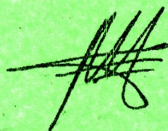


022,6J2,7
Г75

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ, МОЛОДІ ТА СПОРТУ УКРАЇНИ

**Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу**

Грабовський Роман Степанович



УДК 622.692.4

**НАУКОВІ ОСНОВИ ОЦІНЮВАННЯ БЕЗПЕЧНОЇ РОБОТИ
ТА ДОВГОВІЧНОСТІ НАФТОГАЗОПРОВІДІВ ТРИВАЛОЇ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЗА ПАРАМЕТРАМИ ЇХ ДЕФЕКТНОСТІ**

05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

АВТОРЕФЕРАТ

дисертації на здобуття наукового ступеня
доктора технічних наук

Івано-Франківськ – 2012

Дисертацією є рукопис

Робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки, молоді та спорту України

Науковий консультант:

член-кореспондент НАН України,
доктор технічних наук, професор
Крижанівський Євстахій Іванович,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, ректор.

Офіційні опоненти:

доктор технічних наук, професор
Шлапак Любомир Степанович,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, завідувач кафедри зварювання трубопроводів і конструкцій, м. Івано-Франківськ;

доктор технічних наук, професор
Никифорчин Григорій Миколайович,
Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України,
завідувач відділу корозійно-водневої деградації та захисту матеріалів, м. Львів;

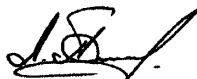
доктор технічних наук,
Банахевич Юрій Володимирович,
ДК "Укртрансгаз" НАК Нафтогаз України,
начальник відділу магістральних газопроводів і газорозподільних станцій, м. Київ.

Захист відбудеться "6" липня 2012 р. о 10⁰⁰ годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 20.052.04 при Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу за адресою: 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

З дисертацією можна ознайомитись у науково-технічній бібліотеці Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за адресою: 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

Автореферат розісланий "5" червня 2012 р.

Учений секретар
спеціалізованої вченої ради Д 20.052.04
кандидат технічних наук, доцент



Пилипів Л.Д.

**АГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ**

Актуальність теми. На сьогодні майже половина вітчизняних магістральних та місцевих нафтогазопроводів експлуатується вже понад 25 років і їхній технічний стан є проблемним у зв'язку із значною дефектністю та частими локальними руйнуваннями, переважно внаслідок корозійно-механічних пошкоджень та тріщиноподібних дефектів. Тому особливо актуальною стає проблема оцінки реального технічного стану таких трубопроводів з метою встановлення експертних висновків про можливість їх подальшої безпечної роботи або виведення з експлуатації.

Сучасні методи технічної діагностики трубопроводного транспорту розвиваються шляхом поєднання підходів механіки деформованого твердого тіла, механіки руйнування матеріалів, матеріалознавства та дефектоскопії. Однак тут методи оцінки пошкоджених трубопроводів ґрунтуються здебільшого на гранично рівноважному стані труби з дефектами відповідного типу (концентратори напружень або тріщини). Такі підходи дають можливість прогнозувати й оцінювати момент катастрофічного руйнування труби, проте не розглядають стадій руйнування, які передують досягненню цього граничного стану. У розвиток таких підходів вагомий внесок зробили як вітчизняні, так і зарубіжні вчені. Насамперед необхідно відзначити дослідження Є.І. Крижанівського, О.М. Іванцова, А.Г. Гумерова, Ю.Д. Петрини, Б.С. Білобрана, Л.С. Шлапака, Ю.В. Банахевича та інших, присвячені підвищенню ресурсу нафтогазопроводів. У монографіях В.В. Панасюка, М.П. Саврука, О.Є. Андрейківа, Р.М. Кушніра, В.А. Осадчука та інших учених теоретично проаналізовано розподіл пружних та пружно-пластичних напружень біля тріщин у циліндричних оболонках. У працях Ю. Мураками, А.Я. Красовського, І.В. Орніяка запропоновано чисельно-аналітичні методи обчислення коефіцієнтів інтенсивності напружень для тріщин різної форми та розташування у циліндричних тілах під дією навантажень, що моделюють експлуатаційні навантаження на трубопровід. Проблеми корозії та корозійної втоми трубопроводних сталей розглянуто в дослідженнях В.І. Похмурського, Г.М. Никифорчина, Р.К. Мелехова, Р. Паркінса, Дж. Габетти, А. Турбула, Х. Мао, П. Маркуса, в яких проаналізовано фізико-хімічні та електрохімічні основи, пов'язані з цією проблемою.

Однак необхідно взяти до уваги принципово важливий факт, що руйнування матеріалу під довготривалою дією експлуатаційних чинників є багатостадійним процесом і вплив кожної стадії, врешті-решт, і визначає довговічність елемента труби в заданих умовах роботи. Тому розгляд специфіки і базових чинників, які визначають кожну зі стадій процесу руйнування елемента трубопроводу, є необхідним для підвищення рівня достовірності та надійності розрахункових оцінок залишкової довговічності дефектних нафтогазопроводів. У цьому аспекті особливо важливим є врахування потенційного розвитку у процесі експлуатації наявних корозійних та тріщиноподібних дефектів, що зумовлено сумісною дією робочих навантажень та середовищ. На сьогодні такі підходи розвинуті недостатньо, особливо з погляду врахування деградації фізико-механічних властивостей експлуатованого металу.

У зв'язку з цим розроблення та обґрунтування критеріїв оцінювання безпечної роботи та довговічності тривало експлуатованих нафтогазопроводів за параметрами їх дефектності з урахуванням потенційного розвитку наявних корозійних та тріщиноподібних дефектів є актуальною та важливою науково-технічною проблемою загальногосподарського значення.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота пов'язана з наступними науково-дослідними темами, виконаними в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу згідно з тематичними планами Міністерства освіти і науки, молоді та спорту України, в яких дисертант був виконавцем:

- регіональна програма “Визначення залишкового ресурсу конструкцій, споруд і машин тривалої експлуатації та розробки заходів щодо продовження терміну їх безаварійної роботи на 2007-2012 роки”;
- договір №153/06 “Дослідження механічних властивостей експлуатаційно деградованих сталей магістральних газопроводів” з Фізико-механічним інститутом ім. Г. В. Карпенка НАН України (м. Львів, 2006 р.), номер державної реєстрації – 0106U011127.

Мета і завдання дослідження. Метою дисертаційної роботи є розроблення та обґрунтування критеріїв оцінювання безпечної роботи та довговічності тривало експлуатованих нафтогазопроводів за параметрами їх дефектності на підставі підходів механіки руйнування і міцності матеріалів та з урахуванням потенційного розвитку наявних корозійних та тріщиноподібних дефектів.

Досягнення поставленої мети вимагало розв'язання таких завдань:

- розробити методологію і технічні засоби для оцінювання поверхневого тріщиноутворення та визначення характеристик опору поширення тріщин у сталях для нафтогазопроводів, враховуючи чинник експлуатаційного середовища;
- встановити закономірності та стадійність корозійно-втомного руйнування трубопровідних сталей з гладкої циклічно-деформованої поверхні та закономірності росту макротріщини в глибину матеріалу;
- визначити базові характеристики циклічної тріщиностійкості сталей для нафтогазопроводів із урахуванням впливу параметрів навантаження та фізико-хімічних чинників експлуатаційного середовища;
- провести аналітично-чисельні дослідження кінетики поширення тріщиноподібних дефектів у стінках реальних нафтогазопроводів залежно від терміну та умов їх експлуатації;
- розробити критерії безпечної експлуатації та оцінювання довговічності тривало експлуатованих нафтогазопроводів на підставі концепції порогового дефекту та умов потенційного катастрофічного руйнування дефектної труби;
- здійснити оцінку залишкового ресурсу та потенційного ризику руйнування лінійних ділянок реальних дефектних нафтогазопроводів;
- застосувати та впровадити результати досліджень в інженерну практику експлуатації і технічної діагностики дефектних нафтогазопроводів.

Об'єктом дослідження є: процес корозійно-механічної пошкоджуваності прямолінійних ділянок нафтогазопроводів шляхом зародження та розвитку дефектів тріщиноподібного типу.

Предмет дослідження – встановлення критеріїв оцінки виявлених експлуатаційних дефектів у нафтогазопроводах з метою продовження їх подальшої безпечної роботи або виведення з експлуатації.

Методи дослідження. Методологічною основою роботи є механіка руйнування і міцності матеріалів та елементів конструкцій із урахуванням специфіки впливу середовища на процеси корозійно-механічної пошкоджуваності та тріщиноутворення у процесі тривалої експлуатації нафтогазопроводів:

- експериментальними методами механіки корозійного руйнування вивчалась стабільність корозійно-втомного руйнування трубопровідних сталей з циклічно-деформованою поверхні та закономірності росту макротріщини в глибину матеріалу;
- методами експериментальної механіки руйнування визначались діаграми циклічної тріщиностійкості сталей для нафтогазопроводів із урахуванням довготривалої дії експлуатаційних чинників середовища;
- використовуючи розрахункові методи механіки руйнування і міцності матеріалів, проведено аналітично-чисельні дослідження кінетики поширення тріщиноподібних дефектів у стінках реальних нафтогазопроводів залежно від терміну та умов їх експлуатації;
- на підставі базових концепцій механіки руйнування матеріалів запропоновано критерії оцінювання безпечної експлуатації та залишкової довговічності тривало експлуатованих нафтогазопроводів з дефектами.

Наукова новизна одержаних результатів. Запропонована методологія та розроблена модельна схема і критерій оцінювання поверхневого тріщиноутворення при корозійно-втомній пошкоджуваності сталей для нафтогазопроводів. Одержано комплекс нових експериментальних даних про зміну характеристик циклічної тріщиностійкості трубопровідних сталей залежно від сумісного впливу часу експлуатації та корозійних середовищ. Запропонована нова ефективна методика аналітично-чисельної оцінки кінетики та зміни форми тріщиноподібних дефектів у процесі розвитку в стінці трубопроводу, з використанням якої визначено специфіку розвитку тріщиноподібних дефектів у стінках газопроводів відповідно до стану металу та оточуючого корозійного середовища. Запропоновано концепцію порогового (безпечного) поверхневого дефекту та методику оцінки періоду його утворення в трубопроводах. Розроблено методики оцінки потенційного катастрофічного руйнування трубопроводу та граничного (потенційно руйнівного) тиску у трубопроводах з тріщиноподібними дефектами, що розвиваються.

Практичне значення одержаних результатів полягає в розробленні методів оцінювання ризику руйнування та залишкового ресурсу лінійних ділянок дефектних нафтогазопроводів із урахуванням деградації властивостей металу під довготривалою дією експлуатаційних чинників середовища. Зокрема, здійснено оцінку наявних корозійних дефектів магістрального нафтопроводу “Дружба” (ділянка НПС “Жулин” – НПС “Карпати”) та вказано потенційні місця трубопроводу, що потребують заміни з причин їх недопустимої дефектності.

Встановлено критичні розміри наскрізної тріщини, за яких можливий неконтрольований її розвиток уздовж осі, тобто катастрофічне руйнування труби у магістральному газопроводі “Союз”. Узагальнення одержаних у дисертаційній роботі результатів та рекомендації щодо технічної діагностики тривало експлуатованих нафтогазопроводів були впроваджені в інженерно-технічних структурах та на підприємствах ДК “Укртрансгаз” НАК “Нафтогаз України”.

Положення, що виносяться на захист:

- 1) методологія, критерії оцінювання та результати досліджень поверхневого тріщиноутворення та росту макротріщини в глибину стінок нафтогазопровідних труб із урахуванням терміну їх експлуатації та чинників впливу робочого корозійного середовища;
- 2) методологія та результати аналітично-чисельних досліджень кінетики поширення тріщиноподібних дефектів під дією експлуатаційних чинників у стінках труб нафтогазопроводів різних типорозмірів та зроблені на цій основі висновки щодо їх роботоздатності;
- 3) критерії та узагальнені оцінки безпечної роботи та довговічності тривало експлуатованих нафтогазопроводів з наявними корозійними та тріщиноподібними дефектами на підставі концепції порогового дефекту та умов потенційного катастрофічного руйнування дефектної труби.

Особистий внесок здобувача. Основні наукові положення та результати, які становлять суть дисертації, отримані автором самостійно. У публікаціях, написаних у співавторстві, здобувачеві належить: [1, 3, 5, 29, 30, 41, 42] – постановка задач експериментальних досліджень, їх технічна реалізація, а також узагальнення та інтерпретація отриманих результатів; [6, 7, 10-12, 19-21] – постановка задач аналітичних досліджень та реалізація розрахункових оцінок розвитку тріщиноподібних дефектів у стінках трубопроводів; [13, 25, 26, 31, 46] – наукові ідеї щодо формулювання критеріїв для оцінки міцності та залишкового ресурсу тривало експлуатованих нафтогазопроводів, а також їх обґрунтування та апробація; [14, 27, 37, 39] – постановка задач та розрахунки допустимих розмірів тріщиноподібних дефектів для лінійних ділянок реальних нафтогазопроводів.

Апробація результатів дисертації. Основні результати роботи доповідались і обговорювались на: V Міжнародній науковій конференції “Корозія-2000” (Львів, 2000); 13th European Conference on Fracture – ECF13 (San-Sebastian, Spain, 2000); 14th European Conference on Fracture – ECF14 (Kracow, Poland, 2002); 3-ій Міжнародній науковій конференції “Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій” (Львів, 2004); 10-ій науковій конференції Тернопільського державного технічного університету імені Івана Пулюя (Тернопіль, 2006); II Міжнародній конференції “Стратегія якості в промисловості та освіті” (Болгарія, Варна, 2006); VIII Міжнародній науковій конференції “Корозія-2006” (Львів, 2006); 11-ій науковій конференції Тернопільського державного технічного університету імені Івана Пулюя (Тернопіль, 2007); 8-му Міжнародному симпозиумі українських інженерів-механіків у Львові (Львів, 2007); 12-ій науковій конференції Тернопільського державного технічного університету імені Івана Пулюя (Тернопіль, 2008); IX

Міжнародній науковій конференції “Корозія-2008” (Львів, 2008); Міжнародній науково-технічній конференції “Теорія та практика раціонального проектування, виготовлення і експлуатації машинобудівних конструкцій” (Львів, 2008); Всеукраїнській науковій конференції Тернопільського державного технічного університету імені Івана Пулюя (Тернопіль, 2009); 9-му Міжнародному симпозіумі українських інженерів-механіків у Львові (Львів, 2009); 4-й Міжнародній науковій конференції “Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій” (Львів, 2009); Міжнародній науково-технічній конференції “Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій” (Тернопіль, 2010).

У повному обсязі робота доповідалась на розширеному науково-технічному семінарі Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (Івано-Франківськ, 2012).

Публікації. За матеріалами дисертації опубліковано 46 наукових праць, з них – 26 статей у фахових наукових виданнях [1, 3, 5, 7, 10-14, 19-21, 25-28, 30-32, 38, 41-46].

Структура та обсяг роботи. Дисертація складається зі вступу, семи розділів, висновків, списку використаних джерел (292 найменування) і додатку. Загальний обсяг роботи становить 333 сторінки. Робота містить 114 рисунків та 38 таблиць.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У вступі проаналізовано стан вивчення проблеми оцінювання технічного стану тривало експлуатованих нафтогазопроводів з наявними дефектами та обґрунтування критеріїв можливості їх подальшої безпечної роботи або виведення з експлуатації, визначено актуальність вибраної теми, сформульовано мету роботи і задачі та методи досліджень, показано наукову новизну, практичне значення та апробацію результатів, поданих у дисертації.

У першому розділі наведено коротку характеристику вітчизняної мережі магістральних трубопроводів для транспортування природного газу, нафти та продуктів їхньої переробки. Зокрема, зазначено, що майже половина нафтогазопроводів уже експлуатується понад 30 років – і вони формально відпрацювали свій розрахунковий ресурс. У цьому контексті розглянуто та проаналізовано характерні пошкодження, дефекти та види руйнувань нафтових і газових трубопровідних мереж. Показано, що в експлуатованих понад 30 років магістральних нафтогазопроводах відбуваються деградаційні процеси, тобто зниження фізико-механічних характеристик міцності і довговічності металу трубопроводів які власне і забезпечують їх працездатність у заданих експлуатаційних умовах. Крім того, захисне ізоляційне покриття тривало експлуатованих трубопроводів поступово втрачає свої службові характеристики, що викликає процеси корозійного ураження металу труб. У результаті цих процесів на поверхні труб починають розвиватися дефекти корозійної та корозійно-механічної природи у вигляді пітингів, виразок, каверн, а також тріщин (рис. 1). З часом деякі з таких корозійно-механічних ушкоджень можуть досягти критичних розмірів, коли зусилля від впливу внутрішнього тиску на ушкоджену ділянку металу труб стають

близькими до значень граничного опору матеріалу до руйнування. В цьому випадку виникає потенційно небезпечна аварійна ситуація, яка може призвести до руйнування ділянки трубопроводу з економічними та екологічними наслідками різного ступеня тяжкості.

Для вивчення та прогнозування таких процесів, а також з метою оцінювання ризику руйнування та залишкової довговічності дефектних тривало експлуатованих нафтогазопроводів найбільш ефективними є підходи та методи механіки руйнування матеріалів та конструкцій. Вони і становлять науково-методологічну основу цієї роботи.

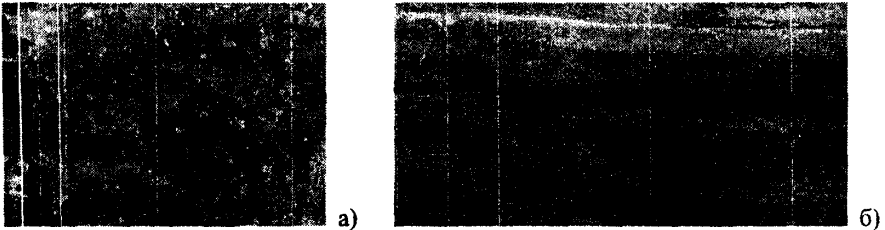


Рисунок 1 – Зовнішній корозійний груповий дефект у вигляді системи корозійних каверн на трубі магістрального газопроводу “Союз” діаметром 1420 мм (а) та поздовжній тріщиноподібний дефект (корозійне розтріскування) на трубі магістрального газопроводу “Уренгой – Помари – Ужгород” діаметром 1420 мм (3871,81 км, дільниця КС Іллінці – КС Бар (б))

Крім того, у розділі наведено окремі основні положення та підходи механіки руйнування матеріалів і конструкцій у корозійних середовищах, а також здійснено критичний аналіз сучасного стану проблеми оцінювання ресурсу трубопроводів з наявними корозійно-втомними дефектами, на основі якого сформульовано мету та задачі роботи.

Другий розділ присвячений методології експериментальних досліджень процесів поверхневої пошкоджуваності та корозійно-втомного руйнування металу з циклічно-деформованої поверхні тривало експлуатованих труб нафтогазопроводів, а також закономірностей розвитку тріщин у глибину матеріалу по товщині стінки труби.

Для реалізації таких досліджень було створено спеціальний експериментальний комплекс (рис. 2), що дозволяє проводити вивчення початкових стадій корозійно-втомного руйнування матеріалів, враховуючи як фізико-механічні, так і фізико-хімічні чинники взаємодії деформованої поверхні та робочого середовища, а також уможливорює визначення базових характеристик циклічної тріщиностійкості сталей для нафтогазопроводів, зважаючи на тривалість їх експлуатації та чинник корозійного середовища.

Усі базові фізико-механічні та корозійно-втомні дослідження процесів пошкодження та руйнування матеріалів нафтогазопроводів виконані на призматичних (балкових) зразках (рис. 3), заготовки для яких вирізано з фрагментів реальних труб.

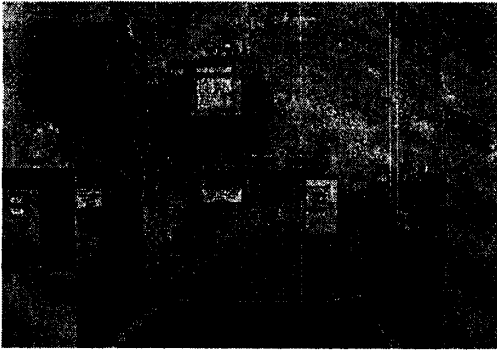


Рисунок 2 – Загальний вигляд випробувального обладнання для дослідження поверхневого тріщиноутворення та росту макротріщини в глибину стінок нафтогазопровідних труб

Робоча камера для корозійного середовища виготовлена з корозійностійкого неметалічного матеріалу і монтується безпосередньо на зразку (рис. 4). Ущільнення між камерою і зразком забезпечується спеціальними мембранами, виконаними з хімічно стійкої гуми. Камера має оглядове вікно для спостереження за зразком у процесі випробування. На верхній кришці камери закріплено спеціальні електроди для вимірювання існуючих чи підтримання заданих електрохімічних умов на поверхні випробовуваного зразка.

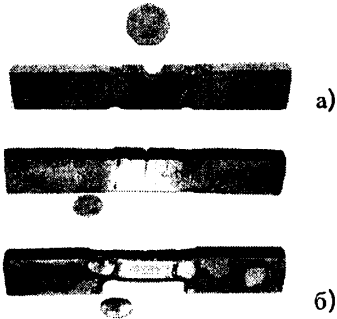


Рисунок 3 – Зразки для дослідження зародження та розвитку поверхневих корозійно-втомних тріщин (а) та визначення характеристик циклічної тріщиностійкості трубопровідних сталей (б)

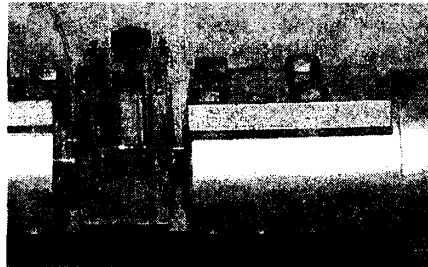


Рисунок 4 – Загальний вигляд робочої камери, закріпленої на зразку

У процесі дослідження зародження та розвитку поверхневих корозійно-втомних тріщин контролювались та реєструвались такі параметри (рис. 5): максимальне напруження циклу навантаження σ_{max} ; коефіцієнт асиметрії R та частота навантаження f ; pH середовища; електродний потенціал досліджуваної поверхні E_s ; інтегральний корозійний струм $I_{кор}$; зміна корозійного струму в межах

кожного циклу I_u ; число циклів навантаження N ; довжина поверхневих тріщин a та зображення досліджуваної поверхні, які в електронній формі аналізувались за допомогою персонального комп'ютера. Крім того, за спеціальною процедурою визначалось характеристичне значення напруження σ_c , починаючи з якого відбувається суттєва електрохімічна активація поверхні металу в межах кожного циклу навантаження.

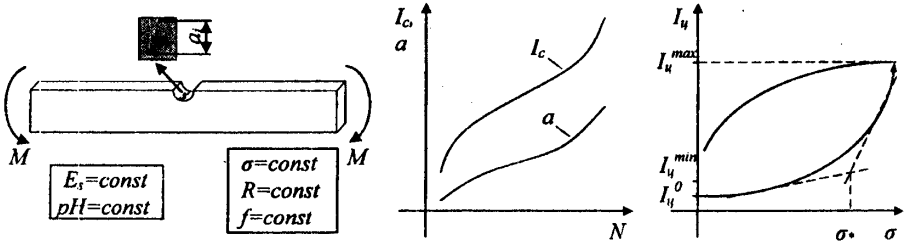


Рисунок 5 – Схематичне зображення параметрів, що контролювались у процесі корозійно-втомного дослідження

Визначення характеристик циклічної тріщиностійкості трубопровідних сталей з урахуванням дії експлуатаційних чинників характеризувалось наступними особливостями. Для заданих умов досліджень результати випробувань представлялись у вигляді залежностей довжини втомної тріщини c , а також швидкості її розвитку dc/dN від числа циклів навантаження N . За одержаними даними будувались відповідні діаграми циклічної корозійної тріщиностійкості (залежності швидкості росту втомної тріщини dc/dN від розмаху коефіцієнта інтенсивності напружень ΔK в околі вершини тріщини). Середньоамплітудні ділянки цих діаграм у діапазоні зміни швидкостей росту тріщини $dc/dN = 10^{-8} \div 10^{-6}$ м/цикл були аналітично описані за допомогою відомої степеневі залежності Паріса:

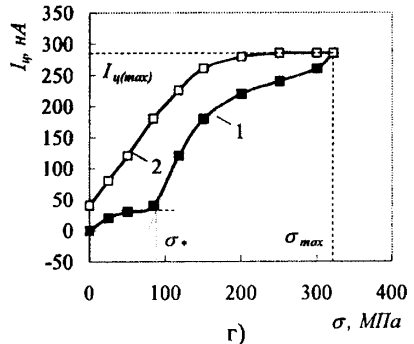
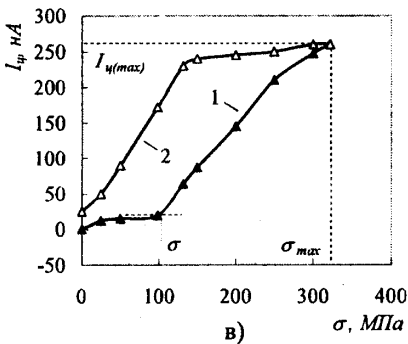
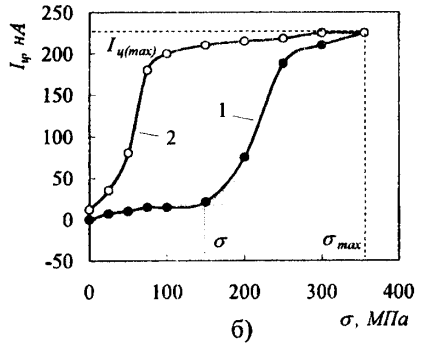
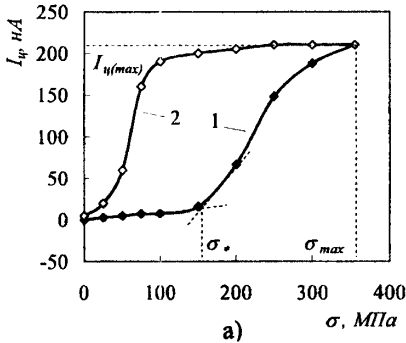
$$dc/dN = C(\Delta K_I)^n, \quad (1)$$

де C та n – константи системи “матеріал-середовище”. Окрім того, для кожної з досліджуваних систем “матеріал-середовище” визначались відповідні значення порогового (K_{th}) та критичного (K_{fc}) коефіцієнтів інтенсивності напружень.

Третій розділ містить результати досліджень закономірностей та стадійності корозійно-втомного руйнування трубопровідних сталей з гладкої деформованої поверхні. Тут основним науковим результатом є встановлення умов та критерію поверхневого тріщиноутворення в досліджених сталях у взаємозв'язку з параметрами фізико-механічного стану його поверхні та механізму впливу робочого корозійного середовища. За базовий об'єкт досліджень узято метал нової та експлуатованої труб (нафтопровід “Долина – Дрогобич”, сталь 20, термін експлуатації – 42 роки). Середовищами для випробувань була дистильована вода (pH 6,7), використана як

модель так званої підтоварної води, а також 0,1%-ний розчин $NaCl$ (pH 6,5), який слугував моделлю ґрунтової води.

На першому етапі було розглянуто особливості впливу циклічних напружень на електрохімічний стан деформованих поверхонь. Особливістю проведених досліджень є те, що в процесі випробовувань реєстрували також особливості зміни корозійного струму $I_{\text{ч}}$ в межах кожного циклу навантаження.



1 – навантаження; 2 – розвантаження

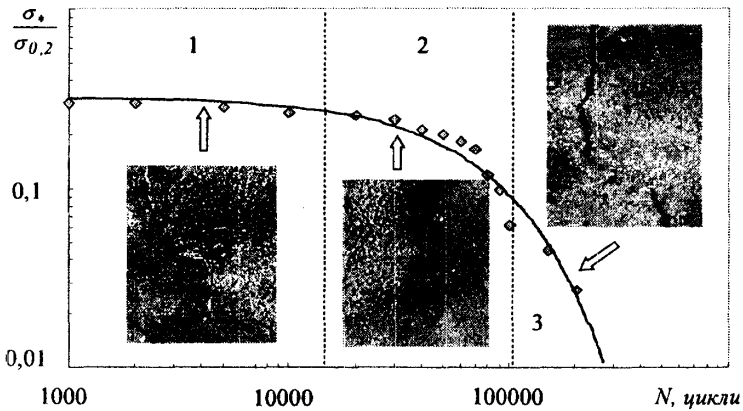
Рисунок 6 – Приклад зміни корозійного струму в межах циклу навантаження $I_{\text{ч}}$ у новій (а, б) та експлуатованій (в, г) сталі 20 (після $N=15000$ циклів) при випробуваннях у підтоварній (а, в) та ґрунтовій (б, г) водах

Встановлено, що параметр $I_{\text{ч}}$ зростає з навантаженням, досягаючи свого максимуму $I_{\text{ч}}^{\text{max}}$ при $\sigma = \sigma_{\text{max}}$, а при розвантаженні він спадає до певної величини $I_{\text{ч}}^{\text{min}}$ при $\sigma=0$, що є більшою від величини $I_{\text{ч}}$ на початку циклу навантаження, що вказує на зростаючий характер зміни інтегрального корозійного струму $I_{\text{кор}}$ з числом циклів навантаження N . Крім того, у межах кожного циклу навантаження існує певне характеристичне значення напруження $\sigma = \sigma_*$, з досягненням якого відбувається значне зростання струму $I_{\text{ч}}$, що свідчить про початок суттєвої

електрохімічної активації деформованої поверхні (рис. 6).

У розділі показано, що параметр σ_* є характеристикою системи “матеріал-середовище” і визначено тенденції його зміни залежно від стану матеріалу (новий чи експлуатований), середовища та числа циклів навантаження.

Слід зауважити, що зміна параметра σ_* з числом циклів навантаження корелює з кінетикою зародження корозійних пошкоджень та поверхневих тріщиноподібних дефектів (рис. 7). Цей факт може бути покладений в основу нового методу діагностики поверхневої корозійно-механічної пошкоджуваності сталей для трубопроводів. Таким чином, параметр σ_* можна прийняти за характеристичний, тобто такий, що відбиває специфіку корозійно-втомних процесів на циклічно деформованих поверхнях трубопровідних сталей.



1 – зародження поверхневих тріщин; 2 – їх ріст та злиття;
3 – утворення макротріщини

Рисунок 7 – Кореляція зміни параметра σ_* зі ступенем корозійно-втомної пошкоджуваності циклічно-деформованої поверхні (експлуатована сталь 20; середовище – ґрунтова вода)

На другому етапі досліджень встановлено закономірності процесу корозійно-механічного руйнування трубопровідних сталей на таких послідовних стадіях: зародження поверхневих тріщиноподібних дефектів, їх злиття (коалесценція) й утворення макротріщини, а також ріст макротріщини в глибину матеріалу. Зокрема, досліджено кінетику розвитку поверхневої тріщини в аналізованих сталях і побудовано відповідні діаграми їх росту залежно від типу корозійного середовища (див., наприклад, рис. 8).

Отримані дані підкреслюють (рис. 8), що на стадії розвитку поверхневих тріщин експлуатована сталь 20 володіє значно меншим опором до тріщиноутворення порівняно з новим металом, тобто при однаковому числі циклів навантаження N різниця між довжинами поверхневих тріщин a може становити 3-5 разів.

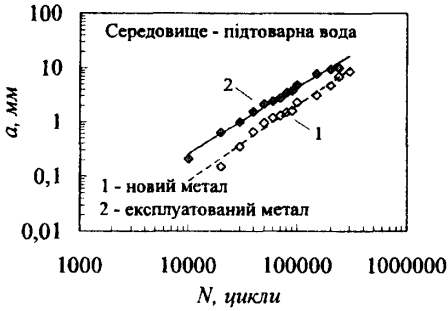


Рисунок 8 – Залежність довжини a поверхньої корозійно-втомної тріщини від числа циклів навантаження N для нової (крива 1) та експлуатованої (крива 2) сталі 20 при випробуваннях у підтоварній воді

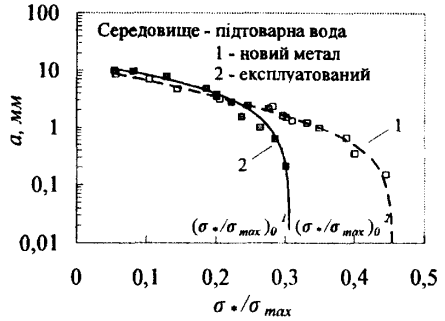
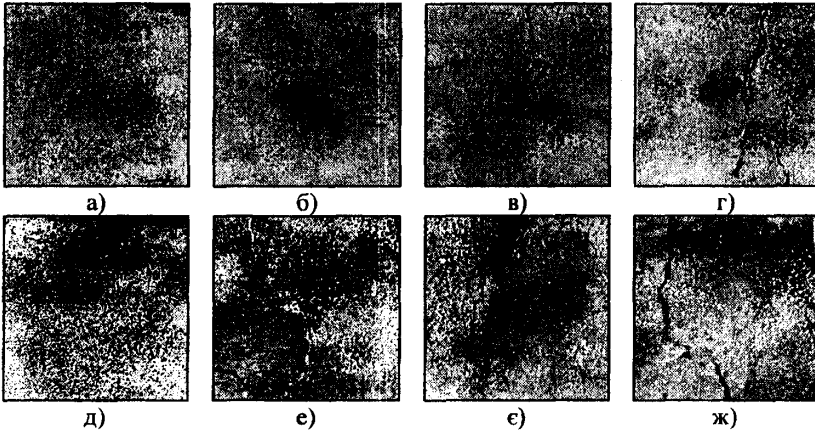


Рисунок 9 – Довжина поверхньої корозійно-втомної тріщини a – як функція відношення σ^*/σ_{max} для нової (крива 1) та експлуатованої (крива 2) сталі 20 при випробуваннях у підтоварній воді



(а, д) – виникнення корозійних пошкоджень; (б, е) – зародження поверхневих тріщин; (в, є) – ріст тріщин та їх коалесценція; (г, ж) – утворення макротріщини

Рисунок 10 – Стадійність поверхневого корозійно-втомного руйнування експлуатованої сталі 20 у підтоварній (а, б, в, г) та ґрунтовій (д, е, є, ж) водах

Дані про ріст поверхневих корозійно-втомних тріщин у трубопровідній сталі 20 були проаналізовані разом з даними про вплив циклічного деформування на корозійний (електрохімічний) стан металевих поверхонь. Для цього були побудовані залежності довжини поверхньої тріщини a від відношення σ^*/σ_{max} (рис. 9). Слід зважити на таку наступну важливу обставину, яка впливає з одержаних

результатів. Співвідношення σ_*/σ_{max} можна використати як характеристику опірності матеріалу початковій поверхневій корозійно-механічній пошкодженості, якщо взяти за основу деяке його порогове значення: $(\sigma_*/\sigma_{max})_0$. Чим більше значення цього параметра, тим вища початкова опірність матеріалу поверхневому тріщиноутворенню в заданих умовах випробувань (рис. 9).

Сумісний аналіз цих даних разом із послідовними зображеннями досліджуваної поверхні дозволив ідентифікувати наступні стадії поверхневого корозійно-втомного тріщиноутворення трубопровідних сталей: зародження тріщин з корозійних дефектів, їх розвиток та коалесценцію – утворення макротріщини (рис. 10).

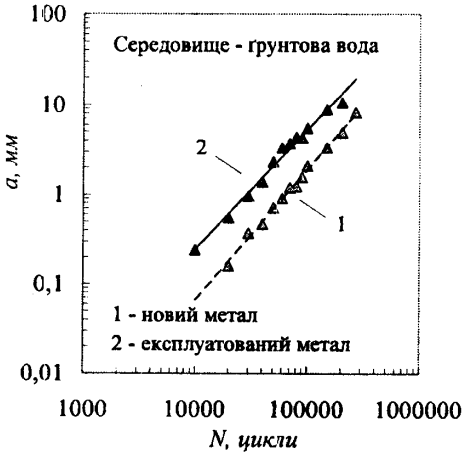


Рисунок 11 – Порівняння експериментальних (точки) та розрахункових (лінії) значень довжини поверхневої тріщини a від числа циклів навантаження N під час випробування нової (крива 1) та експлуатованої (крива 2) сталі 20 у ґрунтовій воді

Одержані вище результати склали основу для формулювання критерію утворення поверхневої корозійно-втомної тріщини довжиною a , який пов'язує характеристичне напруження σ_* , максимальне напруження циклу σ_{max} , величину корозійного струму $I_{кор}$ та константи корозійного електрохімічного розчинення металу на деформованій поверхні. У роботі запропоновано та апробовано таке узагальнене співвідношення для прогнозування довжини a поверхневої корозійно-втомної тріщини в трубопровідних сталях:

$$a = A_0 \cdot \left(\frac{\sigma_*}{\sigma_{max}} \right)^{m_1} \cdot (I_{кор(0)})^{m_2} \cdot N^{m_3}, \quad (2)$$

де A_0 , m_1 , m_2 , m_3 – константи системи “матеріал – середовище“, що визначаються на підставі лабораторних експериментальних даних.

Прикладом підтвердження працездатності формули (2) є порівняння експериментальних та розрахункових значень довжин поверхневої тріщини a від числа циклів навантаження N під час випробування нової та експлуатованої сталі 20 у ґрунтовій воді (рис. 11).

На основі одержаних вище результатів було запропоновано формулу для визначення числа циклів навантаження N (періоду) до зародження поверхневої корозійно-втомної тріщини довжиною a :

$$N = \left[\frac{a}{A_0 \cdot \left(\frac{\sigma_*}{\sigma_{\max}} \right)^{m_1} \cdot (I_{\text{корр}(t)})^{m_2}} \right]^{\frac{1}{m_3}} \quad (3)$$

Слівідношення (3) може бути використано у прогностичних розрахункових оцінках корозійно-механічної пошкоджуваності нафтогазопроводів залежно від чинника корозійного середовища.

У четвертому розділі наведено результати досліджень базових характеристик міцності та тріщиностійкості металу тривало експлуатованих нафтопроводів та газопроводів, а також здійснено їх порівняльну оцінку стосовно до аналогічних характеристик нових (неексплуатованих) сталей. Разом з тим було розглянуто вплив параметрів циклічного навантаження та фізико-хімічних чинників середовища.

Специфіка експлуатації нафтогазопроводів полягає в тому, що тиск газу і нафти змінюється як за довжиною трубопроводу, так і в часі, зумовлюючи втомні навантаження в результаті нерівномірного споживання і відбору, включення та виключення компресорних і насосних агрегатів, перекриття запірних пристроїв тощо. За літературними даними, такі зміни тиску транспортуваних продуктів складають близько 20% для газопроводів та близько 10% для нафтопроводів. Отже, у процесі експлуатації метал трубопроводу зазнає впливу циклічного навантаження з коефіцієнтом асиметрії циклу порядку $R \approx 0,8 \dots 0,9$.

Другим важливим чинником є корозійне оточуюче середовище, дія якого на зовнішню поверхню труби спричиняє розвиток дефектів різного типу (пітинги, корозійні виразки, тріщини). Для нафтопроводів також існує проблема внутрішнього корозійного пошкодження поверхні труб, спричинена підтоварною водою, яка постійно присутня у процесі транспортування сирової нафти (рис. 12).

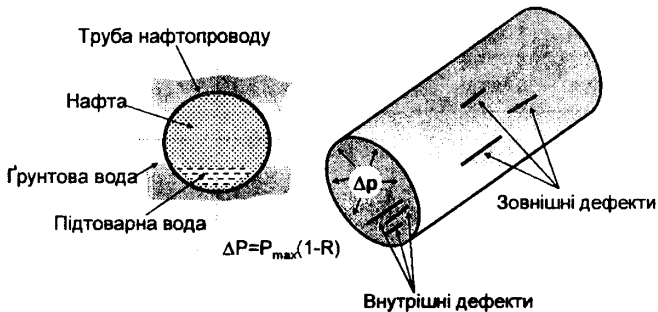


Рисунок 12 – Основні розглянуті чинники, що діють на трубопровід у процесі тривалої експлуатації

Оцінювання впливу таких корозійно-втомних навантажень на матеріал найбільш ефективно може бути здійснене за підходами механіки руйнування матеріалів у корозійних середовищах, у рамках якої характеристики корозійної тріщиностійкості конструкційних сталей розглядаються як найбільш адекватна основа для визначення міцності та залишкового ресурсу дефектних трубопроводів у заданих експлуатаційних умовах. Тому в дисертації був виконаний комплекс експериментальних досліджень циклічної тріщиностійкості трубопровідних сталей із урахуванням впливу наведених вище чинників.

Характерні тенденції зміни базових параметрів циклічної тріщиностійкості металу нафтопроводів розглянуто на прикладі сталі 10Г2БТЮ3. Тут зразки для досліджень були вирізані з нової та експлуатованої (нафтопровід “Дружба”, 41 рік) труб розмірами $D_{зовн}=530$ мм, $t=7$ мм. Дослідження проведені за умов чистого згину зразків із частотою 1 Гц при синусоїдальній формі циклу навантаження з коефіцієнтом асиметрії циклу $R=0,9$. За модель підтоварної води була взята дистильована вода (pH 6,7), а моделлю ґрунтової води слугував 0,1%-ний розчин $NaCl$ (pH 6,5). Для порівняння було також виконано дослідження в інертному середовищі (лабораторне повітря). Результати випробувань наведено у вигляді діаграм циклічної тріщиностійкості матеріалу.

Аналіз отриманих результатів (табл. 1, рис. 13) свідчить, що із зростанням агресивності середовища випробувань (лабораторне повітря – підтоварна вода – ґрунтова вода) циклічна тріщиностійкість як нового, так і експлуатованого металу знижується. Проте слід відзначити, що для всіх середовищ випробувань циклічна тріщиностійкість експлуатованого металу є нижчою порівняно з металом нової труби. Отже, характеристики міцності (опору поширення тріщини) експлуатованого металу є більш чутливими до впливу середовища. Так, наприклад, під час випробувань у підтоварній воді характеристики циклічної корозійної тріщиностійкості сталі становлять приблизно 0,83 від їх значень для нового (неексплуатованого) металу.

Таблиця 1 – Характеристики циклічної тріщиностійкості сталі 10Г2БТЮ3

№ з/п	Система “матеріал – середовище”	n	$C, \text{мм/цикл} \cdot (\text{МПа}\sqrt{\text{м}})^{-n}$	$\Delta K_{th}, (\text{МПа}\sqrt{\text{м}})^{-n}$	$\Delta K_{Kc}, (\text{МПа}\sqrt{\text{м}})^{-n}$
1	Новий метал – повітря	3,73	$3,35 \cdot 10^{-13}$	11,47	43,79
2	Новий метал – підтоварна вода	6,87	$7,40 \cdot 10^{-17}$	9,81	36,92
3	Новий метал – модель ґрунтової води	7,68	$1,21 \cdot 10^{-17}$	9,38	35,56
4	Експлуатований метал -- повітря	4,53	$2,90 \cdot 10^{-14}$	10,09	43,11
5	Експлуатований метал -- підтоварна вода	7,96	$1,01 \cdot 10^{-17}$	8,28	32,71
6	Експлуатований метал -- модель ґрунтової води	9,93	$3,02 \cdot 10^{-20}$	7,63	33,58

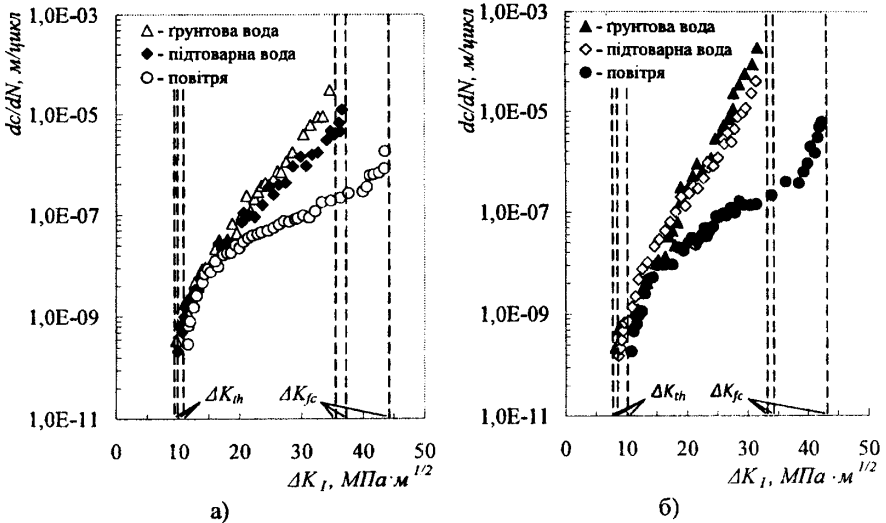


Рисунок 13 – Діаграми циклічної тріщиностійкості для нового (а) та експлуатованого (б) металів (сталь 10Г2БТЮЗ) магістрального нафтопроводу “Дружба” за різних умов випробовувань

Як характерний приклад тенденції зміни базових параметрів циклічної тріщиностійкості металу газопроводів розглянуто сталь 10Г2ФБ з магістрального газопроводу “Союз”. Зразки для досліджень вирізано із нової та експлуатованої (30 років) труби розмірами $D_{зовн}=1420$ мм, $t=18,7$ мм. Умови випробовувань були аналогічними до умов випробовувань сталі 10Г2БТЮЗ, окрім коефіцієнта асиметрії циклу навантаження, який становив $R \approx 0,8$.

Порівняння одержаних результатів показало (табл. 2, рис. 14) відмінність характеристик циклічної тріщиностійкості нового та експлуатованого металів з магістрального газопроводу “Союз”. Однак порогові коефіцієнти інтенсивності напружень ΔK_{th} не суттєво відрізняються між собою, а критичні коефіцієнти інтенсивності напружень K_{fc} практично близькі між собою. Вплив терміну експлуатації металу газопроводу спостерігається лише на стадії поширення втомної тріщини, що підтверджується дещо вищими значеннями параметра n у степеневій залежності Паріса (1). Тут також виявлено відчутний вплив корозійного середовища на опір поширенню втомної тріщини у сталі 10Г2ФБ, оскільки діаграми циклічної корозійної тріщиностійкості неексплуатованого та відпрацьованого металів газопроводу характеризуються більшою крутизною порівняно з аналогічними діаграмами на повітрі. Крім того, з'ясовано, що ґрунтова вода більш негативно від дистильованої впливає на розвиток тріщин у припороговій ділянці, що, очевидно, пов'язано з впливом іонів Cl , які стимулюють корозійні процеси – локальне електрохімічне розчинення металу в околі вершини.

Таблиця 2 – Характеристики циклічної тріщиностійкості сталі 10Г2ФБ

№ з/п	Система "матеріал – середовище"	n	$C, \text{мм/цикл} \cdot (\text{МПа}\sqrt{\text{м}})^{-n}$	$\Delta K_{th}, (\text{МПа}\sqrt{\text{м}})^{-n}$	$\Delta K_{fc}, (\text{МПа}\sqrt{\text{м}})^{-n}$
1	Новий метал – повітря	4,43	$1,80 \cdot 10^{-14}$	15,02	59,91
2	Новий метал – дистильована вода	7,61	$6,90 \cdot 10^{-18}$	12,37	41,48
3	Новий метал – модель ґрунтової води	9,08	$8,44 \cdot 10^{-20}$	10,15	39,22
4	Експлуатований метал – повітря	4,80	$1,28 \cdot 10^{-14}$	13,93	60,04
5	Експлуатований метал – дистильована вода	9,07	$2,06 \cdot 10^{-19}$	11,27	35,27
6	Експлуатований метал – модель ґрунтової води	11,43	$1,16 \cdot 10^{-22}$	8,81	36,65

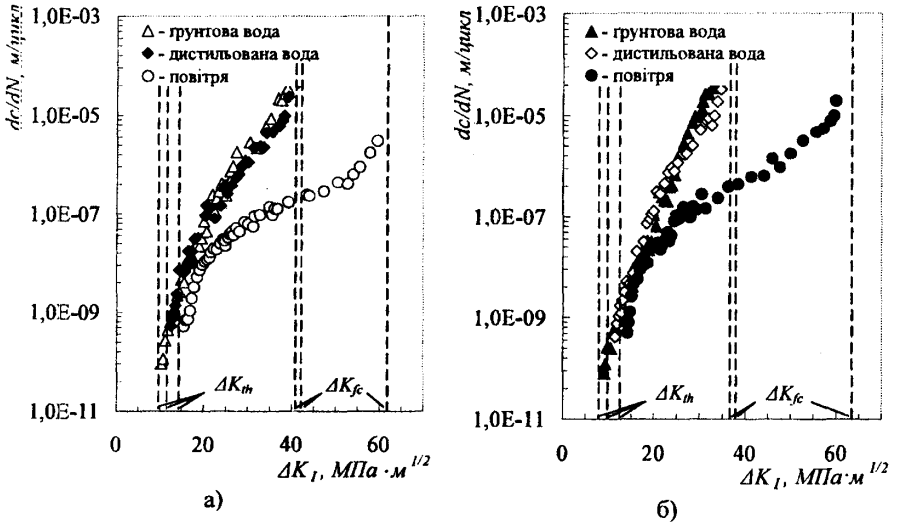


Рисунок 14 – Діаграми циклічної тріщиностійкості для нового (а) та експлуатованого (б) металів (сталь 10Г2ФБ) магістрального газопроводу “Союз” при різних умовах випробувань

Отримані в розділі базові дані про характеристики циклічної тріщиностійкості трубопровідних сталей надалі використано у розрахункових оцінках міцності та залишкової довговічності дефектних елементів нафтогазопроводів з урахуванням субкритичного розвитку дефектів тріщиноподібного типу.

У п'ятому розділі розглянуто результати аналітично-чисельних досліджень кінетики поширення тріщиноподібних дефектів у стінках реальних трубопроводів. Використовуючи розроблену методичку, виявлено особливості розвитку тріщин різної початкової форми та розмірів у нафтопроводах та газопроводах залежно від стану металу та чинника корозійного середовища. На цій підставі побудовано узагальнені діаграми кінетики розвитку тріщиноподібних дефектів у стінках нафтогазопроводів різних типорозмірів.

Згідно з прийнятою інженерною практикою, зовнішні та внутрішні тріщиноподібні корозійно-механічні дефекти, виявлені в трубопроводах, рекомендовано схематизувати як двовимірні. Така схематизація дефектів проводиться з метою спрощення розрахункових схем та отримання замкнених аналітичних або інженерних розв'язків у рамках фізичних та математичних моделей механіки деформованого твердого тіла та механіки руйнування матеріалів.

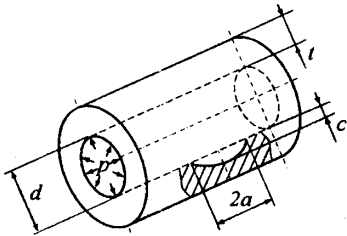


Рисунок 15 – Схематизація тріщиноподібного дефекту в стінці труби

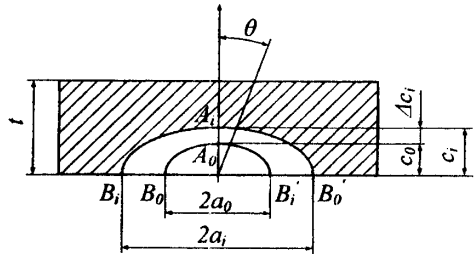


Рисунок 16 – Схема стрибкоподібно i-го приросту тріщини вглиб стінки труби

У роботі тріщиноподібний дефект у стінці трубопроводу (з внутрішнім діаметром d та товщиною стінки t) моделювався півеліптичною тріщиною з розмірами півосей c та a (рис. 15). Уважається, що тріщиноподібний дефект розвивається з числом циклів навантаження N , зберігаючи півеліптичну форму. Однак співвідношення півосей c та a є величиною змінною, тобто:

$$c/a = f(C_m, N), \quad (8)$$

і залежить від системи "матеріал – середовище", що характеризується деякими сталими C_m . При цьому було прийнято, що опір поширенню тріщини як в напрямку півосі c , так і в напрямку півосей a повністю визначається діаграмою циклічної корозійної тріщиностійкості металу трубопроводу, отриманою при заданих експлуатаційних умовах. Діаграма аналітично описується за допомогою степеневі залежності Паріса (1), тобто:

$$dc/dN = da/dN = C(\Delta K)^n. \quad (9)$$

Для підрахунку значень коефіцієнта інтенсивності напружень ΔK_i використано наступну відому залежність:

$$\Delta K_I = \Delta\sigma \cdot \sqrt{\pi} \cdot \left\{ \frac{1}{\sqrt{\pi}} \cdot \frac{1.12 - 0.48\beta + 0.13 \left(\frac{2\theta}{\pi}\right)^2 \cdot \beta(3\beta - 2 - \alpha)}{1 - \alpha(1 - 0.75\beta)} + 1.13k_f \left[\beta \left(\frac{2\theta}{\pi}\right)^2 \cdot (\alpha - 0.4 + 0.6\beta) + \beta(1 - 1.4\alpha) + 0.62\lambda(1 - \beta) \cdot \psi(\alpha) \right] \right\}, \quad (10)$$

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; c – глибина тріщини; $\beta = c/a$ ($0 \leq \beta \leq 1$; $0 \leq \alpha \leq 0,4$); a – довжина тріщини; θ – кут від малої осі півеліптичної тріщини (рис. 13); $\alpha = c/t$; k_f – коефіцієнт, що враховує відхилення поперечного перерізу труби від колового;

$$\lambda = \begin{cases} 1.0; & \alpha \geq 1/20 \\ 1.15 - 60(\alpha)^2; & 0 \leq \alpha \leq 1/20 \end{cases}; \quad \psi(\alpha) = (\alpha)^{-1/2} \cdot \sqrt{(1-\alpha)^{-3} - (1-\alpha)^3}.$$

При розрахунку кінетики розвитку тріщиноподібних дефектів (рис. 16) було прийнято наступні умови. За базу вибрано ріст тріщини в глибину стінки, тобто в напрямку півосі c . При цьому вважалось, що початковий розмір (глибина) тріщини для всіх розглядуваних випадків c/a складає $c_0 = c_{th}$. Тут c_{th} – порогова глибина тріщини, для якої максимальне значення коефіцієнта інтенсивності напружень рівне K_{th} . Розрахунок проводився, допускаючи, що тріщина розвивається стрибкоподібно з деяким постійним кроком Δc_i . Розрахунковий діапазон зміни глибини тріщини складає: $c_0 \leq c \leq 0,8 \cdot t$, де t – товщина стінки труби. За результатами розрахунків будувалися залежності зміни глибини тріщини c та її форми (c/a) від числа циклів навантаження N .

За результатами обчислень визначали порогові (c_{th}) та руйнівні ($2a_p$) розміри півеліптичної тріщини залежно від її початкових розмірів та форми (c_{th}/a_0), а також умов експлуатації. Крім того, визначали порогове число циклів навантаження (N_{th}) та число циклів навантаження, яке відповідало корозійно-втомному розвитку тріщини ($\Delta N_{pr} = N_{0,8t} - N_{c_{th}}$) від порогового до допустимого значень її глибини та характеризувало особливості розвитку тріщини в заданому робочому середовищі.

Розглянуто найбільш характерні випадки форми початкових тріщиноподібних дефектів (c/a)₀, які виявляються методами неруйнівного контролю при діагностичному огляді трубопроводів. Перший – $1/2 \geq (c/a)_0 \geq 1/4$ – відтворює тріщиноподібний дефект у вигляді корозійної виразки, другий – $1/12 \geq (c/a)_0 \geq 1/180$, – так званий множинний тріщиноподібний дефект, що відповідає корозійному пошкодженню типу корозійної борізки.

За проведеними розрахунками встановлено особливості розвитку тріщиноподібних дефектів у стінках нафтопроводів залежно від терміну та умов їх експлуатації. Розглянемо основні з них на прикладі трубопроводу з розмірами труби $D_{зовн} = 530$ мм, $t = 7$ мм, виготовленого зі сталі 10Г2БТЮЗ (рис. 17, табл. 3).

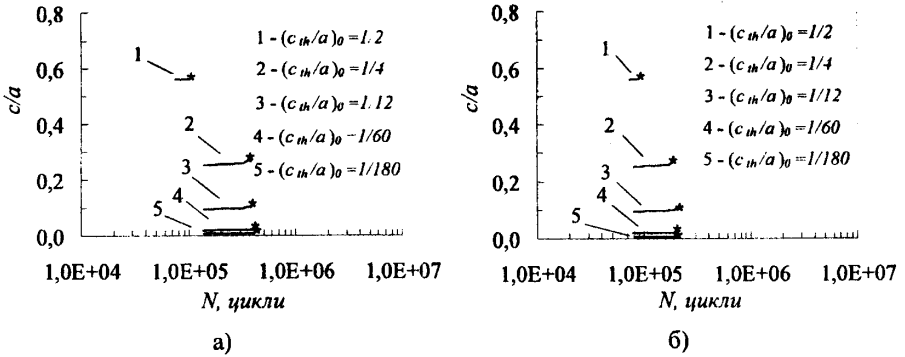


Рисунок 17 – Залежність зміни форми тріщини (c/a) від числа циклів навантаження N у процесі випробувань неексплуатованого (а) та експлуатованого металів (б) магістрального нафтопроводу ($D_{зовн}=530$ мм, $t=7$ мм, сталь 10Г2БТЮ3) при наявності підтоварної води та при різних початкових розмірах дефектів

Таблиця 3 – Характеристики кінетики поширення внутрішньої півеліптичної тріщини у стінках магістрального нафтопроводу ($D_{зовн}=530$ мм, $t=7$ мм, сталь 10Г2БТЮ3).

Система	L_0 , мм	c_{0h}/a_0	c_{0h} , мм	N_n , цикли	$\Delta N_{пр}$, цикли	$(c/a)_p$	$L_p = 2a_p$, мм	$L_{св} = 2a^*$, мм
НС – ПВ	20	1/2	5,60	$0,81 \cdot 10^5$	0	0,56	20,0	23,8
НС – ПВ	40	1/4	4,92	$1,40 \cdot 10^5$	$2,58 \cdot 10^5$	0,26	42,3	44,4
НС – ПВ	100	1/12	4,58	$1,39 \cdot 10^5$	$2,58 \cdot 10^5$	0,11	102,8	104,7
НС – ПВ	500	1/60	4,42	$1,38 \cdot 10^5$	$2,56 \cdot 10^5$	0,02	502,4	505,2
НС – ПВ	1500	1/180	4,39	$1,40 \cdot 10^5$	$2,61 \cdot 10^5$	0,01	1502,4	1505,2
ЕС – ПВ	20	1/2	5,40	$4,74 \cdot 10^4$	$3,31 \cdot 10^4$	0,54	20,7	24,5
ЕС – ПВ	40	1/4	4,59	$7,99 \cdot 10^4$	$1,10 \cdot 10^5$	0,26	42,1	45,0
ЕС – ПВ	100	1/12	4,24	$7,91 \cdot 10^4$	$1,24 \cdot 10^5$	0,11	102,7	105,4
ЕС – ПВ	500	1/60	4,09	$7,84 \cdot 10^4$	$1,24 \cdot 10^5$	0,02	503,0	505,8
ЕС – ПВ	1500	1/180	4,06	$8,00 \cdot 10^4$	$1,26 \cdot 10^5$	0,01	1503,1	1505,8

Початкова форма дефекту завжди впливає на кінетику його подальшого поширення в глибину стінки труби. Так, для корозійно-механічної тріщини у формі корозійної виразки ($c/a=1/2-1/4$) її порогова глибина на 30%, більша ніж для тріщини у формі корозійної боріздки ($c/a=1/12-1/180$).

Початок розвитку макротріщини настає у неексплуатованому металі за більшої майже на 10% глибини, ніж в аналогічного за формою дефекту в експлуатованому металі.

Старт (початок розвитку) корозійно-втомної тріщини в трубі магістрального нафтопроводу для системи “експлуатована сталь – підтоварна вода” настає за

кількості циклів навантаження, яка в 5,4 рази менша, ніж для системи “експлуатована сталь – ґрунтова вода”.

Число циклів навантаження, що характеризує корозійно-втомний розвиток півеліптичної тріщини у стінці експлуатованої труби магістрального нафтопроводу “Дружба” у ґрунтовій воді, незалежно від форми початкового дефекту, більш як в 4 рази вище від тривалості експлуатації аналогічної труби у підтоварній воді.

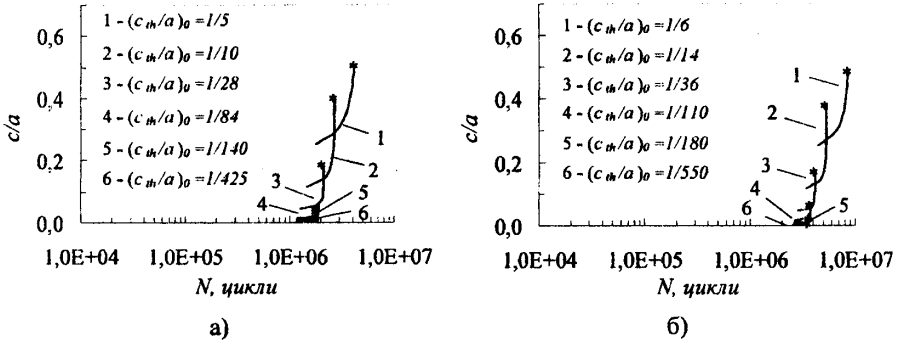


Рисунок 18 – Зміна форми тріщини (c/a) від числа циклів навантаження N у процесі випробувань неексплуатованого (а) та експлуатованого металів (б) магістрального газопроводу ($D_{зовн}=1420$ мм, $t=18,7$ мм, сталь 10Г2ФБ) при наявності ґрунтової води та при різних початкових розмірах дефектів

У розділі також встановлено специфіку розвитку тріщиноподібних дефектів у стінках газопроводів залежно від стану металу та оточуючого корозійного середовища. Розглянемо основні одержані результати на прикладі трубопроводу з розмірами труби $D_{зовн}=1420$ мм, $t=18,7$ мм, виготовленого зі сталі 10Г2ФБ (рис. 18, табл. 4).

Показано вплив початкової форми дефекту на умови його подальшого розвитку. Так, для корозійно-втомної тріщини у формі корозійної виразки ($c/a=1/3 - 1/10$) її порогова глибина в 1,2 рази більша, ніж для дефекту у формі корозійної боріздки ($c/a=1/14 - 1/550$).

Число циклів навантаження для однакових за формою корозійно-втомних тріщин, при якому відбувалося їх поширення в глибину стінки газопровідної труби від порогових до руйнівних значень, в неексплуатованому металі на повітрі в 2,2 рази більше, ніж в експлуатованому.

Розвиток півеліптичних тріщин на повітрі, незалежно від форми початкового дефекту, має місце практично по всій допустимій товщині стінки труби ($0,15t \leq c \leq 0,80t$) як для неексплуатованого, так і експлуатованого металу магістрального газопроводу, тоді як у ґрунтовій воді кінетика розвитку аналогічних дефектів змінюється в межах $0,10t \leq c \leq 0,70t$.

Таблиця 4 – Характеристики кінетики поширення зовнішньої півеліптичної тріщини у стінках магістрального газопроводу ($D_{зовн}=1420$ мм, $t=18,7$ мм, сталь 10Г2ФБ).

Система	L_0 , мм	c_{th}/a_0	c_{th} , мм	N_{th} , цикли	$\Delta N_{пр}$, цикли	$c_{K_{Ic}}$, мм	$L_p=2a_p$, при K_{Ic} , мм	$L_{ce}=2a_t$, мм
НМ – ГВ	20	1/5	2,13	$1,79 \cdot 10^6$	$2,35 \cdot 10^6$	13,1	52,6	69,4
НМ – ГВ	40	1/10	1,90	$1,45 \cdot 10^6$	$1,21 \cdot 10^6$	12,3	61,7	78,5
НМ – ГВ	100	1/28	1,81	$1,26 \cdot 10^6$	$0,84 \cdot 10^6$	10,7	116,4	133,2
НМ – ГВ	200	1/56	1,79	$1,19 \cdot 10^6$	$0,74 \cdot 10^6$	10,1	215,8	233,0
НМ – ГВ	300	1/84	1,78	$1,18 \cdot 10^6$	$0,71 \cdot 10^6$	9,9	315,8	333,0
НМ – ГВ	500	1/140	1,77	$1,17 \cdot 10^6$	$0,70 \cdot 10^6$	9,7	515,6	533,0
НМ – ГВ	1500	1/425	1,76	$1,17 \cdot 10^6$	$0,68 \cdot 10^6$	9,6	1515,7	1533,8
ЕМ – ГВ	20	1/6	1,60	$4,50 \cdot 10^6$	$4,10 \cdot 10^6$	12,6	52,9	72,5
ЕМ – ГВ	40	1/14	1,45	$3,43 \cdot 10^6$	$1,92 \cdot 10^6$	11,8	61,8	80,8
ЕМ – ГВ	100	1/36	1,40	$2,89 \cdot 10^6$	$1,27 \cdot 10^6$	10,2	116,6	133,8
ЕМ – ГВ	200	1/72	1,38	$2,68 \cdot 10^6$	$1,10 \cdot 10^6$	9,6	216,1	233,8
ЕМ – ГВ	300	1/110	1,37	$2,64 \cdot 10^6$	$1,06 \cdot 10^6$	9,4	316,4	333,9
ЕМ – ГВ	500	1/180	1,37	$2,63 \cdot 10^6$	$1,03 \cdot 10^6$	9,3	515,6	534,2
ЕМ – ГВ	1500	1/550	1,36	$2,62 \cdot 10^6$	$1,00 \cdot 10^6$	9,1	1515,9	1534,7

На завершення необхідно зазначити, що встановлені у розділі траєкторії розвитку макротріщин вглиб стінки труби дають змогу прогнозувати особливості руйнування трубопроводів в експлуатаційних умовах залежно від початкових розмірів корозійно-втомних дефектів, а також більш ефективно прогнозувати і планувати технічну діагностику та ремонтно-відновлювані роботи нафтогазопроводів.

У шостому розділі розглянуто запропоновані критерії безпечної експлуатації та оцінювання довговічності тривало експлуатованих нафтогазопроводів. Слід зауважити, що у вітчизняній та зарубіжній інженерній практиці в основу критеріїв

допустимості дефектів у трубопроводах насамперед покладено методи, які ґрунтуються на повномасштабних натурних випробуваннях. У результаті цих випробувань визначається величина руйнівного тиску, який пов'язується з однією з характеристик міцності матеріалу (σ_B або $\sigma_{0,2}$). До другої групи відносяться підходи, що ґрунтуються на методах механіки руйнування матеріалів. Тут типовим прикладом є відома методика R6, яка лягла в основу європейських норм SINTAP, призначених для оцінювання статичної міцності елементів конструкцій (серед них і трубопроводів) із наявним дефектом фіксованої форми та розмірів. Однак ця методика не враховує процесів утворення та розвитку корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів у трубопроводі під час його експлуатації, що є суттєвим недоліком.

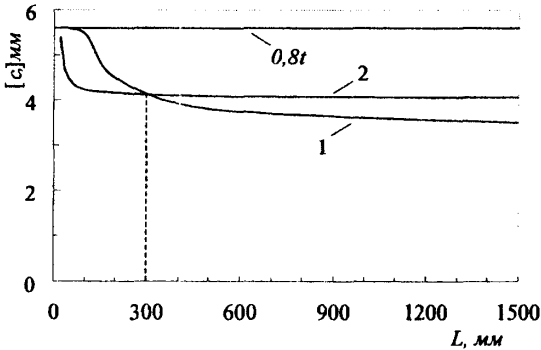
У роботі запропоновано підхід, що усуває названі вище недоліки і враховує часовий чинник розвитку корозійних дефектів та корозійно-механічних дефектів у нафтогазопроводі в умовах сумісної дії циклічного (пульсуючого) тиску та корозійного середовища. Відомо, що для випадку корозійної втоми старт (початок поширення, тобто приріст на деяку характерну величину Δc^*) корозійно-втомної тріщини глибиною $c=c_{th}$ настає за умови, коли у її вершині розмах коефіцієнта інтенсивності напружень досягає певного порогового значення ΔK_{Ith} . З огляду на це умова старту корозійно-втомної тріщини визначається формулою:

$$\Delta K_I = \Delta K_{Ith} \quad (11)$$

На підставі умови (11) з урахуванням співвідношення (10) в роботі одержано наступну формулу для визначення порогової глибини півеліптичної тріщини c_{th} :

$$c_{th} = \frac{(\Delta K_{Ith})^2}{(\Delta \sigma)^2 \cdot \pi \cdot f(c/a; c/t; \theta)} \quad (12)$$

Реалізацію запропонованого підходу продемонструємо на прикладі нафтопроводу з розмірами труби $D_{зовн}=530$ мм, $t=7$ мм (сталь 10Г2БТЮЗ) за таких вихідних умов: $\Delta c^*=1 \cdot 10^{-4}$ м при базі випробувань $N_{th}=1 \cdot 10^5 - 1 \cdot 10^6$ циклів, швидкість корозії металу $V=0,085$ мм/рік (рис. 19). Тут крива 2 відображає порогове значення глибини корозійно-механічного тріщиноподібного дефекту, нижче від якої розвиток тріщини за корозійно-втомним механізмом не можливий, а крива 1 відбиває глибину корозійно-механічного тріщиноподібного дефекту, вище від якої розвиток тріщини відбувається за в'язким механізмом з повільним пластичним розкриттям тріщини у дефекті. Одержані експериментально-розрахункові результати дозволяють зробити важливий практичний висновок про те, що в тріщиноподібних дефектах глибиною понад $c \geq 4,1$ мм та довжиною до $L \leq 300$ мм є умови для розвитку корозійно-втомної тріщини. Для тріщиноподібних корозійно-механічних дефектів глибиною, що змінюється в інтервалі $3,5 \text{ мм} \leq c \leq 4,1$ мм та довжиною від $L > 300$ мм, розвиток тріщини можливий за в'язким механізмом.



1 – розраховані згідно з процедурою *SINTAP*;
 2 – розраховані згідно з формулою 12
 Рисунок 19 – Залежності допустимої глибини корозійно-механічного дефекту від його довжини для магістрального нафтопроводу ($D_{зовн}=530$ мм, $t=7$ мм, сталь 10Г2БТЮЗ)

Другою важливою проблемою безпечної роботи тривало експлуатованих нафтогазопроводів з наявними дефектами є встановлення ризику катастрофічного руйнування трубопроводу. У роботі запропоновано методику оцінки потенційного руйнування труби у випадку, коли наявний внутрішній поверхневий дефект (корозійно-механічна тріщина) унаслідок свого розвитку по товщині стінки труби виходить на її зовнішню поверхню і перетворюється у наскрізну тріщину (рис. 20).

За критерій було взято відомий критерій крихкого руйнування лінійної механіки руйнування матеріалів:

$$K_I = K_{IC} \quad (13)$$

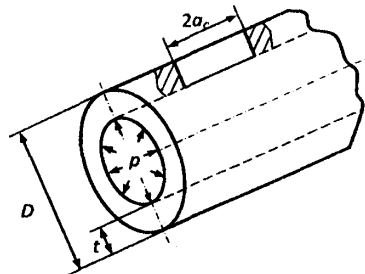
Оцінювання можливої реалізації крихкого руйнування труби в разі утворення в ній наскрізних тріщин здійснено шляхом використання відомого співвідношення для визначення коефіцієнта інтенсивності напружень K_I у вершині наскрізної поздовжньої тріщини для циліндричної оболонки під дією внутрішнього тиску:

$$K_I = F_I \cdot \sigma_p \cdot \sqrt{a_{K_I}}, \quad (14)$$

де F_I – функція відносної глибини тріщини (c/t) для циліндричної оболонки з довільно розміщеною тріщиною під дією внутрішнього тиску; σ_p – максимальні розтягувальні напруження, $\sigma_p = P_{max} \cdot D/2t$; a_{K_I} – півдовжина наскрізної тріщини.



а)



б)

Рисунок 20 – Наскрізнний тріщиноподібний дефект у стінці труби (а) та його схематизація (б)

За формулою (14) визначались критичні розміри тріщини за умови (13), тобто:

$$a_c = \left(\frac{K_{Ic}}{F_I \cdot \sigma_p} \right)^2 \quad (15)$$

Значення довжини тріщини $2a_c$, при якому починається процес спонтанного поширення тріщини вздовж осі труби, вважалось критичним. Потенційну оцінку можливості реалізації крихкого руйнування труби при утворенні в ній наскрізних тріщин здійснено шляхом порівняння наскрізних розмірів корозійно-механічних тріщин у стінці трубопроводу $2a$ з розрахованими за формулою (15) руйнівними розмірами $2a_c$. Ця методика, що принципово важливо, дозволяє провести розрахунки розмірів наскрізної $2a$, та критичної $2a_c$ тріщин у стінках трубопроводів залежно від форми наявних початкових дефектів (наприклад, корозійна виразка або корозійна боріздка – множинний корозійний дефект). Приклад таких розрахунків наведено у таблиці 5 для магістрального газопроводу, експлуатованого в умовах дії ґрунтової води. З одержаних даних видно, що для цього випадку наскрізні дефекти довжиною $2a \geq 280,6 \text{ мм}$ є потенційно небезпечними з огляду на можливість катастрофічного розриву труби за механізмом крихкого руйнування.

Таблиця 5 – Наскрізнi $2a$, та критичні $2a_c$ розміри корозійно-втомних тріщини вздовж експлуатованої труби (30 років) магістрального газопроводу ($D_{\text{зовн}}=1420 \text{ мм}$, $t=18,7 \text{ мм}$, сталь 10Г2ФБ)

Система “матеріал – середовище”	L_0-2a_0 , мм	c_H/a_0	$2a_1$, мм	$2a_c$, мм
Сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода	10	1/3	51,6	280,6
Сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода	20	1/6	52,9	280,6
Сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода	40	1/14	61,8	280,6
Сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода	100	1/36	116,6	280,6
Сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода	200	1/72	216,1	280,6
Сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода	247	1/86	280,6	280,6
Сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода	300	1/110	333,9	280,6
Сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода	500	1/180	515,6	280,6
Сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода	1500	1/550	1515,9	280,6

У розділі також запропоновано методику оцінки руйнівного тиску P_f у трубопроводах з урахуванням субкритичного розвитку наявних корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів у процесі експлуатації, де враховано наведені (інтегральні) їх розміри (рис. 21). Методика ґрунтується на існуючих міжнародно визнаних нормативних підходах (американський стандарт ASME B31G (1991) та норвезькі норми DNV RP-F101), у яких враховано можливість розвитку початкового дефекту глибиною c_0 з деякою швидкістю dc/dN протягом заданого терміну експлуатації, тобто:

$$P_t = \frac{2 \cdot t \cdot \sigma_B}{D - t} \cdot \frac{1 - \left[c_0 + \frac{dc}{dN} N \right] / t}{1 - \left[c_0 + \frac{dc}{dN} N \right] / q \cdot t}, \quad (16)$$

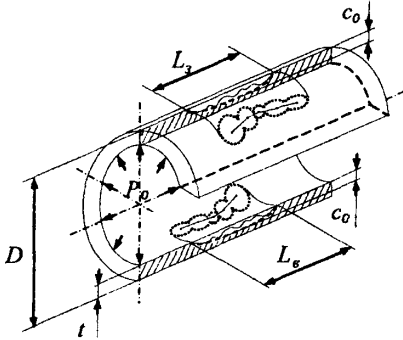


Рисунок 21 – Корозійно-механічні групові дефекти у вигляді системи зовнішніх та внутрішніх корозійних каверн у нафтогазопроводах та їх схематизація

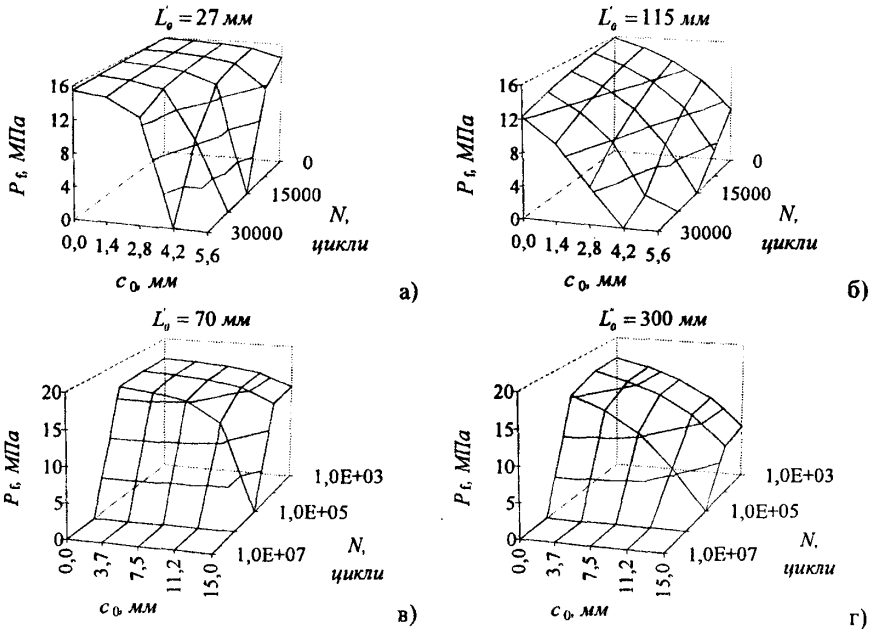


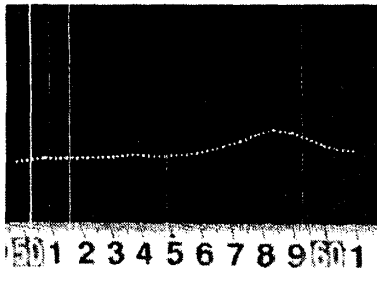
Рисунок 22 – Вплив глибини c_0 та початкової довжини L_0 вихідного дефекту, що розвивається із заданою швидкістю ($V_1=2,34 \cdot 10^{-4}$ мм/цикл (а, б), $V_2=5,0 \cdot 10^{-4}$ мм/цикл (в, г)) та тривалості експлуатації N магістральних нафтогазопроводів ($(D_{зовн}=530$ мм, $t=7$ мм, сталь 10Г2БТЮЗ (а, б), $D_{зовн}=1420$ мм, $t=18,7$ мм, сталь 10Г2ФБ (в, г)) на величину руйнівного тиску P_t

Проведені за формулою (16) розрахунки показали (рис. 22), що надійне встановлення безпечного експлуатаційного тиску пошкоджених трубопроводів вимагає обов'язкового врахування таких основних чинників, як початкові розміри та форма тріщиноподібних дефектів, швидкість їх можливого розвитку, а також типорозмір труб.

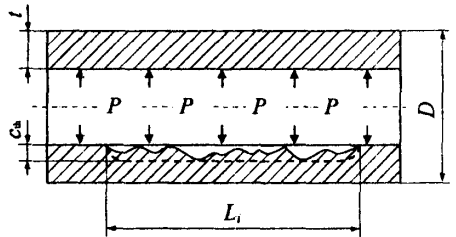
У цьому розділі наведено застосування одержаних результатів для експертних оцінок міцності та ризику руйнування трубопроводів. На основі розроблених у роботі підходів здійснено прогностичні оцінки щодо основних стадій подальшого процесу руйнування та можливості експлуатації лінійних ділянок деяких дефектних нафтогазопроводів, ураховуючи деградацію властивостей металу та довготривалу дію корозійного чинника середовища.

Для нафтопроводів найтипівішими експлуатаційними дефектами є корозійні та корозійно-механічні дефекти, зумовлені локальним місцевим корозійним пошкодженням матеріалу під час експлуатації, причому особливо небезпечним є множинні (групові) дефекти (рис. 23, а), які утворюються на нижній твірній труби під дією борізdkової корозії. При проведенні розрахунків такі дефекти схематизуються, як це показано на рис. 23, б.

У розділі розглянуто частину магістрального нафтопроводу "Дружба" (ділянка НПС "Жулин" – НПС "Карпати") з наявними експлуатаційними корозійно-механічними дефектами глибиною до 3,5 мм, досліджувана труба якого експлуатувалася 41 рік за максимального робочого тиску $P_p \approx 4,1$ МПа. Середня швидкість корозії металу (сталь 10Г2БТЮ3) під впливом чинника середовища (підтоварна вода) складала $V_f = 0,085$ мм/рік, що класифікується як середня корозійна агресивність середовища.



а)



б)

Рисунок 23 – Множинний (груповий) експлуатаційний корозійно-механічний дефект на дні нафтопровідної труби (а) та його схематизація (б)

Встановлено, що із збільшенням довжини тріщиноподібного дефекту за меншої його глибини (рис. 24) у трубі магістрального нафтопроводу виникають умови для зародження і розвитку внутрішніх тріщиноподібних корозійно-механічних дефектів.

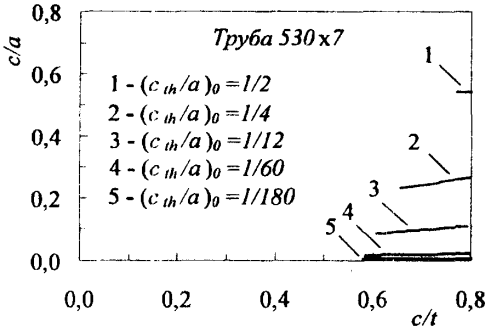


Рисунок 24 – Залежність зміни форми внутрішньої тріщини (c/a) при її розвитку у глибину (c/t) стінки експлуатованої (41 рік) труби магістрального нафтопроводу “Дружба” (ділянка НПС “Жулин” – НПС “Карпати”) в умовах присутності підтоварної води

Показано, що множинні (продовгуваті $L_i > 100$ мм) корозійно-механічні дефекти є більш небезпечними, оскільки за меншої глибини дефекту у трубі магістрального нафтопроводу формуються умови для розвитку пластичних деформацій та можливого здуття нафтопровідної труби, а також для утворення свища. Ймовірність крихкого руйнування магістрального нафтопроводу у цьому випадку є незначною.

Встановлено, що для магістрального нафтопроводу множинні корозійні дефекти довжиною до 100 мм та глибиною до 4,2 мм, які розвиваються в його стінці за корозійно-втомним механізмом з швидкістю $V_1 = 0,085$ мм/рік, дозволяють безпечно експлуатувати нафтопровід упродовж 49,7 року.

Ділянки магістрального нафтопроводу, що містить множинні (продовгуваті) корозійно-механічні дефекти довжиною $L \geq 1500$ мм та глибиною $c = 3,5$ мм після 41 року експлуатації, потребують заміни.

У розділі також здійснено оцінку залишкового ресурсу магістральних газопроводів з експлуатаційними дефектами (рис. 1), зокрема лінійні ділянки магістрального газопроводу “Союз” (труба $D_{зми} = 1420$ мм, $t = 18,7$ мм, сталь 10Г2ФБ).

Показано, що у випадку домінуючого впливу крихкої складової руйнування із збільшенням довжини (продовгуватості) тріщиноподібного дефекту при меншій глибині дефекту у трубі магістрального газопроводу формуються умови його спонтанного, неконтрольованого виходу на зовнішню поверхню труби, що призводить до втрати герметичності, тобто до утворення наскрізної тріщини – свища. Крім того, час розвитку таких дефектів у стінці газопровідної труби від порогових до руйнівних розмірів скорочується більш як у 4 рази. Загалом двомірні тріщиноподібні дефекти потенційно більш небезпечні, оскільки тривалість їх поширення (до півтора року) є значно меншою від визначеного нормативними документами періоду їх діагностичного огляду (5 років).

Встановлено критичні розміри наскрізної тріщини, при яких можливий неконтрольований її розвиток вздовж осі, тобто катастрофічне руйнування газопровідної труби. Одночасно встановлено взаємозв'язок між формою початкових півеліптичних тріщин (c/a) та довжиною наскрізної тріщини $2a_0$ (рис. 25) і показано потенціальну можливість спонтанного руйнування труби магістрального

газопроводу (справа від вертикальної лінії $2a_c$ на рис. 26 розміщена ділянка катастрофічного руйнування труби магістрального газопроводу “Союз”).

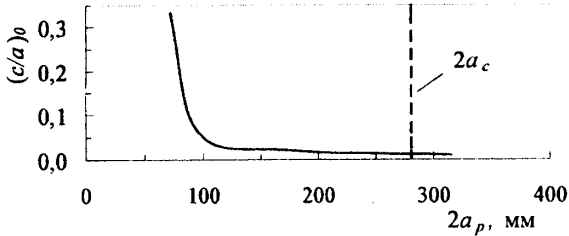


Рисунок 25 – Взаємозв'язок між формою початкових півеліптичних тріщин $(c/a)_0$ та довжиною наскрізної тріщини $2a_0$ в експлуатованій трубі магістрального газопроводу “Союз” (труба $D_{зовн}=1420$ мм, $t=18,7$ мм, сталь 10Г2ФБ) в умовах присутності ґрунтової води

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 продовгуваті дефекти в інтервалі 300 мм – 1500 мм та глибиною понад 5,6 мм, практично є непридатними для експлуатації і потребують ремонтно-відновлюваних робіт.

Таким чином, запропоновані підходи дають можливість інтерпретувати виявлені під час технічного діагностування дефекти різної природи у нафтогазопроводах, а також прогнозувати можливість їх подальшої безпечної роботи або ж виведення з експлуатації. Результати роботи були впроваджені в ДК “Укртрансгаз” НАК “Нафтогаз України”.

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ

У дисертації наведено обґрунтування та вирішення важливої науково-технічної проблеми загальногосподарського значення, яка полягає у розробці критеріїв та здійсненні прогнозних розрахункових оцінок міцності та залишкового ресурсу тривало експлуатованих нафтогазопроводів з наявними дефектами, що є базисом для експертних висновків про можливість їх подальшої безпечної роботи або ж виведення з експлуатації. У результаті виконання роботи отримано такі основні результати:

1. Розроблена та апробована нова експериментальна методика оцінювання зародження та стадійності розвитку поверхневих тріщин в сталях нафтогазопроводів за умов їх циклічного навантаження в корозійному середовищі, яка ґрунтується на

використанні критичного значення напруження σ_c , при якому відчутно зростають величини поверхневих корозійних струмів. Показано, що співвідношення $(\sigma_c/\sigma_{0,2})$ можна використовувати як характеристику опірності матеріалу початковій поверхневій корозійно-механічній пошкодженості: чим більше значення цього параметра, тим вища початкова опірність сталей нафтогазопроводів до поверхневого тріщиноутворенню в заданих корозійних умовах експлуатації.

2. Одержано комплекс нових експериментальних даних про зміну характеристик циклічної тріщиностійкості трубопровідних сталей залежно від сумісного впливу часу експлуатації та корозійних середовищ. Установлено, що із зростанням агресивності середовища випробувань (лабораторне повітря – підтоварна вода – ґрунтова вода) циклічна тріщиностійкість як нового, так і експлуатованого металу знижується, проте для всіх середовищ випробувань циклічна тріщиностійкість експлуатованого металу є нижчою порівняно з металом нової труби. Це означає, що характеристики міцності (опору поширення тріщини) експлуатованого металу є більш чутливими до впливу середовища.

3. Запропоновано нову ефективну методику аналітично-чисельної оцінки кінетики та зміни форми тріщиноподібних дефектів при їх розвитку у стінці трубопроводу, з використанням якої встановлено специфіку розвитку тріщиноподібних дефектів у стінках нафтогазопроводів залежно від стану металу та оточуючого корозійного середовища. Зокрема, встановлено наступні закономірності:

- початкова форма дефекту завжди впливає на кінетику його подальшого поширення в глибину стінки труби. Так, для корозійно-втомної тріщини у формі корозійної виразки ($c/a=1/2 - 1/4$) її порогова глибина в 1,3 раза більша, ніж для тріщини у формі корозійної борізки ($c/a=1/12 - 1/180$);
- початок розвитку (старт) корозійно-втомної тріщини в трубі магістрального нафтопроводу “Дружба” для системи “експлуатована сталь – підтоварна вода” настає за кількості циклів навантаження, яка в 5,4 раза є менша, ніж для системи “експлуатована сталь – ґрунтова вода”;
- кінетика розвитку півеліптичних корозійно-втомних тріщин по товщині стінки труби неексплуатованого та експлуатованого металів магістрального нафтопроводу, незалежно від середовища та форми початкового дефекту, є незначною і знаходиться в межах $0,55t \leq c \leq 0,8t$;
- число циклів навантаження, що характеризує корозійно-втомний розвиток півеліптичної тріщини в стінці експлуатованої труби магістрального нафтопроводу “Дружба” у ґрунтовій воді, незалежно від форми початкового дефекту, більш як у 4 рази більше від тривалості експлуатації аналогічної труби у підтоварній воді;
- показано вплив початкової форми дефекту на умови його подальшого розвитку у газопроводі. Так, для корозійно-механічної тріщини у формі корозійної виразки ($c/a=1/3 - 1/10$) її порогова глибина в 1,2 раза більша, ніж для дефекту у формі корозійної борізки ($c/a=1/14 - 1/550$);
- число циклів навантаження для однакових за формою корозійно-втомних тріщин, при якому відбувається їх поширення в глибину стінки газопровідної труби від

порогових до руйнівних значень на повітрі в неексплуатованому металі у 2,2 раза більше, ніж в експлуатованому;

- розвиток півеліптичних тріщин на повітрі незалежно від форми початкового дефекту має місце практично по всій допустимій товщині стінки труби ($0,15t \leq c \leq 0,80t$) як для неексплуатованого, так і експлуатованого металу магістрального газопроводу, тоді як у ґрунтовій воді кінетика розвитку аналогічних дефектів змінюється в межах $0,10t \leq c \leq 0,70t$.

4. Запропоновано концепцію порогового (безпечного) поверхневого дефекту та методику оцінки періоду його утворення в трубопроводах, що враховує часовий чинник розвитку корозійних та корозійно-втомних дефектів у трубопроводі в умовах сумісної дії циклічного (пульсуючого) тиску та корозійного середовища.

5. Розроблено методику оцінки потенційного катастрофічного руйнування трубопроводу, яка дозволяє провести порівняльні розрахунки розмірів наскрізної $2a_c$ та критичної $2a_c$ тріщин у стінках трубопроводів залежно від форми наявних початкових дефектів (наприклад, корозійна виразка або корозійна боріздка – множинний корозійний дефект).

6. Розроблено методику оцінки граничного (потенційно руйнівного) тиску у трубопроводах з тріщиноподібними дефектами, що розвиваються

7. За запропонованими підходами розроблені методичні рекомендації, які використовуються в ДК “Укртрансгаз” НАК “Нафтогаз України” для інтерпретації результатів внутрішньотрубного обстеження та оцінки залишкового ресурсу лінійних ділянок магістральних газопроводів, а також при проведенні експертного аналізу причин експлуатаційного руйнування газопровідних систем.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Дмитрах І. М. Деякі особливості зміни електрохімічного стану металічної поверхні при її циклічному деформуванні / І. М. Дмитрах, А. М. Сиротюк, Р. С. Грабовський // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2000): у 2-х томах [специвпуск журналу “Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: V міжнар. конф.-вист., 6-9 черв. 2000 р.: збірник праць. – 2000. – Спец. вип. № 1. – С. 54–58.
2. Dmytrakh I. M. On the initial stages of corrosion fatigue emanating from smooth surface [Електронний ресурс] / I. M. Dmytrakh, A. M. Syrotyuk and R. S. Hrabovskyi // 13th European Conference on Fracture, 05-09 September 2000: proceedings. – 80 Min / 700 Mb. – San-Sebastian (Spain): Elsevier, 2000. – 1 електрон. опт. диск (CD-ROM); 12 см. – Систем. вимоги: Pentium; 32 Mb RAM; Windows 2000, XP; MS Word 97-2000. – Назва з диска.
3. Дмитрах І. М. До оцінки допустимої глибини тріщиноподібних дефектів у трубопроводах енергоустанов / І. М. Дмитрах, А. М. Сиротюк, Р. С. Грабовський // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2001. – Т. 37, № 5. – С. 69–74.
4. Dmytrakh I. M. Model of surface fatigue crack nucleation as result of corrosion deformation interaction / I. M. Dmytrakh, A. M. Syrotyuk, R. S. Hrabovskyi //

- Proceedings 14th European Conference on Fracture (ECF-14). – Krakow (Poland): UK: EMAS Publishing. – 2002. – Vol. I. – P. 489–496.
5. Дмитрах І. М. Поверхнєве тріщиноутворення під час циклічного деформування сталей у водних середовищах / І. М. Дмитрах, А. М. Сиротюк, Р. С. Грабовський // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2003. – Т. 39, № 4. – С. 53–60.
 6. Грабовський Р. С. Умови експлуатації трубопроводів живильної води енергоблоків з тріщиноподібними дефектами / Р. С. Грабовський, В. С. Лужецький // Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій: 3-тя міжнар. наук-техн. конф., 22–26 черв. 2004 р.: зб. праць під заг. ред. В. В. Панасюка. – Львів: Національна академія наук України. Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка, 2004. – С. 563–568.
 7. Грабовський Р. С. До оцінки кінетики росту втомних тріщин в стінках трубопроводів / Р. С. Грабовський, В. С. Лужецький, Т. М. Горб'як // Машинознавство. – 2005. – №4 (94). – С. 7–10.
 8. Грабовський Р. С. Вплив форми початкових тріщиноподібних дефектів на корозійно-втомне руйнування труб / Р. С. Грабовський // Наукова конференція Тернопільського державного технічного університету імені Івана Пулюя: 10-тої наукова конференція, 17-18 трав. 2006 р.: матеріали конференції. – Тернопіль: Тернопільський державний технічний університет імені Івана Пулюя, 2006. – С. 138.
 9. Грабовський Р. С. До проблеми діагностики технічного стану та надійності трубопровідних систем тривалої експлуатації за підходами механіки руйнування / Р. С. Грабовський, В. С. Лужецький // Стратегія якості в промисловості та освіті: II міжнар. конф., 2-9 черв. 2006 р.: матеріали конференції. – Варна (Болгарія): Технічний університет м. Варна, 2006. – С. 393–395.
 10. Грабовський Р. С. Оцінка кінетики розвитку корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів в трубах / Р. С. Грабовський, В. С. Лужецький // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2006): у 2-х томах [специвипуск журналу “Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: VIII міжнар. конф.-вист., 6-8 черв. 2006 р.: збірник праць. – 2006. – Спец. вип. № 5. – С. 325–330.
 11. Грабовський Р. С. Вплив хімічного складу теплоносія на характер розвитку корозійно-втомних тріщин теплоенергетичних трубопроводів / Р. С. Грабовський, І. М. Фартушок, О. Т. Касій, В. С. Лужецький // Вісник Тернопільського державного технічного університету. – 2006. – № 2. – С. 10–16.
 12. Грабовський Р. С. Прогнозування експлуатаційного руйнування трубопровідних систем ТЕС за параметрами розвитку тріщиноподібних дефектів / Р. С. Грабовський, І. М. Фартушок, В. С. Лужецький [та ін.] // Наукові нотатки: міжвузівський збірник. – Луцьк: Луцьк. держ. техн. ун-т, 2006. – Вип. 18. – С. 74–84. – (напряма „Інженерна механіка”).
 13. 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, 2007. – Вип. 19. – С. 56–63. – (напряма “Інженерна механіка”).

14. Грабовський Р. С. Прогнозування характеру розвитку тріщиноподібних дефектів у стінках нафтопроводу / Р. С. Грабовський, Я. Т. Федорович, В. С. Лужецький [та ін.] // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2007. – № 1 (15). – С. 63–66.
15. Грабовський Р. С. Оцінка потенційно небезпечних дефектів по довжині нафтопроводу на проміжках між насосними станціями / Р. С. Грабовський, В. Я. Крашевський // Наукова конференція Тернопільського державного технічного університету імені Івана Пулюя: 11-та наукова конференція, 16-17 трав. 2007 р.: матеріали конференції. – Тернопіль: Тернопільський державний технічний університет імені Івана Пулюя, 2007. – С. 122.
16. Грабовський Р. С. Оцінка катастрофічного руйнування трубопроводу з корозійно-втомними тріщиноподібними дефектами / Р. С. Грабовський, В. С. Лужецький, Р. Ф. Шулелик // Наукова конференція Тернопільського державного технічного університету імені Івана Пулюя: 11-та наукова конференція, 16-17 трав. 2007 р.: матеріали конференції. – Тернопіль: Тернопільський державний технічний університет імені Івана Пулюя, 2007. – С. 123.
17. Грабовський Р. С. Прогнозування експлуатаційного руйнування магістрального нафтопроводу за параметрами розвитку тріщиноподібних дефектів / Р. С. Грабовський, В. В. Мацага // Наукова конференція Тернопільського державного технічного університету імені Івана Пулюя: 11-та наукова конференція, 16-17 трав. 2007 р.: матеріали конференції. – Тернопіль: Тернопільський державний технічний університет імені Івана Пулюя, 2007. – С. 124.
18. Грабовський Р. С. Вплив виявлених експлуатаційних дефектів на довговічність нафтопроводу / Р. С. Грабовський, В. С. Лужецький, О. Т. Касій // Симпозіум українських інженерів-механіків у Львові: 8-й міжнар. симпозіум, 23-25 трав. 2007 р.: тези доповідей. – Львів: КИНАТРИ ЛТД, 2007. – С. 114.
19. Грабовський Р. С. Оцінка глибини потенційно небезпечних дефектів у стінках нафтопроводів / Р. С. Грабовський, В. Т. Болонний, І. М. Фартушок [та ін.] // Вісник Тернопільського державного технічного університету. – 2007. – № 2. – С. 56–61.
20. Грабовський Р. С. Вплив виявлених експлуатаційних дефектів на довговічність нафтопроводу / Р. С. Грабовський, В. С. Лужицький, О. Т. Касій // Машинознавство. – 2007. – №3 (117). – С. 28–32.
21. Грабовський Р. С. Оцінка міцності газопроводу з корозійними дефектами / Р. С. Грабовський, І. М. Фартушок, Т. М. Горб'як [та ін.] // Наукові нотатки: міжзузівський збірник. – Луцьк: Луцьк. держ. техн. ун-т, 2008. – Вип. 21. – С. 35–43. – (напряв “Інженерна механіка”).
22. Грабовський Р. С. Вплив розмірів та форми корозійних дефектів виявлених в магістральних газопроводах на величину руйнівного тиску / Р. С. Грабовський, В. М. Хабінський, Р. І. Гавдяк // Наукова конференція Тернопільського державного технічного університету імені Івана Пулюя: 12-та наукова конференція, 14-15 трав. 2008 р.: матеріали конференції. – Тернопіль: Тернопільський державний технічний університет імені Івана Пулюя, 2008. – С. 159.
23. Грабовський Р. С. Визначення руйнівного тиску в магістральних нафтопроводах із експлуатаційними тріщиноподібними корозійними дефектами /

- Р. С. Грабовський, Р. С. Яким, Т. М. Горб'як, Р. В. Білоган // Наукова конференція Тернопільського державного технічного університету імені Івана Пулюя: 12-та наукова конференція, 14-15 трав. 2008 р.: матеріали конференції. – Тернопіль: Тернопільський державний технічний університет імені Івана Пулюя, 2008. – С. 160.
24. Грабовський Р. С. Оцінка впливу зовнішніх та внутрішніх поширених експлуатаційних дефектів на довговічність трубопровідних систем / Р. С. Грабовський, Т. М. Горб'як, О. В. Матієчко, Ю. З. Лепак // Наукова конференція Тернопільського державного технічного університету імені Івана Пулюя: 12-та наукова конференція, 14-15 трав. 2008 р.: матеріали конференції. – Тернопіль: Тернопільський державний технічний університет імені Івана Пулюя, 2008. – С. 161.
25. Грабовський Р. С. До оцінки умов експлуатації магістральних газопроводів з корозійно-втомними дефектами / Р. С. Грабовський, І. М. Фартушок, О. Т. Касій [та ін.] // Машинознавство. – 2008. – №3 (129). – С. 42–46.
26. Грабовський Р. С. Оцінювання потенційної можливості в'язкого руйнування магістрального нафтопроводу з експлуатаційними дефектами / Р. С. Грабовський, Я. Т. Федорович, І. М. Фартушок [та ін.] // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2008. – № 1 (17). – С. 50–55.
27. Грабовський Р. С. Вплив внутрішніх корозійних дефектів магістрального нафтопроводу на його експлуатаційні можливості / Р. С. Грабовський, І. М. Фартушок, О. Т. Касій [та ін.] // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2008): у 2-х томах [специальний випуск журналу “Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: IX міжнар. конф.-вист., 10-12 черв. 2008 р.: збірник праць. – 2008. – Спец. вип. №7. – С. 779–784.
28. Грабовський Р. С. До оцінки стабільності корозійно-втомного руйнування сталі 12Х1МФ з циклічно-деформованої поверхні та закономірності кінетики росту втомних тріщин в стінці трубопроводу енергетичного устаткування / Р. С. Грабовський, А. М. Сиротюк, І. М. Фартушок [та ін.] // Наукові нотатки: міжвузівський збірник. – Луцьк: Луцьк. держ. техн. ун-т, 2008. – Вип. 23. – С. 50–59. – (напрям “Інженерна механіка”).
29. Лужецький В. С. Оцінка характеристик опору поширення тріщин експлуатованого металу магістральних нафтогазопроводів у корозійних середовищах / В. С. Лужецький, Р. С. Грабовський // Теорія та практика раціонального проектування, виготовлення і експлуатації машинобудівних конструкцій: 1-а міжнар. наук.-техн. конф., 22-24 жовт. 2008 р.: праці конференції. – Львів: КІНПАТРІ ЛТД, 2008. – С. 58–60.
30. Грабовський Р. С. Оцінка характеристик опору поширення тріщин експлуатованого металу магістральних нафтогазопроводів у корозійних середовищах / Р. С. Грабовський, В. С. Лужецький // Машинознавство. – 2008. – №11 (137). – С. 34–37.
31. Грабовський Р. С. Порівняльна оцінка міцності неексплуатованих та експлуатованих труб нафтопроводу за параметрами теорії граничного стану / Р. С. Грабовський, Т. М. Горб'як, В. М. Хабінський // Наукові нотатки:

- міжвузівський збірник. – Луцьк: Луцьк. держ. техн. ун-т, 2009. – Вип. 24. – С. 105–117. – (напря́м “Інженерна механіка”).
32. Грабовський Р. С. Встановлення ресурсних можливостей тривало експлуатованих нафтогазопроводів / Р. С. Грабовський // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2009. – Т. 45, № 2. – С. 145–152.
33. Грабовський Р. С. Оцінка розмірів і форми корозійно-втомних дефектів магістральних нафтопроводів за підходами механіки руйнування / Р. С. Грабовський, О. М. Лепак, Т. Б. Ільницький // Наукова конференція Тернопільського державного технічного університету імені Івана Пулюя: всеукраїнська наукова конференція, 13-14 трав. 2009 р.: матеріали конференції. – Тернопіль: Тернопільський державний технічний університет імені Івана Пулюя, 2009. – С. 184.
34. Грабовський Р. С. Розрахунок руйнівного тиску для нафтопроводів з наявними експлуатаційними тріщиноподібними дефектами / Р. С. Грабовський, Т. М. Горб'як, В. М. Хабінський, Я. М. Пристай // Наукова конференція Тернопільського державного технічного університету імені Івана Пулюя: всеукраїнська наукова конференція, 13-14 трав. 2009 р.: матеріали конференції. – Тернопіль: Тернопільський державний технічний університет імені Івана Пулюя, 2009. – С. 185.
35. Грабовський Р. С. Оцінка ризику катастрофічного руйнування магістральних газопроводів Прикарпатського регіону / Р. С. Грабовський, О. М. Лепак; І. Я. Риндич // Наукова конференція Тернопільського державного технічного університету імені Івана Пулюя: всеукраїнська наукова конференція, 13-14 трав. 2009 р.: матеріали конференції. – Тернопіль: Тернопільський державний технічний університет імені Івана Пулюя, 2009. – С. 186.
36. Грабовський Р. С. До оцінки потенційно небезпечних зовнішніх тріщиноподібних дефектів магістральних нафтопроводів / Р. С. Грабовський, В. С. Лужецький // Симпозіум українських інженерів-механіків у Львові: 9-й міжнар. симпозіум, 20-22 трав. 2009 р.: тези доповідей. – Львів: КІНПАТРІ ЛТД, 2009. – С. 81–83.
37. Грабовський Р. С. Експрес-оцінка працездатності магістрального нафтопроводу з експлуатаційними дефектами / Р. С. Грабовський, В. Т. Болонний, В. С. Лужецький // Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій: 4-та міжнар. наук.-техн. конф., 23-26 черв. 2009 р.: зб. праць під заг. ред. В. В. Панасюка. – Львів: Національна академія наук України. Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка, 2009. – С. 895–902.
38. Грабовський Р. С. До оцінки потенційно небезпечних зовнішніх тріщиноподібних дефектів магістральних нафтопроводів / Р. С. Грабовський, В. С. Лужецький // Машинознавство. – 2009. – №7 (145). – С.41 – 44.
39. Грабовський Р. С. До оцінки умов виникнення аварійних ситуацій технологічних нафтопровідних систем Прикарпатського регіону / Р. С. Грабовський, Т. М. Горб'як, О. М. Лепак // Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій: міжнар. наук.-техн. конф., 19-21 травня 2010 р.: матеріали конференції. – Тернопіль: Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя, 2010. – С. 53.

40. Лужецький В. С. До оцінки руйнівного тиску в дефектному нафтогоні // В. С. Лужецький, Р. С. Грабовський // *Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій: міжнар. наук.-техн. конф.*, 19-21 травня 2010 р.: матеріали конференції. – Тернопіль: Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя, 2010. – С. 66–67.
41. Янів П. П. Прогнозування критеріїв надійності і довговічності роботи неізотермічних нафтопроводів на основі фактичних режимів транспортування нафти / П. П. Янів, Р. С. Грабовський, В. Т. Болонний [та ін.] // *Наукові нотатки: міжвузівський збірник*. – Луцьк: Луцьк. держ. техн. ун-т, 2010. – Вип. 29. – С. 251–258. – (напряом “Інженерна механіка”).
42. Грабовський Р. С. До оцінювання потенційного ризику руйнування магістральних газопроводів / Р. С. Грабовський, В. С. Лужецький // *Машинознавство*. – 2010. – №5 (155). – С. 37–39.
43. Грабовський Р. С. Оцінка міцності нафтопроводу з корозійно-механічними дефектами / Р. С. Грабовський // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. – 2010. – № 3 (36). – С. 38–42.
44. Грабовський Р. С. Оцінка ресурсних можливостей магістральних газопроводів із експлуатаційними дефектами / Р. С. Грабовський // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. – 2010. – №4 (37). – С. 71–82.
45. Грабовський Р. С. Прогнозування безпечної експлуатації магістральних нафтопроводів із врахуванням зміни параметрів експлуатаційних дефектів / Р. С. Грабовський // *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. – 2011. – №1 (27). – С. 79–86.
46. Крижанівський Є. І. До оцінки ризику експлуатації магістральних газопроводів із тріщиноподібними дефектами / Є. І. Крижанівський, Р. С. Грабовський // *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. – 2012. – №1 (31). – С. 42–54.

АНОТАЦІЯ

Грабовський Р. С. Наукові основи оцінювання безпечної роботи та довговічності нафтогазопроводів тривалої експлуатації за параметрами їх дефектності. – Рукопис.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук зі спеціальності 05.15.13 – трубопровідний транспорт, нафтогазосховища. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2012.

Дисертація присвячена проблемам розроблення критеріїв оцінювання безпечної роботи та здійснення прогнозних розрахункових оцінок міцності та залишкового ресурсу тривало експлуатованих нафтогазопроводів із наявними дефектами, що є базисом для експертних висновків про можливість їх подальшої безпечної роботи або виведення з експлуатації.

На основі проведених досліджень поверхневого тріщиноутворення при корозійно-втомній пошкоджуваності сталей для нафтогазопроводів отримано критеріальне співвідношення між довжиною поверхневої тріщини, характеристичним значенням прикладеного напруження та параметрами

електрохімічного розчинення металу, а також отримано вираз для визначення періоду до зародження поверхневої корозійно-втомної тріщини.

Одержано нові експериментальні дані про зміну характеристик циклічної тріщиностійкості трубопровідних сталей залежно від сумісного впливу часу експлуатації та корозійних середовищ.

Запропоновано розрахункову методику та алгоритм її чисельної реалізації для оцінювання специфіки розвитку тріщин у стінках трубопроводів залежно від стану металу та оточуючого корозійного середовища, на основі якої досліджено кінетику поширення тріщиноподібних дефектів різної форми при їх розвитку в стінці труби за втомним та корозійно-втомним механізмом.

Запропоновано критерії безпечної експлуатації та оцінювання довговічності тривало експлуатованих нафтогазопроводів на підставі концепції порогового дефекту та умов потенційного катастрофічного руйнування дефектної труби.

Розроблено методику визначення руйнівного тиску у нафтогазопроводах з корозійно-втомними тріщиноподібними дефектами, яка враховує чинник потенційної можливості субкритичного росту тріщини за втомним механізмом.

Запропоновані підходи дозволили оцінити залишковий ресурс лінійних ділянок деяких дефектних нафтогазопроводів із урахуванням деградації властивостей металу під довготривалою дією експлуатаційних чинників середовища.

Ключові слова: нафтогазопроводи, втомне навантаження, корозійне середовище, корозійні та корозійно-механічні дефекти, втомні тріщини, коефіцієнт інтенсивності напружень, швидкість росту тріщини, допустима глибина тріщиноподібних дефектів, руйнівний тиск.

АННОТАЦИЯ

Грабовський Р. С. Научные основы оценки безопасной работы и долговечности нефтегазопроводов длительной эксплуатации за параметрами их дефектности. – Рукопись.

Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 05.15.13 – трубопроводный транспорт, нефтегазохранилища. – Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Ивано-Франковск, 2012.

Диссертация посвящена проблемам разработки критериев оценки безопасной работы и осуществления прогнозных расчетных оценок прочности и остаточного ресурса продолжительно эксплуатируемых нефтегазопроводов с имеющимися дефектами, что является основанием для экспертных оценок о возможности их дальнейшей безопасной работы или вывода из эксплуатации.

На основании проведенных исследований поверхностного трещинообразования при коррозионно-усталостной повреждаемости сталей для нефтегазопроводов получено критериальное соотношение между длиной трещины, характеристическим значением прилагаемого напряжения σ_* и параметрами электрохимического растворения металла, а также получено выражение для определения периода до зарождения поверхностного коррозионно-усталостной трещины. Показано, что соотношение $(\sigma_*/\sigma_{0,2})$ можно использовать как

характеристику сопротивления материала начальной поверхностной коррозионно-механической повреждаемости: чем больше значение этого параметра, тем выше начальная сопротивляемость материала поверхностному трещинообразованию в заданных коррозионных условиях испытаний.

Получены новые экспериментальные данные об изменении характеристик циклической трещиностойкости трубопроводных сталей в зависимости от совместного влияния времени эксплуатации и коррозионной среды.

Предложена расчетная методика и алгоритм ее числовой реализации для оценки особенностей развития трещин в стенках трубопроводов в зависимости от состояния металла и окружающей коррозионной среды, на основании которой исследовано кинетику распространения трещиноподобных дефектов различной формы при их развитии в стенке трубы за усталостным или коррозионно-усталостным механизмом. В частности, установлено, что начальная форма дефекта всегда влияет на кинетику его дальнейшего развития в глубину стенки трубы. Так, пороговая глубина коррозионно-усталостной трещины, имеющей форму коррозионной язвы в 1,3 раза больше, нежели для трещины имеющей форму коррозионной бороздки. Кинетика развития полуэллиптической коррозионно-усталостной трещины по толщине стенки трубы неэксплуатированного и эксплуатированного металлов магистрального нефтепровода, независимо от среды та начальной формы дефекта, незначительна, и составляет 25% ее толщины. В тоже время, на воздухе и в грунтовой воде кинетика развития полуэллиптической коррозионно-усталостной трещины по толщине стенки трубы неэксплуатированного и эксплуатированного металлов магистрального газопровода имеет место практически по всей допустимой для эксплуатации ее толщине. Обосновано, что наиболее опасными для нефтегазопроводов являются удлиненные коррозионно-механические трещины ($100 \text{ мм} \leq L_0 \leq 1500 \text{ мм}$), форма которых соответствует коррозионной бороздке.

Предложено концепцию порогового (безопасного) поверхностного дефекта и методику оценки периода его образования в стенке трубы, который учитывает особенности распространения коррозионных или коррозионно-усталостных дефектов в трубопроводах в условиях совместного воздействия циклического (пульсирующего) давления и коррозионной среды.

Разработано методику оценки потенциального катастрофического разрушения дефектных газопроводных труб, определены критические размеры сквозных коррозионно-усталостных трещин, проведены сравнительные расчеты размеров сквозных $2a_i^*$ та критических $2a_c$ трещин в стенках трубопроводов в зависимости от формы имеющихся начальных дефектов.

Разработана методика определения разрушающего давления в нефтегазопроводах с коррозионно-усталостными трещиноподобными дефектами, учитывающая фактор потенциальной возможности субкритического развития трещины за усталостным механизмом.

Предложенные подходы использованы для определения остаточного ресурса некоторых линейных участков дефектных нефтегазопроводов с учетом деградации свойств металла под длительным воздействием эксплуатационных факторов.

Ключевые слова: нефтегазопроводы, усталостное нагружение, коррозионная среда, коррозионные и коррозионно-механические дефекты, усталостные трещины, коэффициент интенсивности напряжений, скорость роста трещины, допустимая глубина трещиноподобных дефектов, разрушающее давление.

SUMMARY

Hrabovskyy R. S. Scientific fundamentals of safe operation and durability assessment of long-term exploited oil-and-gas pipelines based on parameters of their defectiveness. – Manuscript.

The dissertation for gaining a scientific degree of the doctor of sciences (engineering) in specialty 05.15.13 – Pipeline transport, oil and gas storages. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2012.

The dissertation focuses on problems of development of criteria for assessment of safe operation and forecasting of strength and residual lifetime of the long-term exploited oil-and-gas pipelines with defects for making of the expert conclusions on possibility of their further safe work or decommissioning.

Based on studies of surface corrosion fatigue cracking of steels for oil-and-gas pipelines, the criterion relation between surface crack length, characteristic value of applied cyclic stress and parameters of the electrochemical dissolution of metal was derived. On this ground the formula for calculation of the period of nucleation of surface corrosion fatigue crack has been proposed and verified.

The new experimental data on the corrosion fatigue crack growth behaviour of pipeline steels were received and analysed depending on the operation time and the presence of corrosion environments.

The calculation method and algorithm of its numerical realisation for assessment of the specificity of fatigue crack growth in the wall of pipe was developed and on this base the kinetics of crack propagation was determined for defects of different shape under fatigue and corrosion fatigue conditions.

The criteria of safe operation and for assessment of residual lifetime were proposed on the basis of concept of threshold defect and conditions of potential catastrophic failure of defective pipe.

The method for determination of the failure pressure in the defected oil-and-gas pipelines was developed with taking into account the potential possibility of subcritical crack growth under fatigue mechanism.

The developed methods were used for fracture risk assessment and residual lifetime evaluation of some linear sections of the long-term exploited oil-and-gas pipelines with defects.

Key words: oil-and-gas pipelines, fatigue loading, corrosive environment, corrosion and corrosion-mechanical defects, fatigue crack, stress intensity factor, crack growth rate, admissible depth of crack-like defects, failure pressure.