

ОЦІНКА РЕСУРСНИХ МОЖЛИВОСТЕЙ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ ІЗ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИМИ ДЕФЕКТАМИ

Р.С. Грабовський

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42353,
e-mail: no@nipg.edu.ua

Запропонована методика чисельної оцінки кінетики і зміни форми тріщиноподібних дефектів в процесі їх розвитку в стінках трубопроводів, а також методика оцінки величини руйнівного тиску для трубопроводів з корозійно-втомними тріщиноподібними дефектами. Розглянуті методики дозволяють інтерпретувати виявлені при технічній діагностиці поверхні газопроводу, тріщиноподібні (двовірні) і корозійно-втомні (тримірні) дефекти, а також прогнозувати можливість подальшої експлуатації трубопроводів.

Ключові слова: газопровід, експлуатаційне пошкодження металу, корозійно-механічний дефект, тріщиноподібний дефект, руйнівний тиск

Предложена методика численной оценки кинетики и изменения формы трещинообразных дефектов при их развитии в стенках трубопроводов, а также методика оценки величины разрушающего давления для трубопроводов с коррозионно-усталостными трещинообразными дефектами. Рассмотренные методики позволяют интерпретировать обнаруженные при технической диагностике поверхности газопроводов трещиноподобные (двухмерные) и коррозионно-усталостные (трехмерные) дефекты, а также прогнозировать возможность дальнейшей эксплуатации трубопроводов.

Ключевые слова: газопровод, эксплуатационное повреждение металла, коррозионно-механический дефект, трещинообразный дефект, разрушительное давление

The method of numerical assessment of kinetics and shape evolution of crack-like defects in wall of pipelines is proposed. The procedure of calculation of failure pressure for pipelines with corrosion fatigue crack-like defects is also presented. The considered methods allow the interpreting of detected two-dimensional crack-like defects and three-dimensional corrosion fatigue defects and also the forecasting of further exploitation of pipelines.

Keywords: gas pipeline, metal exploitation damage, corrosive-mechanical defect, crack-like defect, destructive pressure

Забезпечення надійної експлуатації найбільшої в Європі трубопровідної мережі для транспортування газу (~38 тис. км), значна частина якої (~55%) експлуатується понад 20 років [1, 2] має велике значення для економіки України.

У процесі експлуатації на магістральні газопроводи діють статичні, циклічні та динамічні навантаження і впливає корозивне середовище [3, 4]. Одночасна дія цих факторів прискорює процес деградації трубопроводів [5], який спричиняє утворення корозійних тріщиноподібних дефектів, їх розвиток та корозійно-втомне руйнування [6, 7], яке суттєво залежить від розмірів, форми, орієнтації дефекту та може призвести до катастрофічної аварійної ситуації і, як наслідок, до значних соціальних, екологічних та економічних втрат [8].

Аналіз аварійних ситуацій, які виникали на магістральних газопроводах у 2003–2007 роках, засвідчив, що характерною ознакою (причиною) таких руйнувань було утворення тріщиноподібних дефектів довжиною 0,6–3,0 м та глибиною 6–12 мм за механізмом корозійного розтріскування під напруженням внаслідок пошкодження захисного покриття труб, високої корозійної активності ґрунтів та порушенням режимів електрохімічного захисту на аварійних ділянках траси [2, 4, 8]. Крім того, в деяких випадках мала місце висока корозійна активність рідких та газоподібних продуктів транспортування (швидкість корозії – до 5 мм/рік), що є

особливо небезпечною в місцях згину труби, зварних швах та місцях з наявними експлуатаційними та технологічними дефектами [3, 4, 6] через суттєве прискорення в них (в десятки разів) локальних корозійних процесів [2, 4]. Також суттєвим виявився вплив добових коливань робочого тиску в газопроводах, що у поєднанні із дією експлуатаційного середовища спричиняло зародження та розвиток тріщиноподібних дефектів у стінках труб за механізмом корозійної втоми [3].

Результати діагностичного дослідження технічного стану 25% магістральних газопроводів державної компанії „Укртрансгаз” за допомогою інтелектуального поршня фірми „Rozen” показали, що втрата (винос) понад 60% металу становить 0,9% від усіх випадків, винос 41–60% металу – 5% випадків, а винос 20–40% металу 45,5% випадків. Дефекти зварних швів становлять 28,8% випадків, дефекти основного металу – 11,1% випадків і некласифіковані дефекти – 7% від усіх випадків [8].

Оскільки щорічно магістральними газопроводами України транспортується до 120 млрд. м³ російського газу, що забезпечує значні валютні надходження [1], підвищення надійності експлуатації таких газопроводів є актуальною науково-технічною проблемою.

З метою запобігання аварійним ситуаціям у процесі експлуатації магістральних газопроводів проводять їх технічне діагностування методами неруйнівного контролю. В результаті

виявляють ділянки газопроводу, що містять як експлуатаційні (рис. 1), так і технологічні дефекти, визначають їх розміри та розташування на зовнішній або внутрішній поверхнях газопроводу з метою подальшої оцінки їх впливу на ресурсні можливості газопроводу.



Рисунок 1 – Експлуатаційний дефект на зовнішньому боці труби

Усебічну оцінку впливу розмірів (глибини, довжини, ширини та гостроти (радіуса концентратора), виявлених засобами діагностування експлуатаційних та технологічних корозійних та корозійно-механічних дефектів, проводять з врахуванням впливу в'язкої або крихкої складової руйнування [9-14]. Причому для оцінки впливу на процес руйнування дефектного трубопроводу крихкої складової [12-14] використовують характеристики опору сталі крихкому руйнуванню – ударну в'язкість KCV , критичний коефіцієнт інтенсивності напружень K_{Ic} та статичну тріщиностійкість J_{Ic} .

Однак дані підходи не враховують можливого процесу розвитку (поширення) даних дефектів у часі, тобто з їх допомогою не можна встановити терміну подальшої безпечної експлуатації газопроводу.

В роботі [15] дано оцінку процесові руйнування металу трубопроводу, що зазнає як впливу тривалих асиметричних втомних навантажень, так і впливу корозійних середовищ. Використовуючи підходи механіки руйнування для випадку домінуючого впливу крихкої складової руйнування, встановлено, що даному процесу притаманна певна стадійність, яка характеризується:

– на першій стадії – зародженням поверхневої корозійно-втомної тріщини, тобто досягненням нею загального (пітинг + тріщина) лінійного розміру порядку $a=100\pm 10$ мкм, який, розвиваючись, переростає в макротріщину з пороговим розміром c_{th} завдяки електрохімічній корозії, активованій механічними напруженнями, рівень яких у вершині корозійної тріщини наприкінці першої стадії, досягає порогового значення коефіцієнта інтенсивності навантажень K_{th} .

– на другій стадії за домінуючої участі механічного чинника – розвитком макротріщини під впливом асиметричних циклічних наванта-

жень ΔK_I , що діють в трубі і змінюються в діапазоні $K_{th} \leq \Delta K_I < K_{Ic}$, до критичних розмірів $2a_c$. Слід зауважити, що довговічність трубопровідних систем з наявними корозійними макротріщинами визначається законами залежності їх розвитку під впливом втомних навантажень [6, 7], які представляють у вигляді діаграм циклічної корозійної тріщиностійкості, що є залежностями швидкості росту тріщини від коефіцієнта інтенсивності напружень K_I . Такі діаграми розміщені вздовж осі абсцис між двома його граничними значеннями: нижнім пороговим K_{th} , яке відповідає значенню K_I , за якого не відбувається зростання корозійно-втомної тріщини, і верхнім K_{Ic} , яке відповідає значенню K_I , за якого настає спонтанне (катастрофічне) зростання тріщини. Вони визначаються експериментальним шляхом, мають вигляд S-подібної кривої і складаються з трьох ділянок: низько- та високоамплітудної, де невеликі зміни величини коефіцієнта інтенсивності напружень викликають значне збільшення швидкості росту тріщини, а також середньоамплітудної, яка аналітично описується залежністю Паріса [1]:

$$dc/dN = da/dN = C(\Delta K_I)^n, \quad (1)$$

де: C, n – експериментально визначені характеристики матеріалу, які залежать від його властивостей і умов випробування;

$\Delta K_I = (K_{max} - K_{min})$ – розмах коефіцієнта інтенсивності напружень циклу; K_{max} і K_{min} – відповідно найбільше і найменше значення коефіцієнта інтенсивності напружень циклу.

Друга стадія завершується утворенням наскрізної тріщини в стінці труби (прорив труби).

– на третій стадії – катастрофічним (неконтрольованим) поширенням тріщини вздовж твірної труби. Такий розвиток тріщини в деформованому тілі вперше вивчався Гріфітсом на початку 20-х років минулого століття [15, 16]. Всередині ХХ століття Дж. Ірвіном запропоновано силовий підхід до вивчення початку поширення тріщин в деформованому тілі. Критерій Ірвіна для тріщин нормального відриву полягає в тому, що коефіцієнт інтенсивності напружень K_I у околі вершини тріщини в момент її локального росту вважається рівним деякій константі матеріалу K_{Ic} , тобто критерій граничної рівноваги тіла з тріщиною має вигляд:

$$K_I = K_{Ic}. \quad (2)$$

Величина K_{Ic} характеризує опір матеріалу поширенню у ньому тріщини при квазістатичному збільшенні навантаження і є константою матеріалу в заданих умовах випробування.

На даний час існує багато методичних підходів до обґрунтування експлуатаційної надійності та довговічності магістральних газопроводів, що містять технологічні та експлуатаційні дефекти [3, 4, 17-19].

В роботі [18] запропонована методика чисельної оцінки кінетики та зміни форми тріщиноподібних дефектів в процесі їх розвитку в стінці труби, що дає змогу прогнозувати особливості їх руйнування в експлуатаційних умовах.

Методичні засади оцінки міцності газопроводів з наявними дефектами, у випадку домінуючого впливу в'язкої (пластичної) складової руйнування ґрунтуються на постулаті, що руйнування газопроводів відбувається за в'язким механізмом з повільним пластичним розкриттям тріщини в дефектах, що виникають під час експлуатації. Основним параметром, який характеризує процес пластично-в'язкого руйнування газопроводу, є руйнівний тиск, який визначається на підставі або натурних випробувань труб з корозійно-механічними дефектами [20, 21], або розрахунковим шляхом на підставі аналітичних залежностей різного типу [10, 11, 22].

Водночас, оцінка експлуатаційних можливостей трубопроводів з виявленими дефектами ґрунтується на двокритеріальному підході, який, беручи до уваги процес пластично-в'язкого руйнування газопроводу, враховує можливість його крихкого руйнування [12-14].

Таким чином, для усебічної оцінки ресурсних можливостей тривало експлуатованих магістральних газопроводів необхідно володіти даними про:

- умови поверхневого тріщиноутворення при циклічному деформуванні та процес виникнення та формування макротріщин;
- порогову глибину (c_{th}) та форму (c/a , глибину та довжину) корозійно-втомної макротріщини (дефекту);
- механічні характеристики деградованого металу газопровідної труби (σ_B , $\sigma_{0,2}$);
- процес розвитку корозійно-втомної макротріщини у стінці труби (діаграма циклічної корозійної тріщиностійкості);
- критичний коефіцієнт інтенсивності напружень у вершині макротріщини (K_{Ic}).

В роботі, на прикладі магістрального газопроводу „Долина – Ужгород – державний кордон II”, який експлуатується протягом 33 років за максимального робочого тиску газу $P_p \approx 7,5$ МПа з наявними експлуатаційними корозійно-втомними дефектами, на основі вищезгаданих методик [18, 19] здійснено оцінку його ресурсних можливостей за умови, що визначальним чинником руйнування трубопроводу є розвиток корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів, визначено допустимі та критичні розміри тріщиноподібних дефектів, величину руйнівного тиску P_f , а також число циклів навантаження $[N]$ (час безпечної експлуатації).

1. Об'єкт та методична процедура досліджень та розрахунків

Об'єктом розгляду є труба з зовнішнім діаметром D та товщиною стінки t , яка містить схематизований зовнішній дефект довжиною L та глибиною c , розташований у напрямку, паралельному до її осі (рис. 2). Труба заповнена робочим середовищем під тиском $P=P_p$.

Процеси розвитку корозійно-втомних макротріщин під впливом діючих в трубі асиметричних циклічних навантажень ΔK_I , використовуючи відому методику [16, 23, 24] та дослідну

установку [25] (рис. 3, а) для дослідження закономірностей розвитку втомної тріщини в трубопровідних сталях при їх циклічному деформуванні в робочих корозійних середовищах, вивчали на призматичних зразках (рис. 3, б).

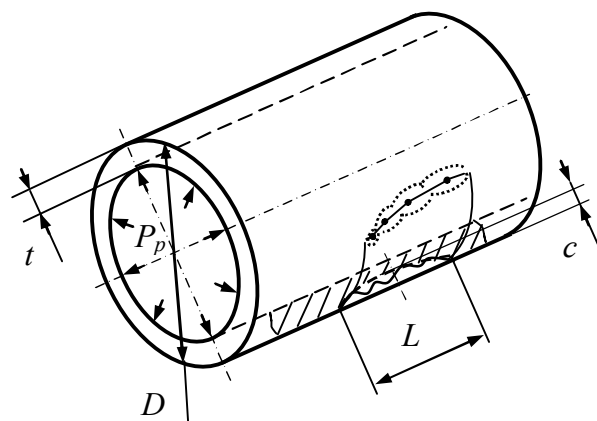
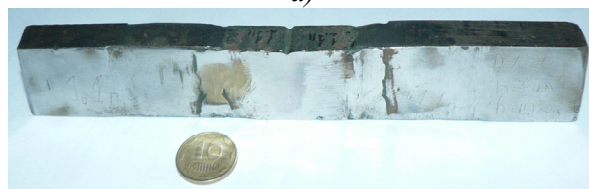


Рисунок 2 – Схематичне представлення корозійного дефекту в стінці труби



а)



б)

Рисунок 3 – Загальний вигляд установки (а) та зразка (б) для дослідження процесів розвитку втомної тріщини в трубах магістрального газопроводу „Долина – Ужгород – ДК II” ($T=25^{\circ}\text{C}$)

Механічні характеристики сталей визначались за стандартною процедурою [26] випробувань циліндричних зразків на розтяг.

2. Результати досліджень та їх обговорення

Випробування неексплуатованого та експлуатованого (33 роки) металів магістрального газопроводу „Долина – Ужгород – державний кордон II”, виготовленого із сталі 10Г2ФБ, на циклічну корозійну тріщиностійкість, проводили на спеціальному експериментальному обладнанні [25] 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 $R\approx 0,8$. Робоче середовище – ґрунтова вода (моделльне середовище – 0,1% розчин NaCl pH 6,5), температура середовища була постійною – $T=25^\circ\text{C}$.

Результати випробувань представляли у вигляді діаграм циклічної тріщиностійкості (рис. 4) – графічних залежностей швидкості росту втомної тріщини dc/dN від розмаху коефіцієнта інтенсивності напружень ΔK_I в околі вершини тріщини [16, 23, 24, 27].

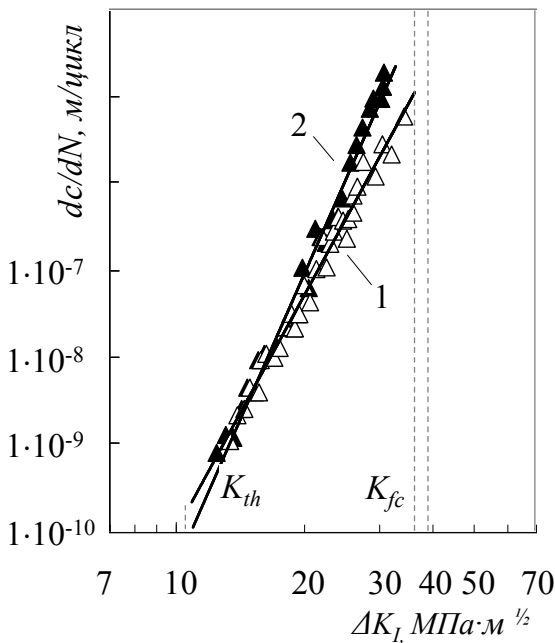


Рисунок 4 – Вплив ґрунтової води на діаграми циклічної тріщиностійкості для нового (1) та експлуатованого (2) металу (сталь 10Г2ФБ) магістрального газопроводу „Долина – Ужгород – ДК II” ($T=25^\circ\text{C}$)

Для вказаних вище умов випробувань сталі 10Г2ФБ, в таблиці 1 наведені значення констант у степенеvій залежності [23, 28], що аналітично описує середньоамплітудну ділянку одержаних діаграм циклічної тріщиностійкості металу трубопроводу. Тут також подані відповідні значення порогового (ΔK_{th}) та критичного (K_{fc}) коефіцієнтів інтенсивності напружень [23, 27].

Таблиця 1 – Характеристики циклічної тріщиностійкості сталі 10Г2ФБ

Система „матеріал – середовище”	n	C , м/цикл \times (МПа \cdot м) $^{1/2-n}$	ΔK_{th} , МПа \cdot м $^{1/2}$	K_{fc} , МПа \cdot м $^{1/2}$
Неексплуатована сталь – ґрунтова вода	8,98	$1,00 \cdot 10^{-19}$	10,19	39,21
Експлуатована сталь – ґрунтова вода	11,12	$3,20 \cdot 10^{-22}$	8,94	36,71

За результатами експериментальних досліджень (табл. 1) згідно з методикою чисельної оцінки кінетики та зміни форми тріщиноподібних дефектів у процесі їх розвитку в стінках трубопроводів [18] був здійснений розрахунок кінетики розвитку тріщиноподібних дефектів у стінці труби магістрального газопроводу „Долина – Ужгород – державний кордон II” для системи „Експлуатована сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода”.

Під час розрахунку кінетики розвитку тріщини за базу вибирали її ріст в глибину стінки, тобто в напрямку півосі c , вважаючи, що пороговий розмір тріщини c_{th} визначається пороговим значенням коефіцієнта інтенсивності напружень ΔK_{th} з формули (3).

$$c_{th} = \frac{(\Delta K_{th})^2}{(\Delta \sigma)^2 \cdot \pi \cdot f(c/a; c/t; \Theta)}, \quad (3)$$

де: $\Delta \sigma$ – розмах розтягувальних напружень за цикл навантаження: $\Delta \sigma = (\Delta p \cdot d)/2t$; Δp – зміна тиску робочого середовища в трубопроводі за цикл навантаження; d – внутрішній діаметр труби; t – товщина стінки труби; $f(c/a; c/t; \Theta)$ – функція, яка залежить від форми (c/a) та глибини тріщини (c/t) та кута від малої осі напівеліптичної тріщини (θ) [15].

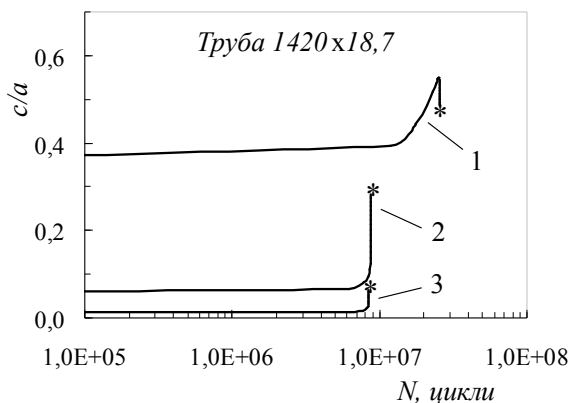
Розрахунок проводили, припускаючи, що тріщина розвивається стрибкоподібно з деяким постійним кроком $\Delta c=0,5$ мм. У ході розрахунку діапазон зміни глибини тріщини складав: $c_{th} \leq c \leq 0,8 t$, де t – товщина стінки труби. За пороговий розмір тріщини вважали величину c_{th} , яку визначали з формули (3) за умови, що $\Delta K_I = \Delta K_{th}$ в напрямку осі c при $\theta=0^\circ$ із заданою напівеліптичною формою c_{th}/a_0 можливого фронту тріщини. Число циклів навантаження N_{th} , яке відповідало пороговим розмірам корозійної тріщини c_{th}/a_0 , вважали пороговим.

За результатами обчислень визначали порогові та руйнівні розміри напівеліптичної тріщини в залежності від її початкових розмірів та початкової форми (c_{th}/a_0) та умов експлуатації. Також визначали порогове число циклів навантаження (N_{th}) та число циклів навантаження до досягнення катастрофічного руйнування (N_p) труби, враховуючи особливості розвитку тріщини в ґрунтовій воді (ГВ).

Руйнівним розміром напівеліптичної тріщини вважали величину $c_p=0,8 t$ [9, 12] і, відпо-

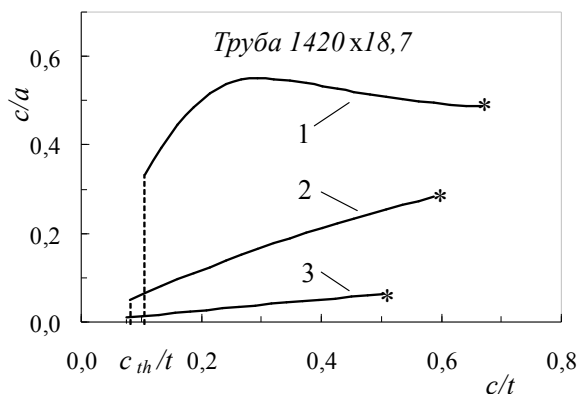
Таблиця 2 – Характеристики кінетики поширення напівеліптичної тріщини в стінках магістрального газопроводу „Долина – Ужгород – державний кордон II”

Система „матеріал – середовище”	c_{th}/a_0	c_{th} , мм	N_{th} , цикли	N_p , цикли	T_p , роки	$(c/a)_p$	$2a_p$, мм	$2a^*$, мм
Експлуатована сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода	1/3	2,54	$1,18 \cdot 10^7$	$2,56 \cdot 10^7$	1,46	0,487	51,3	72,1
Експлуатована сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода	1/20	1,50	$6,23 \cdot 10^6$	$8,79 \cdot 10^6$	0,27	0,283	77,8	96,4
Експлуатована сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода	1/100	1,41	$6,28 \cdot 10^6$	$8,38 \cdot 10^6$	0,22	0,120	297,4	315,6



1 – $(c/a)_0=1/3$; 2 – $(c/a)_0=1/20$; 3 – $(c/a)_0=1/100$.

Рисунок 5 – Зміна форми тріщини (c/a) від числа циклів навантаження N при випробуваннях експлуатованого металу в ґрунтовій воді



1 – $(c/a)_0=1/3$; 2 – $(c/a)_0=1/20$; 3 – $(c/a)_0=1/100$.

Рисунок 6 – Зміна форми тріщини (c/a) при її розвитку по глибині (c/t) стінки труби магістрального газопроводу при випробуваннях експлуатованого металу в ґрунтовій воді

відну заданому початковому співвідношенню півосей c_{th}/a_0 можливого фронту тріщини, величину $2a_p$, або глибину напівеліптичної тріщини c_p , за якої діючий в трубі робочий тиск призводить до її руйнування. Число циклів навантаження N_p , яке відповідало розмірам руйнівної тріщини $(c/a)_p$, вважали критичним.

На основі розрахунку кінетики розвитку тріщини в стінках газопроводу в залежності від початкової форми утвореного дефекту визначали можливі розміри наскрізної тріщини $2a^*$.

Було розглянуто найбільш характерні випадки форми початкових тріщин, які виявляються методами неруйнівного контролю під час діагностичного огляду трубопроводів [15]: перший – при $(c/a)_0=1/3$ відтворює тріщиноподібний дефект у вигляді корозійної виразки, інші – $(c/a)_0=1/20$, $(c/a)_0=1/100$ (так звані множинні тріщиноподібні дефекти [12]), відповідають корозійному пошкодженню типу борідки.

Результати обчислень подані у вигляді табличних даних (табл. 2), графічних залежностей зміни форми тріщини від числа циклів навантаження N (рис. 5) та зміни форми тріщини (c/a) в процесі її розвитку у глибину (c/t) стінки труби магістрального газопроводу (рис. 6).

Так, в стінці експлуатованої труби кількість циклів, необхідна для утворення тріщиноподібного дефекту у вигляді корозійної виразки

($c_{th}/a_0=1/3$) удвічі більша, ніж для труби, що містить множинні тріщиноподібні дефекти ($1/20 \leq c_{th}/a_0 \leq 1/100$), кількість циклів, необхідна для утворення яких, практично однакова.

Горизонтальні ділянки (рис. 6) на кривих відображають процес виникнення та формування макротріщини, а вертикальні ділянки – процес її прискореного розвитку, що призводить до катастрофічного руйнування труби.

Реальні газопроводи працюють у нестационарному режимі. Під час експлуатації такого газопроводу у ньому виникають напруження, які коливаються з частотою 0,3 Гц [3, 6, 29].

Аналіз одержаних результатів обчислень дає підстави зробити висновок, що із збільшенням довжини тріщиноподібного дефекту за меншої глибини дефекту (рис. 7) у трубі магістрального газопроводу формуються умови його спонтанного, неконтрольованого виходу на зовнішню поверхню труби ($2a^*$) і, як наслідок, втрату герметичності (утворенням свища), причому час розвитку T_p таких дефектів у стінці газопровідної труби від порогових c_{th}/a_0 до руйнівних розмірів $(c/a)_p$ скорочується в 5,4-6,6 рази.

Таким чином, під час експлуатації магістральних газопроводів множинні тріщиноподібні дефекти типу корозійної борідки є більш небезпечними.

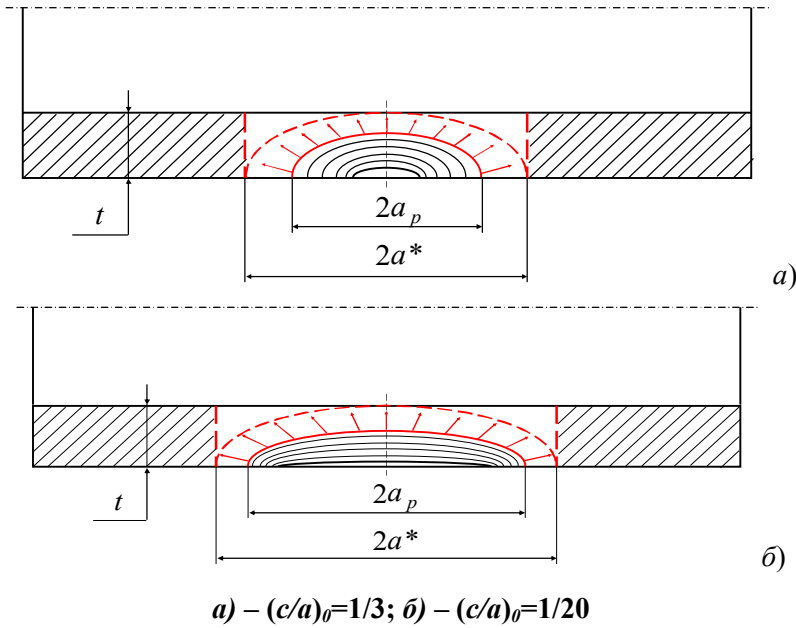


Рисунок 7 – Схематичне представлення розвитку тріщини в стінці труби при випробуваннях експлуатованого металу в ґрунтовій воді:

Таким чином, у результаті поширення за корозійно-втомним механізмом тріщина, пройшовши всі стадії свого розвитку, виходить на поверхню труби, утворюючи наскрізний дефект (рис. 8). З практики експлуатації газопроводів відомі випадки, коли тріщина, виходячи на поверхню труби, поширюється вздовж її осі [7, 29]. В даному випадку оцінку можливої реалізації крихкого руйнування труби при утворенні в ній наскрізних тріщин здійснювали за формулою (4) для визначення коефіцієнта інтенсивності напружень K_I у вершині наскрізної поздовжньої тріщини для циліндричної оболонки під дією внутрішнього тиску [27]:

$$K_I = F_I \cdot \sigma_p \cdot \sqrt{a_c}, \quad (4)$$

де: F_I – відома [27] функція відносної глибини тріщини (c/t) для циліндричної оболонки з довільно розміщеною тріщиною під дією внутрішнього тиску;

σ_p – максимальні розтягувальні напруження, $\sigma_p = p_{max} \cdot R/t$,
 a_{K_I} – півдовжина наскрізної тріщини.

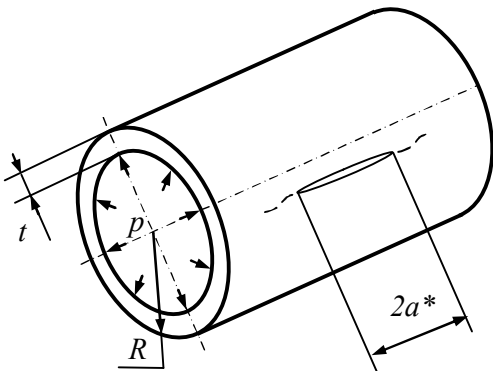


Рисунок 8 – Схематичне представлення наскрізного тріщиноподібного дефекту в стінці труби

Так, за умови $K_I = K_{Ic}$ критичні розміри тріщини становитимуть:

$$a_c = \left(\frac{K_{Ic}}{F_I \cdot \sigma_p} \right)^2. \quad (5)$$

Значення довжини тріщини $2a_c$, за якого починається процес спонтанного поширення тріщини вздовж осі труби, вважали критичним.

Потенційну оцінку реалізації крихкого руйнування труби при утворенні в ній наскрізних тріщин здійснили шляхом порівняння наскрізних розмірів корозійно-механічних тріщин в стінці трубопроводу $2a^*$ з розрахованими за формулою (5) руйнівними її розмірами $2a_c$.

Підсумкові результати цих обчислень наведені у таблиці 3. Слід зауважити, що початкова форма тріщиноподібних дефектів, які виникають в магістральному газопроводі, впливають на кінетику поширення (рис. 7), а, отже, і на розміри наскрізної тріщини $2a^*$.

Таблиця 3 – Наскрізні $2a^*$ та критичні $2a_c$ розміри корозійно-механічних тріщини магістрального газопроводу „Долина – Ужгород – державний кордон II”, розміщеними у поздовжньому напрямку

Система „матеріал-середовище”	$(c/a)_0$	$2a^*$, мм	$2a_c$, мм
„Сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода”	1/3	72,1	280,6
	1/20	96,4	280,6
	1/100	315,6	280,6

Одержані результати представлені у вигляді графічних залежностей (рис. 9) між початковою формою напівеліптичних тріщини (c/a_0) та довжиною наскрізної тріщини $2a_0$ при випробуваннях у ґрунтовій воді для експлуато-

ваного металу (сталь 10Г2ФБ) магістрального газопроводу. Вони свідчать, що для даної системи „матеріал – середовище” існує така початкова форма тріщиноподібного дефекту $(c/a)_0^*$, при якій існує можливість спонтанного руйнування труби магістрального газопроводу. Справа від вертикальної лінії $2a_c$ на рис. 9 ($(c/a)_0^* = 1/87$) для розглядуваної системи „матеріал – середовище” розміщена область катастрофічного руйнування труби магістрального газопроводу „Долина – Ужгород – державний кордон II” у випадку утворення з такого дефекту наскрізної тріщини.

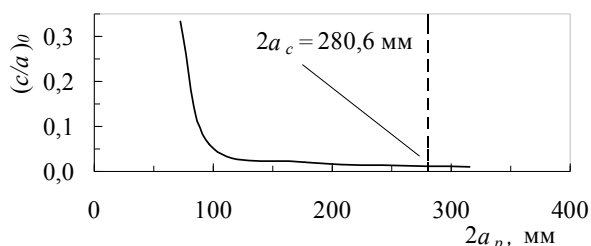


Рисунок 9 – Взаємозв'язок між початковою формою напівеліптичних тріщини $(c/a)_0$ та довжиною наскрізної тріщини $2a_0$ при випробуваннях у ґрунтовій воді для експлуатованого металу (сталь 10Г2ФБ) магістрального газопроводу

Проведена оцінка потенційної реалізації крихкого руйнування експлуатованої труби газопроводу при утворенні в ній наскрізної тріщини вказує на можливість спонтанного руйнування в досліджуваних корозійних середовищах, за умови наявності в них тріщиноподібних дефектів у вигляді корозійної борідзки із співвідношенням півосей $(c/a)_0 = 1/100$, оскільки наскрізні розрахункові розміри корозійно-механічних тріщин в стінці газопроводу $2a^*$ для системи „експлуатований метал – ґрунтова вода” є відповідно на 13% більшими від критичних розмірів ($2a_c = 280,6$ мм), для яких в її верхині виконується умова $K_I > K_{Ic}$.

Таким чином, із використанням підходів механіки руйнування [18, 27] проведено потенційну оцінку реалізації крихкого руйнування труби газопроводу при утворенні в ній наскрізної тріщини, яка може слугувати підставою для моніторингу виявлених при діагностичному огляді магістрального газопроводу корозійно-механічних дефектів.

Водночас засобами технічної діагностики, крім тріщиноподібних (двовимірних) дефектів, виявляються також і тривимірні (корозійні) дефекти із плавними переходами по товщині.

Наявність інтенсивних корозійних пошкоджень у вигляді корозійних виразок (рис. 1), що свідчить про високу корозійну активність ґрунтової води. Розвиток вглиб корозійних виразок відбувався за механізмом електрохімічного розчинення металу труби [2-4] з одночасним впливом діючих експлуатаційних асиметричних циклічних напружень [8, 9]. Відомо [7], що одним з параметрів, який визначають при електрохіміч-

ному моніторингу корозійного стану магістральних газопроводів, є швидкість ґрунтової корозії металу труб, яка змінюється в діапазоні $1 \cdot 10^{-5} - 5$ мм/рік.

Натурні випробування труб з такими множинними корозійними дефектами засвідчують [20, 21], що руйнування відбувається за в'язким механізмом з повільним пластичним розкриттям тріщин у дефектах після їх виникнення. У цьому випадку для оцінки міцності газопровідних труб з наявними корозійними дефектами застосовувати методи лінійної механіки руйнування не завжди коректно.

Розрахунки на міцність дефектних газопроводів у такому випадку проводять методами механіки деформованого твердого тіла, схематизуючи виявлені множинні корозійні дефекти (рис. 2) [12, 31], а також на основі прийнятих норм, стандартів та методик [9, 10, 11, 22]. На їх основі оцінюють ступінь ризику та можливість подальшої експлуатації магістрального газопроводу.

Так, наприклад, згідно з норвезькими нормами DNV RP-F101 [11], які є найпоширенішими серед європейських стандартів, руйнівний тиск для трубопроводів з корозійними дефектами визначається за залежністю:

$$P_f = \frac{2\sigma_B \cdot t}{D - 2t} \cdot \left[\frac{1 - (c/t)}{1 - \frac{(c/t)}{q}} \right], \quad (6)$$

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

Розрахунок внутрішнього руйнівного тиску P_f для газопроводів (6), що містять на зовнішній поверхні експлуатованої труби множинні осьові корозійно-втомні дефекти загальною довжиною L та максимальною глибиною c , базується на даних про газопровідну трубу (D, t) та характеристики міцності матеріалу труби (σ_B). У нашому випадку, для сталі 10Г2ФБ, яка експлуатовалась протягом 33 років, границя міцності, визначена експериментальним шляхом, становить $\sigma_B = 623,5$ МПа.

Можливість подальшої експлуатації газопроводу проводили за прийнятою та європейською методикою SINTAP [13, 14, 31], в основі якої лежить оцінка допустимої глибини корозійно-втомного тріщиноподібного дефекту $[c]$ в трубі, для якої коефіцієнт запасу міцності S_r (коефіцієнт безпеки), що є відношенням максимального робочого (P_p) до розрахованого руйнівного (P_f) тиску, становить

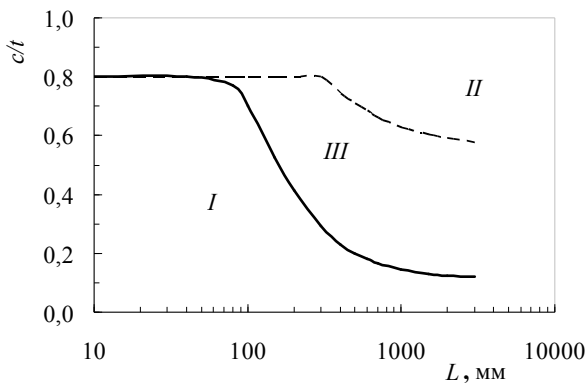
$$S_r = \frac{P_p}{P_f}. \quad (7)$$

Згідно з процедурою SINTAP [13, 14, 31] безпечними (пороговими) вважалися такі гранично допустимі розміри дефектів, наявність яких не впливала на безпечну експлуатацію газопроводу, тобто коефіцієнт запасу міцності S_r був меншим за 0,5. Недопустимими (критич-

ними) вважалися дефекти, розміри яких не дозволяли експлуатацію газопроводу, тобто, згідно процедури SINTAP, коефіцієнт запасу міцності S_r був більшим за 1,0.

Розглядалися дефекти довжиною від 10 мм до 1500 мм. Початкова розрахункова глибина дефекту становила 10% від товщини стінки труби, а максимально допустима глибина дефекту [7, 9, 12] — 80% товщини стінки трубопроводу. Руйнівний тиск (6) визначався з кроком, який становив 10% від товщини стінки труби.

Результати проведених за методикою [13, 14, 31] розрахунків, представлених на рис. 9 у вигляді графічної залежності відносної глибини дефекту c/t від його довжини L , дозволяють оцінити специфічну мінімальну границю течучості для трубопроводу з різним співвідношенням дефекту та його максимального розміру.



суцільні лінії – $S_r=0,5$;
пунктирні лінії – $S_r=1,0$

Рисунок 10 – Залежності відносної глибини дефекту в газопроводі від його довжини, розраховані згідно з норвезькими нормами DNV RP-F101 [11]

Отримані графічні залежності дають можливість встановити області дозволених (I, суцільні криві 2) і недозволених (II пунктирні криві 2) експлуатаційних дефектів газопроводу та перехідну область III (розміщену між суцільними та пунктирними кривими 2), у якій експлуатація газопроводу без проведення ремонтних робіт з ліквідації наявних дефектів можлива лише за умови зменшення робочого тиску.

Так, корозійно-втомні тріщиноподібні дефекти довжиною до 100 мм та глибиною до $c/t=0,8$ [9] є допустимими і не складають загрози в процесі експлуатації газопроводу.

Однак вищезгадані підходи не враховують часовий фактор розвитку корозійних дефектів під впливом пульсуючого в газопроводі тиску.

В роботі [19] запропоновано методику, яка враховує розвиток (швидкість поширення $V=dc/dT$) корозійно-втомних дефектів та тривалість (час T) експлуатації газопроводу.

У цьому випадку руйнівний тиск P_f для газопроводів, що містять на зовнішній поверхні труби осьові корозійно-втомні дефекти, визначається за залежністю:

$$P_f = \frac{2\sigma_B \cdot t}{D - 2t} \cdot \frac{1 - \left(c_0 + \frac{dc}{dT} T^* \right) / t}{1 - \left(c_0 + \frac{dc}{dT} T^* \right) / t \cdot q}, \quad (8)$$

де T^* – планований час експлуатації газопроводу після останнього діагностичного огляду.

Оцінку експлуатаційних можливостей газопроводу проводили за прийнятими вітчизняними [9, 12] та європейською методиками SINTAP [13, 14, 31].

Зауважимо, що запропонований у СНиП [9] та ВБН [12] інтегральний коефіцієнт надійності газопроводу визначається за формулою

$$k = \frac{k_1 \cdot k_H}{m}, \quad (9)$$

де згідно з СНиП [9]:

k_1 – коефіцієнт надійності за матеріалом;
 k_H – коефіцієнт надійності за призначенням;

m – коефіцієнт умов роботи.

У нашому випадку коефіцієнти мають такі значення:

$$1,34 \leq k_1 \leq 1,55;$$

$$k_H = 1,15 \quad (D=1420 \text{ мм}, P=7,5 \text{ МПа});$$

$$m = 0,9.$$

Таким чином, інтегральний коефіцієнт надійності газопроводу змінюється у межах $1,7 \leq k \leq 2,0$ і практично рівний коефіцієнту безпеки згідно SINTAP ($k=I/S_r$).

Основними параметрами, за якими оцінюють корозійний стан магістральних газопроводів [32], є рівень механічного навантаження у стінці газопроводу та корозійна агресивність ґрунтових вод (швидкість корозії металу труби). Дані параметри суттєво впливають на розміри корозійно-втомних дефектів.

Використовуючи формулу (8), розраховали руйнівний тиск P_f для двох характерних випадків розвитку корозійно-втомних дефектів у газопроводах. Для випадку середньої (0,10 мм/рік [32]) та високої (0,38 мм/рік [7]) корозійної агресивності середовища.

При розрахунку руйнівного тиску P_f вважали, що початковий тріщиноподібний корозійно-втомний дефект розвивається лише в глибину з деякою постійною швидкістю dc/dT , а його довжина L_0 при цьому залишається незмінною. Тут розглядали (табл. 4), весь спектр виявлених при діагностичному огляді газопроводів корозійних дефектів довжиною від 100 мм до 1500 мм [7].

Таблиця 4 – Вихідні дані для розрахунків

L_0 , мм	c_0/t	$V_i=dc/dT$, мм/рік
100	0...0,8	0,10...0,38
300		
500		
1500		

Результати обчислень подані у вигляді залежностей руйнівного тиску P_f від глибини виявленого корозійно-втомного дефекту c_0 та пла-

Таблиця 5 – Допустимі розміри тріщиноподібних дефектів [с] газопроводу згідно з нормами SINTAP [13, 14, 31] для $S_f=0,5$ при $V_1=0,10$ мм/рік та $V_2=0,38$ мм/рік

L_0 , мм	V_i , мм/рік	[с], мм							
		$T^*=5$ років	$T^*=10$ років	$T^*=15$ років	$T^*=20$ років	$T^*=25$ років	$T^*=30$ років	$T^*=35$ років	$T^*=40$ років
100	0,10	12,08	11,69	11,33	10,97	10,25	9,61	9,05	8,55
	0,38	11,15	8,53	7,30	4,95	-	-	-	-
300	0,10	4,82	4,36	3,92	3,42	2,85	2,32	1,80	1,31
	0,38	3,55	1,50	-	-	-	-	-	-
500	0,10	3,21	2,68	2,16	1,65	1,17	0,69	0,23	-
	0,38	1,75	-	-	-	-	-	-	-
1500	0,10	1,95	1,46	0,96	-	-	-	-	-
	0,38	1,27	-	-	-	-	-	-	-

нованого часу експлуатації газопроводу T^* після останнього діагностичного огляду (рис. 11). Руйнівний тиск для газопроводу без дефектів становить 16,9 МПа. Для розглянутих випадків труби магістрального газопроводу з різною початковою довжиною зовнішнього корозійно-втомного дефекту L_0 руйнівний тиск суттєво знижується зі зростанням глибини дефекту c_0 , а також збільшенням запланованого можливого терміну експлуатації. Очевидно також, що зростання швидкості розвитку дефектів dc/dT відчутно впливає на можливий термін експлуатації газопроводів.

Крім цих результатів, за європейськими нормами SINTAP [13, 14, 32], визначали допустиму глибину корозійно-втомних дефектів [с].

Одержані при $S_f=0,5$ дані (табл. 5) вказують на те, що множинні корозійні дефекти довжиною до 100 мм та глибиною до 8,5 мм дають змогу безпечно експлуатувати газопровід на протязі 40 років. В той же час збільшення швидкості розвитку аналогічного дефекту ($V_2=0,38$ мм/рік) за рахунок корозійно-втомної складової робить безпечною експлуатацію магістрального газопроводу з допустимим дефектом глибиною 5 мм протягом 20 років.

Водночас очевидним є те, що із збільшенням розміру L_0 зовнішні дефекти стають більш небезпечними, оскільки призводять до суттєвого пониження значень руйнівного тиску P_f і пов'язаної з ним допустимої глибини тріщиноподібних дефектів [с] (табл. 5). При цьому потенційний розвиток дефектів за механізмом корозійного розтріскування [2, 4] чи корозійної втоми посилює небезпеку руйнування труби і виникнення аварійної ситуації [3, 6]. Газопровід, що містить дефекти з довжиною в інтервалі 300 мм – 1500 мм є практично непридатним для експлуатації (табл. 5).

Висновки

На прикладі магістрального газопроводу „Долина – Ужгород – державний кордон П” досліджено процес розвитку тріщиноподібних та корозійно-втомних дефектів з врахуванням переважного впливу в'язкої або крихкої складової руйнування.

Показано, що у випадку домінуючого впливу крихкої складової руйнування із збільшенням довжини тріщиноподібного дефекту за меншої глибини дефекту у трубі магістрального газопроводу формуються умови його спонтанного, неконтрольованого виходу на зовнішню поверхню труби, що призводить до втрати герметичності, тобто утворення наскрізної тріщини – свища.

Причому із збільшенням довжини двовимірного тріщиноподібного дефекту за меншої глибини дефекту у трубі магістрального газопроводу формуються умови для його спонтанного виходу на зовнішню поверхню труби, тобто утворення свища. Крім того, час розвитку таких дефектів у стінці газопровідної труби від порогових до руйнівних розмірів скорочується більш як у 5 разів. Загалом двовимірні тріщиноподібні дефекти є більш потенційно небезпечними. Оскільки тривалість їх поширення (до 1,5 років) є значно меншою від визначеного нормативними документами періоду їх діагностичного огляду (5 років).

Встановлено критичні розміри наскрізної тріщини, за яких можливий неконтрольований її розвиток вздовж осі, тобто миттєве руйнування газопровідної труби.

Встановлено, що для магістрального газопроводу, множинні корозійні дефекти довжиною до 100 мм та глибиною до 11 мм, які розвиваються в його стінці за корозійно-втомним механізмом з швидкістю $V_1=0,10$ мм/рік, дозволяють безпечно експлуатувати газопровід протягом 20 років. Збільшення швидкості розвитку дефектів ($V_2=0,38$ мм/рік), довжина і глибина яких не перевищує 100 мм та 8,5 мм, зменшує термін безпечної експлуатації магістрального газопроводу до 10 років. Ділянки магістрального газопроводу, що містить дефекти з довжиною в інтервалі 300 мм – 1500 мм, є практично непридатними для експлуатації і потребують ремонтно-відновлювальних робіт.

Таким чином, запропоновані підходи дають можливість інтерпретувати, виявлені під час технічного діагностування поверхні газопроводу двовимірні (тріщиноподібні) та тривимірні (корозійно-втомні) дефекти та прогнозувати подальшу експлуатацію газопроводу.

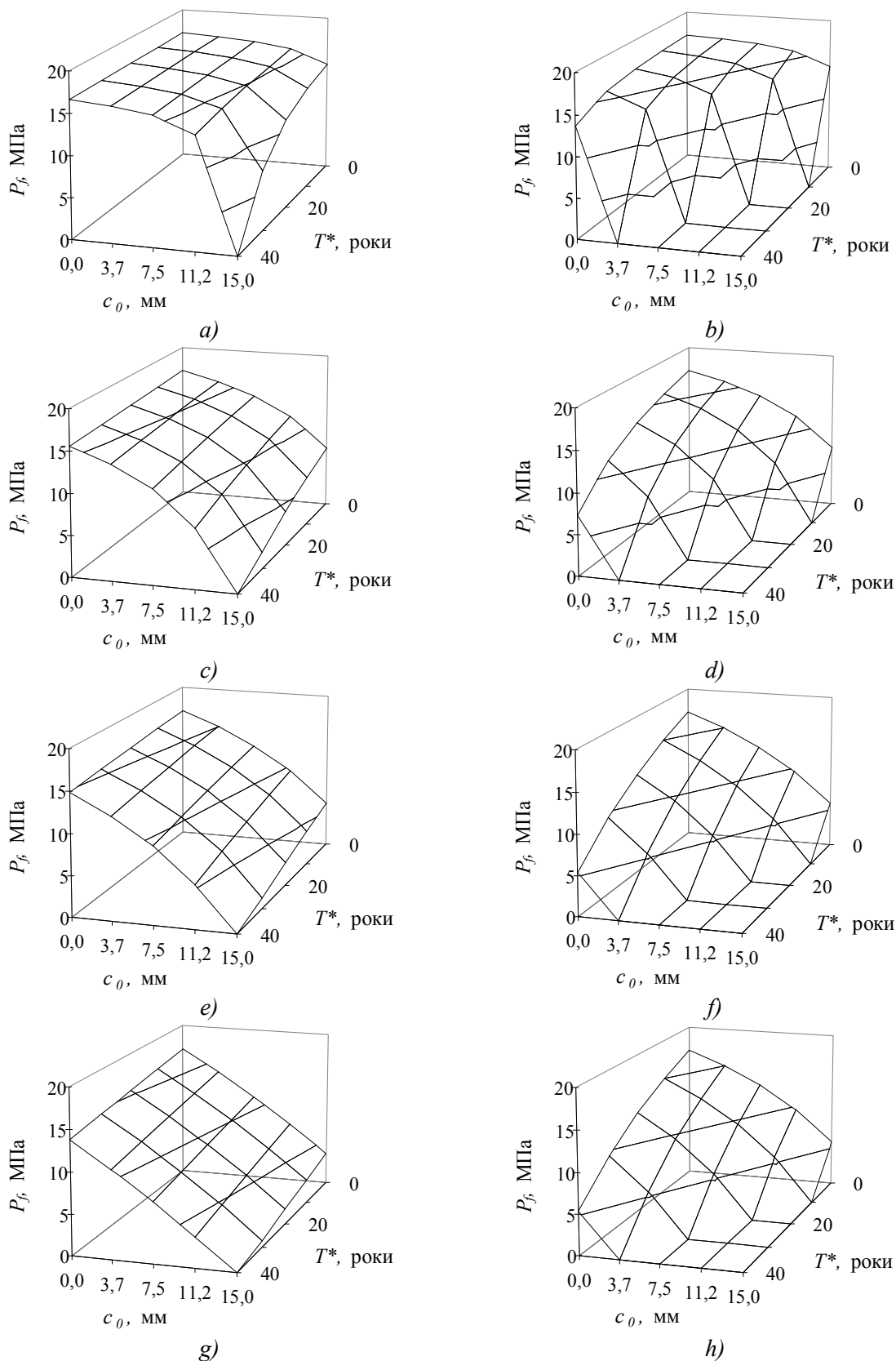


Рисунок 11 – Залежність руйнівного тиску P_f газопроводу від глибини виявленого експлуатаційного дефекту c_0 та планованої тривалості експлуатації T^* після останнього діагностичного огляду для різних довжин дефекту ($a, b - L=100$ мм; $c, d - L=300$ мм; $e, f - L=500$ мм; $g, h - L=1500$ мм) та різних швидкостей його розвитку в глибину стінки труби ($a, c, e, g - V_1=0,10$ мм/рік; $b, d, f, h - V_2=0,38$ мм/рік)

Література

- 1 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.
- 2 Борисенко В. Коррозионное разрушение газопроводов / В. Борисенко, Ю. Нихаенко, В. Крикун // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Коррозія-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.
- 3 Крижанівський Є. Дослідження корозійно-втомних характеристик сталі 17Г1С магістрального газопроводу / Євстахій Крижанівський, Олег Тараєвський // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Коррозія-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.
- 4 Поляков С. Коррозія внутрішньої поверхні магістральних газопроводів / Сергій Поляков, Людмила Ниркова, Анатолій Клименко [та ін.] // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Коррозія-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. 300–304.
- 5 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.
- 6 Крижанівський Є. Вплив середовища та нерівномірності споживання газу на безаварійну експлуатацію газопроводу / Євстахій Крижанівський, Олег Тараєвський, Степан Тараєвський // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Коррозія-2008): у 2-х томах [спецвипуск журналу „Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: IX міжн. конф.-вист., 10-12 черв. 2008 р.: збірник праць. – 2008. – Спец. вип. №7. – С. 791–796.
- 7 Поляков С. Електрохімічний моніторинг магістральних трубопроводів на корозійно-небезпечних ділянках / Сергій Поляков, Анатолій Клименко, Людмила Ниркова [та ін.] // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Коррозія-2008): у 2-х томах [спецвипуск журналу „Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: IX міжн. конф.-вист., 10-12 черв. 2008 р.: збірник праць. – 2008. – Спец. вип. №7. – С. 761–766.
- 8 Ориняк І. В. Наукові і організаційні засади 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: 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. 11–15.
- 9 СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. – Введ. 1987-08-01. – М.: Изд-во стандартов, 1987. – 52 с. – (Система нормативных документов в строительстве).
- 10 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.
- 11 DNV-RP-F1001: Corroded pipelines. – Det Norske Veritas. – 1999.
- 12 ВБН В.2.3-00018201.04-2000. Розрахунки на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами. – К.: Держнафтогазпром України, 2000. – 57 с. – (Відомчі будівельні норми України).
- 13 Structural Integrity Assessment Procedures for European Industry (Final Procedure, 1999. Brite-Euram Project No BE95-1426). – Rotherham: British Steel, 1999.
- 14 Neimitz A. Ocena wytrzymałości elementów konstrukcyjnych zawierających pęknięcia (podstawowe elementy procedur SINTAP) / Andrzej Neimitz. – Kielce (Poland): Politechnika Świętokrzyska, 2004. – 139 s.
- 15 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.
- 16 Панасюк В. В. Механіка квазіхрупкого разрушения материалов / В. В. Панасюк. – К.: Наук. думка, 1991. – 416 с.
- 17 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.
- 18 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.
- 19 Грабовський Р. До оцінки умов експлуатації магістральних газопроводів з корозійно-втомними дефектами / Р. Грабовський, І. Фартушок, О. Касій [та ін.] // Машинознавство. – 2008. – №3 (129). – С. 42–46.

20 Заец А. Ф. Натурные испытания технологических трубопроводов, имеющих дефекты / А. Ф. Заец // Отечественный и зарубежный опыт в газовой промышленности. Транспорт и подземное хранение газа: научн.-техн. сборн. – 1996. – №1-2. – С. 21–24.

21 Шарыгин В. М. Экспериментальная прочность труб с дефектами / В. М. Шарыгин, Ю. А. Теплинский, А. Я. Яковлев [и др.] // Газовая промышленность. – 2000. – №2. – С. 35–37.

22 Choi J. B. Development of limit load solutions for corroded gas pipelines / J. B. Choi, B. K. Goo, J. C. Kima [et al.] // Int. J. Pressure Vessel and Piping. – 2003. – Vol. 80, №2. – P. 121–128.

23 Ярема С. Я. Методология определения характеристик сопротивления развитию трещин (трещиностойкости) материалов при циклическом нагружении / С. Я. Ярема // Физико-химическая механика материалов. – 1981. – Т. 17, № 4. – С. 100–110.

24 Механика разрушения и прочность материалов [справ. пособ.]: в 4-х т., Общ. ред. В. В. Панасюк. – К.: Наук. думка, 1988-1990.

25 Грабовский 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.

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

27 Механіка руйнування і міцність матеріалів: [довідн. посібник під заг. ред. В. В. Панасюка] / [І. М. Дмитрах, А. Б. Вайнман, М. Г. Сташук, Л. Тот]; під ред. І. М. Дмитраха. – К.: ВД „Академперіодика”, 2005. Том 7: Надійність та довговічність елементів конструкцій теплоенергетичного устаткування. – 378 с.

28 Paris P. O. A rational analytic theory of fatigue / Paris P. O., Gomez M. P., Anderson W. E. // The Trend in Engineering. – 1961. – Vol. 13, №1. – P. 9–14.

29 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.

30 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. – (напряма „Інженерна механіка”).

31 Pluvinage G. Pipe defect assessment based on limit analysis, failure assessment diagram and subcritical crack growth / G. Pluvinage // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2006. – Т. 42, № 1. – С. 119–127.

32 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.]; під ред. Г. М. Никифорчина. – Львів: „Сполом”, 2009. Том 11: Міцність і довговічність нафтогазових трубопроводів і резервуарів. – 504 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

04.11.10

Рекомендована до друку професором

Карнашем О.М.