводів. Причому руйнування (поширення наскрізної тріщини в поздовжньому напрямі) в залежності від температури випробування може відбутися як за крихким механізмом шляхом сколу, для якого поверхні руйнування притаманний кристалічний тип, так і після пружно-пластичної деформації за

в'язким механізмом шляхом зрізу, при цьому поверхня зламу характеризується волокнистістю [2].

Згідно з проведеними експериментальними дослідженнями для газопровідних труб розміром 1420×20 мм при  $P_p = 7,5$  МПа за умови, що  $K_{Ic} \geq 130$  МПа $\sqrt{м}$ , критичний розмір наскрізної тріщини становить  $2a_c = 360$  мм. При цьому відбувалось в'язке руйнування труби [2].

При крихкому руйнуванні сталі трубопроводів високого тиску та великого діаметру із наскрізними тріщинами за низьких температур їх початковий розмір зменшується до  $2a_c = 100 \div 150$  мм [2].

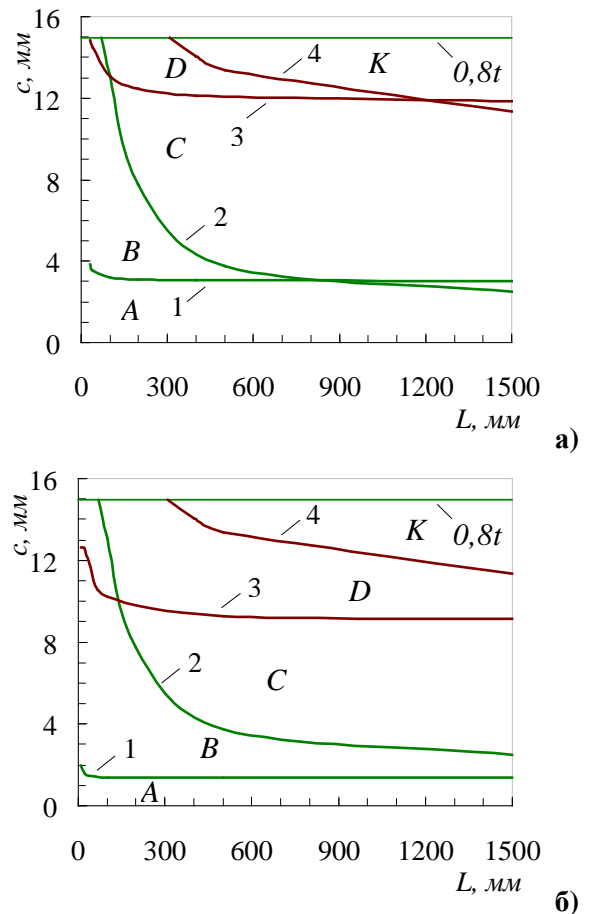
Враховуючи широко використовувану норвезьку методику розрахунку руйнівного тиску [32] та загальноприйняту в Європі методику SINTAP [35], визначали глибину, за якої потенційно можливе руйнування труби за в'язким механізмом  $c_{P_f}$  ( $P_f = P_p = 7,5$  МПа), та допустимому глибину  $[c_{P_p}]$  ( $P_p = S_r \cdot P_f$ ), за якої відсутні умови для її пластичного руйнування, у залежності від довжини  $L$  наявних у газопровідній трубі зовнішніх корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів (табл. 5).

**Таблиця 5 – Допустимі та руйнівні розміри глибини поздовжньо розміщених у стінках труби магістрального газопроводу „Союз” тріщиноподібних дефектів залежно від їх довжини**

$L, \text{мм}$	$c_{P_f}, \text{мм}$	$[c_{P_p}], \text{мм}$
75	-	14,96
100	-	13,09
200	-	7,78
280	-	5,79
309	14,96	5,30
500	13,39	3,74
1000	11,86	2,70
1500	11,35	2,49

За результатами розрахунково-експериментальних досліджень кінетики розвитку корозійно-втомних тріщин та оцінки розмірів корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів за величиною руйнівного тиску та за процедурою SINTAP будували криві (рис. 6) безпечного (1, 2) та граничного (3, 4) стану міцності газопроводу, тобто діаграми із узагальненою оцінкою потенційного ризику руйнування дефектних труб магістрального газопроводу „Союз” для досліджуваних систем „матеріал – середовище”.

На діаграмах (рис. 6 а, б) показано, що тривало експлуатована в умовах впливу зовнішніх середовищ та асиметричних коливань робочого тиску, газопровідна труба із наявними корозійно-втомними тріщинами або тріщиноподібними дефектами у залежності від їх розмірів (глибини  $c$  та довжини  $L$ ) може руйнуватися як за переважаючого впливу крихкої або



1 – крива безпечного стану дефектного газопроводу (допустимих глибин тріщиноподібних дефектів) за параметрами лінійної механіки руйнування (формула 5);  
 2 – крива безпечного стану дефектного газопроводу (допустимих глибин тріщиноподібних дефектів у газопроводі) згідно з процедурою SINTAP ( $S_r = 0,5$ );  
 3 – крива граничного стану міцності металу труб за параметрами лінійної механіки руйнування (згідно з критерієм  $K_{Ic}$ );  
 4 – крива граничного стану міцності металу труб газопроводу за параметрами теорії пластичності згідно з процедурою SINTAP ( $S_r = 1,0$ )

**Рисунок 6 – Параметри корозійно-механічних дефектів та криві граничного стану міцності газопроводу на повітрі (а) та в умовах впливу ґрунтової води (б)**

в'язкої складової, так і за змішаним механізмом, тобто за наявності як крихкої, так і в'язкої складової руйнування. Одержані графічні залежності дають змогу встановити ряд характерних зон:

A – зона, в якій існують безпечні умови експлуатації дефектного газопроводу;

B – зона, в якій існують умови для розвитку (поширення) корозійно-втомних тріщин в газопровідній трубі;

C – зона, в якій потенційно можливий ризик в'язкого руйнування газопроводу з корозійно-механічними тріщиноподібними дефектами;



*D* – зона, в якій існують умови неконтрольованого розвитку тріщини, тобто виникнення крихкого руйнування дефектного газопроводу;

*K* – зона, в якій існують умови виникнення пластичного (в'язкого) руйнування дефектного газопроводу.

Якщо параметри виявленого в процесі технічного обстеження тріщиноподібного дефекту (глибину *c* та довжину *L*) нанести на діаграму, яка відповідає умовам експлуатації газопроводу, то можна ідентифікувати дефект і зробити висновок про можливість подальшої експлуатації або виведення з експлуатації діагностованої ділянки лінійної частини газопроводу.

Графічні залежності кривих безпечних станів міцності газопроводу (рис. 6, криві 1, 2), а також відповідні їм зони *B* та *C* засвідчують, що тріщиноподібні дефекти глибиною *c* = 1,5-3 мм потенційно сприяють можливості виникнення як корозійно-втомного (за крихким механізмом), так і в'язкого руйнування.

Водночас слід зауважити, що вид руйнування залежить від умов експлуатації: величини та частоти циклічно розтягуючих напружень [26, 40], агресивності середовища, а також деформаційного старіння [38].

Аналіз діаграми, побудованої для системи „Експлуатована сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода” (рис. 6 б, крива 1), засвідчує, що газопровідна труба з тріщиноподібним дефектом глибиною *c* = 1,5-2,0 мм в діапазоні досліджуваних довжин (10 – 1500 мм) складає загрозу виникнення та розвитку тріщиноподібного дефекту за корозійно-втомним механізмом [44]. Проте, як свідчить досвід експлуатації магістральних газопроводів [18], тріщиноподібні дефекти таких розмірів є небезпечними, оскільки, з одного боку, з допомогою інтелектуальних поршнів виявити їх надзвичайно важко, що пояснюється їх роздільною здатністю [15, 29], а, з другого боку, швидким їх розвитком вглиб стінки труби [26, 40], що за певних умов призводить до їх розгерметизації з подальшим катастрофічним руйнуванням [2, 15, 22].

Таким чином, при розрахунку довговічності дефектного газопроводу необхідно враховувати швидкість росту корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів з плином часу (зміни розмірів дефекту) та врахувати умови, за яких вони досягають порогових та критичних розмірів, тобто корозійне ураження, зародження тріщини (стрес-корозію) та асиметричне циклічне навантажування, а також деградацію механічних характеристик матеріалу.

Загалом залишковий ресурс магістрального газопроводу „Союз” можна подати як залежність

$$N = N_{[P_f]} + N_{\Delta K_f}, \quad (9)$$

де:  $N_{[P_f]}$  – залишковий ресурс магістрального газопроводу, що враховує корозійне руйнування зовнішньої (внутрішньої) поверхні труби;

$N_{\Delta K_f}$  – залишковий ресурс магістрального газопроводу, що враховує як зародження

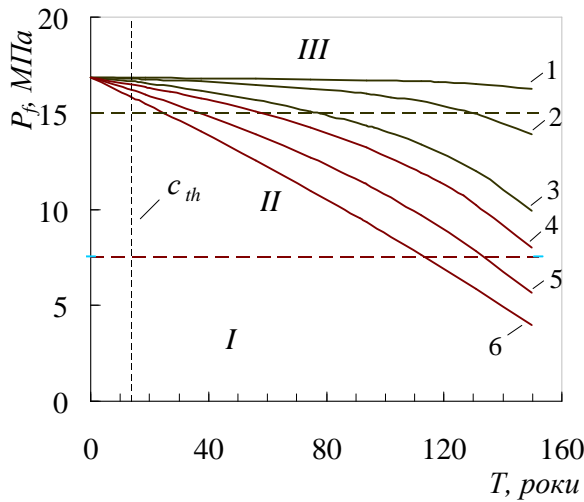
( $R < 0,5$ ) при нестационарному режимі експлуатації, так і розвиток корозійно-втомних тріщин при стаціонарному режимі експлуатації газопроводу, якому притаманне високе значення коефіцієнта асиметрії циклу ( $R = 0,8$ ).

Тут також необхідно врахувати форму та розміри виявлених як корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів, так і корозійно-втомних тріщин [37, 46].

Розрахунок довговічності виконаємо з урахуванням максимально допустимих значень експлуатаційних параметрів з урахуванням прогнозованих розмірів дефекту (швидкості розвитку корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів та корозійно-втомних тріщин). Швидкість корозії  $V_{cor}$  при повторній дефектометрії для однієї і тієї ж пошкодженій ділянки обчислюється як різниця розмірів виявленого корозійно-механічного дефекту віднесена до проміжку часу між двома послідовними діагностичними оглядами [12, 30, 47]. Швидкість поширення корозійно-втомної тріщини  $V_{\Delta K_f}^c$  визначається шляхом інтегрування рівняння (7), тобто графічно представленої залежності (рис. 4) швидкості росту тріщини від розмаху коефіцієнта інтенсивності напружень  $\Delta K_f$  за різних умов випробовувань.

На рисунку 7 подано здійснений формально розрахунок залежності зміни руйнівного тиску  $P_f$  газопровідної труби і з формально заданим зовнішнім множинним корозійно-механічний експлуатаційний дефект заданих розмірів  $L_i$ , який розвивається вглиб стінки із постійною швидкістю  $V_f = 0,10$  мм/рік від тривалості експлуатації  $T$ . Аналіз одержаних результатів засвідчує, що у випадку руйнування газопровідної труби за в'язким механізмом тріщиноподібні дефекти (рис. 1, б) довжиною  $L < 100$  мм (область III) практично не призводять до руйнування труби [51]. У цьому випадку можливе лише утворення свища [23]. Із збільшенням продовговатості цих дефектів потенційно зростає можливість в'язкого руйнування труби (області I та II) та різко скорочують її довговічність. Тут також необхідно взяти до уваги той факт, що при досягненні тріщиноподібних дефектом порогової глибини  $c_{th}$  (вертикальна лінія на рисунку 7), за певних експлуатаційних умов можливе зародження та розвиток вглиб стінки труби корозійно-втомної тріщини.

З практики експлуатації магістральних газопроводів відомі випадки утворення втомних тріщин після 15 років експлуатації II нитки магістрального газопроводу на 383 км „Краснодарський край – Серпухов” у 1999 р. (спіральні труби діаметром 1020×10,5 мм) також сприяло значне коливання  $R = 0,7$  робочого тиску (від 3,62 до 5,07 МПа) протягом двох місяців [43]. Аналогічна причина руйнування (сліди втомних тріщин на поверхні руйнування) була відмічена при аварії на магістральному газопроводі „Новопсков – Аксай – Моздок” у 1996 р. (труби діаметром 1220×15,4 мм з поздовжнім швом) після 13 років експлуатації [43].



1 –  $L_1=40$  мм; 2 –  $L_2=100$  мм; 3 –  $L_3=200$  мм;  
4 –  $L_4=280$  мм; 5 –  $L_5=500$  мм; 6 –  $L_6=1500$  мм

**Рисунок 7 – Залежність зміни руйнівного тиску  $P_f$  газопровідної труби (МГ “Союз”), що містить виявлений зовнішній множинний корозійно-механічний експлуатаційний дефект заданих розмірів  $L_i$ , що розвивається вглиб стінки ( $0 \leq c/t \leq 0,8$ ) із швидкістю  $V_f=0,10$  мм/рік від тривалості експлуатації  $T$**

Тут необхідно звернути увагу на той факт, що, розвиваючись у газопроводах великого діаметру та високого тиску ( $\sigma_p \approx 0,75\sigma_T$ ) і виходячи на внутрішню поверхню труби, тріщина утворювала наскрізний розмір. Поширюючись при цьому в осьовому напрямі вона спричиняла спонтанне (катастрофічне) руйнування труби.

Оскільки при досягненні тріщиноподібного дефекту глибини  $c_{th}$  в умовах нестационарних процесів, викликаних великою амплітудою ( $R \leq 0,7$ ) зміни експлуатаційних параметрів (наприклад, робочого тиску) можливе зародження і розвиток тріщини, то графічна залежність руйнівного тиску від глибини тріщини може мати вигляд, що відрізняється від зображеного на рисунку 7.

У зв'язку з цим розглядали (рис. 8) графічну залежність зміни руйнівного тиску та глибини тріщини від часу експлуатації дефектного газопроводу, побудовану за результатами досліджень залежності швидкості росту втомної тріщини  $dc/dN$  від розмаху коефіцієнта інтенсивності напружень  $\Delta K_I$  в околі вершини тріщини. Кількість циклів  $N$  з моменту її утворення  $c_{th}$  до досягнення нею критичної глибини  $c_{cr}$  визначали шляхом інтегрування рівняння 7

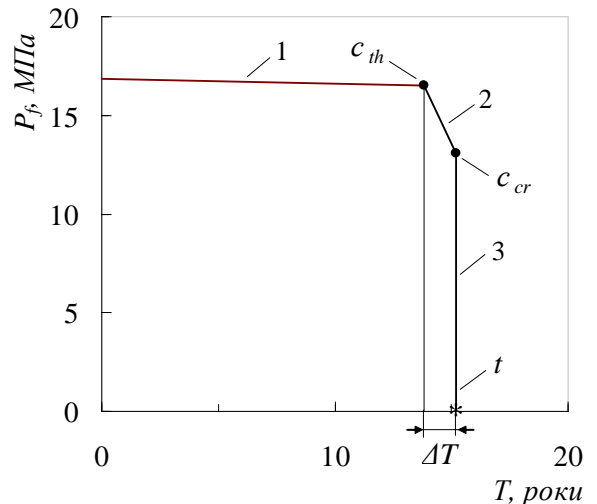
$$\int dN = \int_{c_{th}}^{c_{cr}} \frac{dc}{C \cdot (\Delta K_I / \sqrt{1-R})^n}, \quad (10)$$

яке описує криву 2 (див. рисунок 4 та таблицю 2) [47].

Тривалість розвитку тріщини  $\Delta T$  визначали і урахуванням встановленого факту, що під час експлуатації газопроводу в ньому впродовж доби при нерівномірному газоспоживанні ви-

никають напруження, які коливаються з частотою 0,3 Гц [41,42].

Результати експериментально-розрахункових досліджень засвідчують, що у випадку зародження корозійно-втомної тріщини та реалізації експлуатаційних умов, змодельованих експериментально ( $R=0,8$ ) розвиток тріщини від порогових ( $c_{th}$ ) до критичних ( $c_{cr}$ ) розмірів відбувається протягом незначного часового періоду  $\Delta T = 1,4$  років. Подальший розвиток тріщини спричинює розгерметизацію газопровідної труби, а за умови  $2a_c \geq 280$  мм - її катастрофічне руйнування [46].



- 1 – розвиток корозійно-механічного тріщиноподібного дефекту  $0 \leq c \leq c_{th} = 1,38$  мм за механізмом анодного розчинення;
- 2 – розвиток корозійно-втомної тріщини  $c_{th} \leq c \leq c_{cr} = 9,52$  мм;
- 3 – вихід тріщини на поверхню труби  $9,52$  мм  $\leq c \leq t = 18,7$  мм з наскрізним отвором  $2a_c \geq 280$  мм

**Рисунок 8 – Залежність зміни руйнівного тиску  $P_f$  газопровідної труби (МГ “Союз”), що містить зовнішню корозійно-втомну тріщину  $L=280$  мм, яка розвивається в її стінці під впливом пульсуючих асиметричних коливань ( $R=0,8$ ) частотою 0,3 Гц**

## Висновки

На прикладі магістрального газопроводу „Союз” досліджено потенційні умови зародження та розвитку корозійно-втомних тріщин а також встановлено розміри первинного джерела руйнування - наскрізної тріщини довжиною  $2a_c$ , за яких можливе лавинне руйнування газопроводу.

У повітряному середовищі початок розвитку макротріщини у експлуатованому металі настає за у 2,2 рази більшої глибини, ніж у аналогічного за формою дефекту в ґрунтовій воді, а умови її спонтанного виходу на поверхню - відповідно у 1,3 рази.

Виявлено відчутний вплив корозійного середовища на опір поширенню втомної тріщини у сталі 10Г2ФБ, оскільки діаграми циклічної корозійної тріщиностійкості експлуатованого металу газопроводу (рис. 4) характеризуються більшою крутизною порівняно із аналогічними діаграмами на повітрі. При цьому за однакової форми та продовговатості втомної тріщини швидкість її розвитку при асиметричному навантаженні ( $R = 0,8$ ) у ґрунтовій воді у 7 разів вища, ніж на повітрі.

Встановлено, що для магістрального газопроводу корозійно-механічні тріщиноподібні дефекти довжиною до 100 мм не становлять загрози катастрофічного руйнування труби як за в'язким, так і за крихким механізмом: можливе лише утворення свища.

Показано, що ділянки магістрального газопроводу, що містить корозійно-механічні тріщиноподібні дефекти з довжиною в інтервалі 300 мм – 1500 мм та глибиною понад 5,6 мм є практично непридатними для експлуатації і потребують ремонтно-відновлювальних робіт.

Вказано умови, за яких виникає потенціально можливість спонтанного руйнування газопровідної труби ( $D=1420$  мм,  $t=18,7$  мм), тобто встановлено критичні розміри наскрізної тріщини, за яких можливе її катастрофічне руйнування. Для досліджуваних систем у ґрунтовій воді та на повітрі величина наскрізних критичних розмірів рівна 280 мм та 420 мм відповідно.

Тривалість поширення таких дефектів (час їх розвитку – до 1,4 років) у стінці газопровідної труби від порогових до руйнівних розмірів є значно меншою від визначеного нормативними документами періоду їх діагностичного огляду (5 років).

Одержані в роботі результати та їх подальший розвиток сприятимуть запобіганню аварійних ситуацій, оптимізації ремонтно-відновлювальних робіт цих складних інженерних споруд та обґрунтуванню необхідності внесення змін у існуючі нормативні документи.

### **Література**

1. Магистральные трубопроводы. Строительные нормы и правила: СНиП 2.05.06-85\*.– [Действителен с 1996-11-10]. – М.: ВНИИСТ Миннефтегазостроя, 1997. – 47 с.
2. Иванцов О. М. Надежность магистральных трубопроводов / О. М. Иванцов, В. И. Харитонов. – М.: Недра, 1978. – 167 с.
3. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Функционирование и развитие сложных народно-хозяйственных, технических энергетических, транспортных систем, систем связи и коммуникаций. Раздел второй. – М.: МГФ „Знание”, 1998. – 416 с.
4. Андрейків О. Є. Механіка руйнування і довговічність матеріалів у водневмісних середовищах / О. Є. Андрейків, О. М. Гембара. – К.: Наук. думка, 2008. – 345 с.
5. Никифорчин Г. М. Розвиток і поширення підходів RIMAP в Україні / Г. М. Никифор-

чин, О. З. Студент // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2004. – Т. 40, № 5. – С. 123–124.

6. Toth L. RIMAP project – RIMAP NAS Network / L. Toth, H. Nykyforchyn // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2002. – Т. 38, № 4. – С. 136.

7. Ориняк І. В. Наукові і організаційні заходи впровадження ризик-аналізу в практику управління цілістю магістральних трубопроводів / І. В. Ориняк, М. В. Бородій, А. С. Батура // 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. 11-15.

8. 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. – 457 с.

9. Сивоконь І. С. Проблемы локальной коррозии трубопроводов и ее влияние на целостность трубопроводов / И. С. Сивоконь // Территория „Нефтегаз”. – 2008. – № 3. – С. 50–54.

10. Pipeline safety: Pipeline integrity management in high consequence areas (gas transmission pipelines) // Federal Register. Pt II. – Department of Transportation. 2003. 68, N 18. P. 4315.

11. Dzibuinski M. Metodyka ilosciowego scacowania ryzyku dla zagrozen zwiazanych z transportem substancji niebezpiecznych w rurowodach dalekosieznich / M. Dzibuinski, A. S. Markowski, M. Fratchak // Zarzadzanie ryzykiem w eksploatacji rurowodow: VII Krajowa konferencja techniczna: materiały konferencji. – Gdansk: Instytut Morza, 2004. – S. 9-18.

12. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением: СТО Газпром 2-2.3-173-2007. – Введ. 2008-31-01. – М.: ООО „ИРЦ Газпром” – 30 с. – (Стандарт организации. Инструкция).

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

14. Махненко В. И. Вероятностная методика ранжировки дефектов магистральных газопроводов для их ремонта без вывода из эксплуатации / В. И. Махненко, А. С. Миленин // Збірник наукових праць НУК. – Миколаїв: НУК, 2009. – №4 (427). – С. 3-12.

15. 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.

16. Махутов Н. А. Техническое диагностирование, неразрушающий контроль и оценка риска / Н. А. Махутов, В. Н. Панчиков, В. И. Иванов // 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. 317–321.
17. 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.
18. Красовський А. Я. Оцінка залишкового ресурсу трубопроводу, ушкодженого стрескорозією / А. Я. Красовський, І. В. Ориняк, І. В. Лохман // Трубопровідний транспорт. – 2011. – № 2 (68). – С. 18-21.
19. 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.
20. Грабовський Р. С. Встановлення ресурсних можливостей тривало експлуатованих нафтогазопроводів / Р. С. Грабовський // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2009. – № 2. – С. 145-152.
21. Рибаків А. О. Оцінка стану деформаційного старіння металу газопроводів при використанні сталі контрольованої прокатки / А. О. Рибаків, С. Є. Семенов, Л. В. Гончаренко // 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. 324-327.
22. Мазур І. І. Безопасність трубопроводних систем / І. І. Мазур, О. М. Иванцов – М.: Елима, 2004. – 703 с.
23. 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.
24. 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. – 378 с.
25. Грабовський Р. С. До оцінки катастрофічного руйнування трубопроводу з тріщиноподібними дефектами / Р. С. Грабовський, В. С. Лужецький // Наукові нотатки: міжвузівський збірник. – Луцьк: Луцьк. держ. техн. ун-т, 2006. – Вип. 19. – С. 56-63. – (напрямок „Інженерна механіка”).
26. Басиев К. Д. Стресс-коррозионные процессы в металле и сварных соединениях магистральных газопроводов / К. Д. Басиев, К. М. Дзиев // Территория „Нефтегаз”. – 2010. – № 12. – С. 30-33.
27. 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: материалы междунар. науч.-техн. конф., (Тюмень, 19-20 окт. 2011 г.). – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2011. – Т2 – С. 41-43.
28. Панасюк В. В. Механіка квазіхрупкого руйнування матеріалів / Панасюк В. В. – К.: Наук. думка, 1991. – 416 с.
29. Митрохин М. Ю. Анализ средств и технологий технического диагностирования и отбраковки труб при проведении капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов ОАО „Газпром” / М. Ю. Митрохин, И. И. Велиулин, А. Н. Касьянов [и др.] // Территория „Нефтегаз”. – 2010. – № 12. – С. 5-60.
30. Методика продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО „Газпром” СТО Газпром 2-3.5-252-2008. – Введ. 2009-04-15. – М.: ООО „ИРЦ Газпром” – 60 с. – (Стандарт организации).
31. Pluvina G. Pipe defect assessment based on limit analysis, failure assessment diagram and subcritical crack growth / G. Pluvina // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2006. – Т. 42, № 1. – С. 119-127.
32. DNV-RP-F1001: Corroded pipelines. – Det Norske Veritas. – 1999.
33. ASME B31G-1991. Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines. – New York, USA: The American Society of Mechanical Engineers, American National Standard Institute, 1991.
34. Choi J. B. Development of limit load solutions for corroded gas pipelines / J. B. Choi, V. K. Goo, J. C. Kima [et al.] // Int. J. Pressure Vessel and Piping. – 2003. – Vol. 80, №2. – P. 121–128.
35. Structural Integrity Assessment Procedures for European Industry (Final Procedure, 1999. Brite-Euram Project No BE95-1426). – Rotherham: British Steel, 1999.
36. R/H/R6 „Assessment of the Integrity of Structures Containing Defects”. – British Energy General Ltd, 4th edition, 2000.
37. Грабовський Р. С. Оцінка міцності газопроводу з корозійними дефектами / Р. С. Грабовський, І. М. Фартушок, Т. М. Горб'як [та ін.] // Наукові нотатки: міжвузівський збірник. – Луцьк: Луцьк. держ. техн. ун-т, 2008. – Вип. 21. – С. 35-43. – (напрямок „Інженерна механіка”).

38. 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: Сполом, 2009. – Том 11: Міцність і довговічність нафтогазових трубопроводів і резервуарів; під ред. Г. М. Никифорчина – 504 с.

39. Крижанівський Є. І. Методика оцінювання навантаження газопроводу внутрішнім тиском / Є. І. Крижанівський, О. С. Тараєвський, С. Й. Тараєвський // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2008. – № 1 (17). – С. 63-66.

40. Емельянов А. В. Оценка служебных характеристик спиральношовных труб для магистральных газонефтепроводов методами полномасштабных испытаний / А. В. Емельянов, В. И. Столяр, В. И. Казачков // Территория „Нефтегаз”. – 2010. – № 8. – С. 70-73.

41. 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.

42. 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.

43. Борисенко В. Коррозионное разрушение газопроводов / Владимир Борисенко, Юрий Нихаенко, Виктор Крикун // 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. 296-299.

44. 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.

45. Грабовський Р. С. Установка для испытаний конструкционных материалов на циклическую коррозионную трещиностойкость / Р. С. Грабовский, И. Н. Дмытрах, Я.Н. Пукас [и др.]. – М., 1989. – 8 с. – Деп. в ВИНТИ 10.11.89, №6768–В 89.

46. Грабовський Р. С. Оцінка ресурсних можливостей магистральних газопроводів із експлуатаційними дефектами / Р. С. Грабовський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – №4 (37). – С. 71-82.

47. Механика разрушения и прочность материалов: справ. пособ. в 4-х т. / под общ. ред. В. В. Панасюк. – К.: Наук. думка, 1988-1990.

48. Щербаков С. Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа / С. Г. Щербаков. – М.: Наука, 1982. – 207 с.

49. Фридман Я. Б. Механические свойства металлов. Механические испытания. Конструкционная прочность: в 2 т. / Я. Б. Фридман. – М.: Машиностроение, 1974. – Т.2. – 368 с.

50. Грабовський Р. До оцінки кінетики росту втомних тріщин в стінках трубопроводів / Р. Грабовський, В. Лужецький, Т. Горб'як // Машинознавство. – 2005. – №4 (94). – С. 7-10.

51. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность укрепления отверстий: ГОСТ 24755-89. – [Введ. 01.01.90] – М.: Госстандарт СССР, 1989. – 56 с. – (Государственный стандарт).

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*07.02.12*

*Рекомендована до друку професором*

*Г.М. Никифорчиним*