

622.692.4  
П41

**ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
НАФТИ І ГАЗУ**

**Побережний Любомир Ярославович**



УДК 621.643

***ЗАКОНОМІРНОСТІ КОРОЗІЙНО-МЕХАНІЧНОЇ ДЕГРАДАЦІЇ  
ТРУБОПРОВІДІВ У СКЛАДНИХ УМОВАХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ***

**05.15.13 – трубопровідний транспорт, нафтогазосховища**

**АВТОРЕФЕРАТ**

дисертації на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук

Івано-Франківськ – 2008

Дисертацією є рукопис

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



Науковий консультант

доктор технічних наук, професор  
**Крижанівський Євстахій Іванович**,  
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, ректор, завідувач кафедри нафтогазового обладнання

Офіційні опоненти:

доктор технічних наук, професор, член-кореспондент  
Національної академії наук України  
**Похмурський Василь Іванович**,  
Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАНУ,  
заступник директора, м. Львів

доктор технічних наук  
**Поляков Сергій Георгійович**,  
Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона,  
завідувач лабораторії корозії, м. Київ

доктор технічних наук, професор  
**Капцов Іван Іванович**,  
Український науково-дослідний інститут природних газів,  
завідувач відділу транспортування газу, м. Харків

Захист ві  
вченої ра  
ситеті на

3 дисер  
Франківс  
76019, м.

Автореф

Вчений  
спеціалі  
канд. те

спеціалізованої  
чному універ-  
патська, 15

біотеці Івано-  
у за адресою:

В. Корнута



## АГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

**Актуальність теми.** Газотранспортний комплекс України – це понад 35000 км магістральних трубопроводів та біля 200000 км розподільчих мереж. Наша газотранспортна система – органічне продовження російської. Їх об'єднує спільна мета – транспортування сибірського газу до Європи. Вона є диверсифікаційним джерелом, яке забезпечує понад 30% потреби держави в газі та об'єктом особливої відповідальності. Це зобов'язує нас експлуатувати газотранспортну систему на оптимальних режимах з високою експлуатаційною надійністю, що зумовлює необхідність виконувати великий обсяг науково-дослідних робіт безпосередньо на працюючих об'єктах.

Враховуючи, що основні фонди трубопровідного транспорту, як і будь-які технічні об'єкти, старіють, деградація магістральних трубопроводів проходить із наростаючою швидкістю. Основні газо- та нафтопроводи були побудовані в 1960-1990 рр. Близько половини їх знаходяться в експлуатації більше 20 років, а близько чверті – більше 30. Збільшення строку безпечної служби таких трубопровідних систем – надзвичайно важлива науково-технічна проблема.

Шляхи її вирішення – широке впровадження сучасних методів діагностики, глобальний моніторинг, капітальний ремонт та реконструкція, але передусім – принципово нові, науково обґрунтовані технічні та технологічні рішення.

Більшість трубопровідних систем побудовані та експлуатуються за старими нормативними документами, які не враховують останні наукові та науково-технічні здобутки в області трубопровідного транспорту.

Зараз, як ніколи, існує нагальна необхідність застосування нових комплексних методик оцінки стану трубопроводу, його залишкового ресурсу, попередження пошкоджень трубопровідних систем, адекватної інтерпретації ситуації в аварійних умовах. Особливо гостро проблема забезпечення надійної та безпечної експлуатації стоїть для трубопроводів, які експлуатуються у складних умовах – морських глибоководних та у зсувонебезпечних гірських районах.

Наростання потенційних та реальних загроз в техногенній сфері потребує радикального збільшення зусиль у вирішенні проблем екологічної та технологічної безпеки. Техногенна безпека стає одним із важливих чинників забезпечення національної безпеки. І тільки розвиток високих промислових та інтелектуальних технологій з всебічним використанням критеріїв та сучасних способів її забезпечення може змінити наявні негативні тенденції.

Створення наукових основ аналізу та забезпечення надійності, безпеки і живучості трубопровідних систем в цілому, та тих, що експлуатуються у складних природних умовах, зокрема, у рамках механіки катастроф є важливим науковим завданням.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Робота виконана в рамках програми «Нафта і газ України до 2010 р.», договору 55/2003 (2003-2006 рр.) «Дослідження корозійних процесів та розробка рекомендацій по антикорозійному захисту гідротехнічних споруд» з ДАТ «Чорноморнафтогаз», договору 11-102-1 (2003-2007 рр.) «Дослідження корозійних процесів та розробка методів удосконалення протикорозійного захисту газопроводів» з

ДК «Укртрансгаз», Гранту Президента України Ф13/52-2007 «Вплив навколишнього середовища на деформації та руйнування нафтогазопроводів», держбюджетної тематики Д-1-07-Ф «Дослідження нових енергоресурсозберігаючих екологічно безпечних технологій видобування та транспортування вуглеводнів».

**Мета роботи:** вивчення закономірностей корозійно-механічної деградації нафтогазопроводів у складних умовах експлуатації з метою коректнішої оцінки залишкового ресурсу безпечної експлуатації та експлуатаційних ризиків.

**Завдання досліджень.**

1. Розробка нових та удосконалення (шляхом введення нових, експлуатаційно орієнтованих критеріїв та параметрів) існуючих методик випробовувань на міцність, довговічність, живучість та безпеку; подальший розвиток та удосконалення схем і алгоритмів оцінки експлуатаційних ризиків.
2. Вивчення закономірностей низькотемпературної корозійної повзучості сталі трубопроводу та її впливу на несучу здатність.
3. Теоретико-експериментальне дослідження деформаційної поведінки сталі трубопроводу при укладанні на дно моря.
4. Вивчення корозійної деградації несучих елементів морських гідротехнічних споруд.
5. Дослідження електрохімічної поведінки сталі трубопроводу в основних типах ґрунтових електролітів.
6. Теоретико-експериментальні дослідження живучості сталі трубопроводів на повітрі та у корозійно активних середовищах і розробка способів її прогнозування.
7. Дослідження швидкості і характеру корозійно-механічної деградації нафтогазопроводів у експлуатаційних середовищах.
8. Розвиток наукових основ Концепції забезпечення безпеки та надійності трубопровідних систем. Проведення гармонізації національних нормативних документів з вимогами європейських стандартів та запровадження їх на підприємствах нафтогазового комплексу України.

*Об'єкт дослідження.* Магістральні нафтогазопроводи у складних умовах експлуатації

*Предмет дослідження.* Кінетика деформації, руйнування та електродного потенціалу трубопроводів при статичному і низькочастотному навантаженні у робочих середовищах. Корозійна деградація нафтогазопроводів.

*Методи дослідження.* Теоретичні дослідження проводили на основі сучасних методів механіки руйнування, механіки корозійного руйнування, корозійної електрохімії напружено-деформованого металу, трибофатики. Експериментальні дослідження виконували з використанням методів тензометрії та потенціометрії за розробленою методикою на базі створеної автоматизованої випробувальної системи з ЕОМ, що дозволяє отримати високу точність та достовірність результатів експерименту і якісно відстежити кінетику деформації та електродного потенціалу (ЕП), а також макробудову поверхонь руйнування. Статистичну обробку та виведення аналітичних залежностей проводили з використання сучасних програмних пакетів Origin® 8.0, Statistica® 7.0, Axum 6.0.

### **Основні положення, які захищаються:**

1. Об'єднана принципова схема оцінки потенційних небезпек, розрахунку та контролю експлуатаційних ризиків і схема управління ресурсом та безпекою трубопровідних систем на різних стадіях життєвого циклу.
2. Закономірності низькотемпературної корозійної повзучості та корозійної деградації сталі трубопроводу при статичному навантаженні.
3. Методика оцінки впливу ефекту Баушінгера на несучу здатність морських трубопроводів.
4. Результати дослідження електрохімічної поведінки сталі трубопроводу у 12 МС. Способи прогнозування живучості морських нафтогазопроводів на повітрі та у експлуатаційному середовищі.

### **Наукова новизна одержаних результатів.**

1. Визначено основні закономірності корозійно-механічної деградації трубопроводів у складних умовах експлуатації у різних типах корозійно-активних середовищ.
2. Вперше проведено математичну інтерпретацію та розроблено підходи до прогнозування живучості основного металу та зварних з'єднань трубопроводів на повітрі і в корозійних середовищах. Показано, що вона може служити важливим критерієм для оцінки експлуатаційних ризиків, залишкового ресурсу елементів трубопроводу із пошкодженням та визначення черговості виконання ремонтних робіт і заходів з відновлення їх нормального функціонування. Для спрощення інженерних розрахунків введено коефіцієнти живучості.
3. Вперше виявлено збільшення корозійної активності ґрунтового електроліту внаслідок синергічної дії корозійно активних компонентів наявних у визначених співвідношеннях молярних концентрацій йонів  $\text{SO}_4^{2-}$  та  $\text{Cl}^-$ .
4. Розроблено об'єднану принципову схему оцінки потенційних небезпек, розрахунку та контролю експлуатаційних ризиків, яка відповідає діючим нормативним документам та містить істотні удосконалення, котрі дають змогу істотно покращити заходи з контролю експлуатаційних ризиків на трубопровідному транспорті.
5. Вперше доведено необхідність урахування ефекту Баушінгера при оцінці несучої здатності матеріалу морських трубопроводів під час укладання та в процесі експлуатації. Проведено математичну інтерпретацію та введено силовий і деформаційний критерії оцінки ефекту Баушінгера.
6. Дістали подальший розвиток наукові основи створення оновленої Концепції досягнення безпеки трубопровідних систем на всіх стадіях життєвого циклу – від проектування до експлуатації.

### **Практичне значення отриманих результатів.**

1. Удосконалено автоматизовану випробувальну систему з ЕОМ для комплексних досліджень в кінетиці деформації, руйнування, електродного потенціалу матеріалу трубопроводу при статичному та низькочастотному навантаженні в робочих середовищах, використовуючи розроблені конструкції зразків-моделей, виготовлених зі сталі труби.
2. Запропоновано та визначено нестандартні експлуатаційно орієнтовані

параметри для пояснення поведінки сталі в конструкції трубопроводу при експлуатації.

3. Доопрацьовано і розширено концептуальну схему управління ресурсом та безпекою трубопровідних систем на різних стадіях життєвого циклу.
4. Удосконалено алгоритми оцінки експлуатаційних ризиків та оптимізації заходів запобігання відмовам на трубопроводах. Адаптовано для нафтогазопровідних мереж алгоритм оцінки і розрахунку імовірності відмови. Розширено шляхом введення нових параметрів алгоритм оцінки масштабів наслідків відмови.
5. Розроблено об'єднану принципову схему оцінки потенційних небезпек, розрахунку та контролю експлуатаційних ризиків.
6. Побудовано діаграми живучості для сталі трубопроводу та зварного з'єднання за результатами випробовувань зразків-моделей, вирізаних зі стінки труби. Запропоновано методика оцінки впливу середовища на показники живучості сталі трубопроводу.
7. Запропоновано при оцінці та прогнозуванні залишкового ресурсу трубопроводу використовувати діаграми корозійної деградації (у перерахунку на масову втрату та утонення стінки).
8. Розроблено і впроваджено на підприємствах ДАТ «Чорноморнафтогаз» Настанови щодо забезпечення протикорозійного захисту та надійної експлуатації трубопровідних систем на морських експлуатаційних платформах, які відповідають нормативним вимогам європейського стандарту ISO 13703:2000.
9. Гармонізовано європейський стандарт ISO 13703:2000 «Нафтова і газова промисловість. Проектування і встановлення трубопровідних систем на морських експлуатаційних платформах» з урахуванням національної специфіки.

**Особистий внесок здобувача.** Основні результати роботи отримані автором самостійно. Роботи [1, 7, 10-12, 14-21, 24-26] опубліковані без співавторів. В роботі [2] автору належить розробка основних засад методології. В роботі [3] – ідея підходу та інтерпретація результатів. В роботі [4] – створення математичної моделі оцінки ефекту Баушінгера. В роботах [22, 23] – постановка експерименту та інтерпретація одержаних результатів. У роботі [8] автором запропоновано спосіб протикорозійного захисту, в роботі [9] – загальну схему управління ресурсом та безпекою трубопровідних систем на різних стадіях життєвого циклу, а в роботі [13] розроблено принципову схему ризик-аналізу.

**Апробація результатів дисертації.** Матеріали дисертації доповідалися на III Міжнародній конференції „Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій” (м. Львів, 2004), VII, VIII, IX міжнародних конференціях-виставках „Проблеми корозії та протикорозійного захисту конструкційних матеріалів” (м. Львів, 2004, 2006, 2008), VIII міжнародній науково-практичній конференції „Нафта і газ України-2004” (м. Судак, 2004), VII міжнародному симпозіумі українських інженерів-механіків (м. Львів, 2005), XIII міжнародному колоквиумі „Механічна Втома Металів (МВМ) – 2006” (м. Тернопіль, 2006), III міжнародній науково-практичній конференції "Екологічні проблеми нафтогазового комплексу" (м. Сняк,

2008), VI науково-технічній конференції «Екологія и здоровье человека. Охрана воздушного и водного бассейнов. Утилизация отходов» (м. Щолкіно, 2008), VI науково-технічній конференції «Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта» (м. Новополоцьк, Республіка Білорусь, 2008), Міжнародній конференції «Стратегия повышения качества в промышленности и образовании» (м. Варна, Болгарія, 2008).

**Публікації.** За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 26 наукових праць: 16 – одноосібно.

**Структура та обсяг дисертації.** Дисертація складається зі вступу, 7 розділів, висновків, списку використаної літератури (247 найменувань) та 3 додатків. Викладена на 319 сторінках машинописного тексту, містить 112 рисунків та 17 таблиць.

## ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У **вступі** обґрунтовано актуальність проблеми, сформульовано мету і задачі дослідження, висвітлено наукову новизну та практичну цінність роботи.

У **першому розділі** аналізуються перспективи та тенденції розвитку трубопроводного транспорту у важких умовах експлуатації. Визначаються основні навантаження та впливи морського середовища, а також експлуатаційні навантаження, які зазнає трубопровід у зсувонебезпечних гірських районах. Показано, що для морських трубопроводів найнебезпечнішою є синергічна дія мало-та багатоциклових низькочастотних навантажень і корозійного впливу середовища.

Проаналізовано деформівну систему «труба – ґрунтовий масив» і показано, що для трубопроводів у зсувонебезпечних гірських районах найнебезпечнішим є тривале постійне та змінне статичне навантаження, підсилене дією корозійного середовища. Запропоновано шляхи оцінки та прогнозування ресурсу та залишкового ресурсу безпечної експлуатації нафтогазопроводів. Проаналізовано екологічні проблеми нафтогазового комплексу та підтверджено необхідність урахування впливу нафтогазопроводів на довкілля та прогнозування відповідних ризиків. Обґрунтовано необхідність розвитку наукових основ оновленої Концепції досягнення надійності та безпеки нафтогазопроводів на всіх стадіях життєвого циклу. У відповідності з метою сформульовано задачі дослідження.

У **другому розділі** описано об'єкти і методи досліджень. Розроблена та постійно удосконалюється автоматизована випробовувальна система з ЕОМ (рис. 1) для комплексного дослідження в кінетиці деформації, руйнування та електродного потенціалу матеріалу трубопроводу.

Лабораторний комплекс включає установки МВ-ІК та КН-1 для випробовувань зразків-моделей, лабораторний комп'ютер, аналого-цифровий перетворювач на базі мікросхеми AD 7714 фірми Analog Devices, пристрій для сканування поверхонь руйнування з подальшим опрацюванням отриманих цифрових відбитків у графічному редакторі з використанням комп'ютерної бази даних та металографічний мікроскоп Cole-Parmer A48405-25.

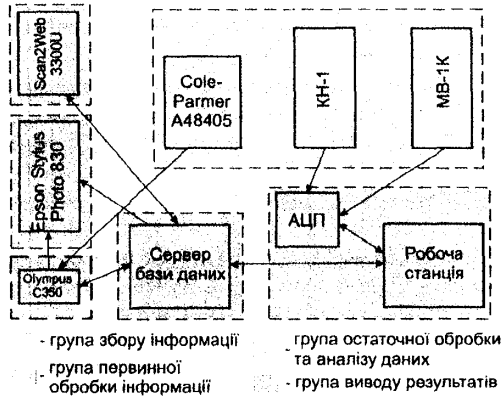


Рис. 1. Загальна схема лабораторного комплексу

Удосконалено та розширено методологію дослідження деформації і руйнування трубопровідних систем. Загальний комплекс робіт з визначення ресурсу, залишкового ресурсу, живучості та безпеки трубопроводів включає поетапний їх розгляд на стадіях проектування, будівництва та експлуатації (рис. 2):

- на стадії проектування визначається та обґрунтовується за допомогою основних критеріїв (міцність, довговічність) та запропонованих додаткових експлуатаційно орієнтованих параметрів початковий ресурс безпечної експлуатації та визначаються критерії безпеки. Оцінку ресурсу та живучості слід проводити із запропонованими змінами та доповненнями, використовуючи не лише довідникові, а, головним чином, реальні фізичні та фізико-хімічні параметри матеріалу з неодмінним моделюванням майбутніх експлуатаційних навантажень та впливів;
- на стадії будівництва проводиться контроль відповідності проектній документації, обґрунтовується вибір матеріалів, проводиться дефектоскопічний контроль, визначається вихідний стан несучих елементів. Зібрана інформація обробляється, аналізується і, таким чином, оптимізується вибір матеріалів та технологій для спорудження конкретного об'єкту;
- на стадії випробовувань проводяться стендові, вогневі та інші стандартні (штатні) та нестандартні випробовування, визначення працездатності та уточнення ресурсу. За вибраними та науково обґрунтованими критеріями визначаються та оптимізуються режими експлуатації, з метою максимального збільшення ресурсу безпечної експлуатації та мінімізації відказів, і, як наслідок, зменшення рівня ризику та негативного впливу на довкілля;
- експлуатація включає передпускові випробовування, фізичний пуск та вихід на штатну експлуатацію. На даній стадії підтверджуються і, при необхідності, остаточно коректуються прийняті проектні рішення і визначаються додаткові критерії оцінки нагромаджених пошкоджень та залишкового ресурсу (величина навантаження  $P$ , його частота  $f$ , силовий та деформаційний критерії оцінки ефекту Баушінгера  $K_S$  і  $K_d$ , кількість циклів до руйнування  $N$ , коефіцієнт зменшення довговічності попередньо навантаженого матеріалу



трубопроводу  $N_0/N_1$ , гранична амплітуда деформації початку поширення втомної тріщини  $\epsilon_{nc}^a$ , потенціал корозії  $E_{cor}$ , коефіцієнт локалізації корозійних процесів  $i_{0(cav)}/i_{0(an)}$ , які найбільш прив'язані до реальних експлуатаційних навантажень та впливів. Визначаються поля фізичних та хімічних впливів, проводиться їх вивчення експериментальними та розрахунково-експериментальними методами. За визначеними критеріями виконується комплексна діагностика трубопроводу. Наступним кроком є аналіз та прогноз ризику експлуатації даного об'єкта, його відповідність величинам прийнятних ризиків (економічних, екологічних тощо). Особливу увагу слід звернути на екологічний ризик, який прямо чи опосередковано приносить шкоду життю людини, яка є основним об'єктом «турботи». З урахуванням ризик-аналізу остаточно визначається залишковий ресурс трубопровідної системи.

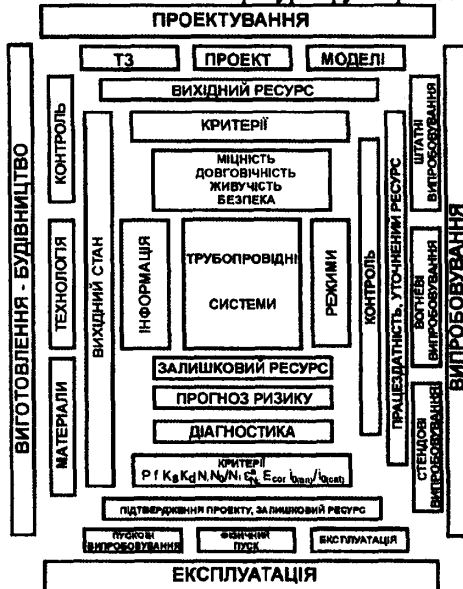


Рис. 2. Управління ресурсом та безпекою трубопровідних систем на різних стадіях життєвого циклу

Окремо слід зазначити інноваційність розробленої методології, яка дає змогу не лише нагромаджувати фактичний матеріал, а й за отриманими експериментальними результатами розробляти заходи з управління ресурсом та безпекою трубопровідних систем на всіх стадіях життєвого циклу – від проектування до експлуатації.

Запропонована методологія дозволяє підняти на якісно новий рівень дослідження поведінки сталі в конструкції трубопроводу, прослідкувати вплив як мікро- так і макроструктурних чинників на довговічність матеріалу трубопроводу, та здійснювати достатньо точне прогнозування ресурсу роботи, залишкового ресурсу роботи, ресурсу роботи конструкції з моменту пошкодження покриття тощо.

Запропоновано та адаптовано для об'єктів тривалої експлуатації нафтогазового комплексу (нафтогазопроводів) алгоритми та загальні схеми оцінки і розрахунку експлуатаційних ризиків, імовірності відмов та позаштатних ситуацій, оцінки масштабів безпосередніх та довготривалих наслідків аварійних ситуацій тощо.

Для розробки генерального плану заходів із запобігання позаштатних ситуацій та управління ресурсом безпечної експлуатації трубопроводу необхідно враховувати імовірність відмови та її прогнозовані наслідки для кожної ділянки трубопроводу. Тільки тоді можна проводити коректну оцінку та прогнозування експлуатаційних ризиків (рис. 3).

Необхідно проаналізувати трубопровідну систему, представивши її як множину одиничних трубопроводів. Кожний трубопровід описаний параметрами, які визначають його фізичні властивості (діаметр, товщина стінки, вік, матеріал), продукти, які транспортуються (газ, нафта або інші вуглеводні), і навколишнє середовище (погодні умови, тип ґрунту, топографія тощо).

Трубопровід потрібно розділити на багато елементарних сегментів, кожен з яких розглядати як окрему одиницю з індивідуальною оцінкою ризику, його наступним ранжируванням та розробкою плану заходів з технічного обслуговування. Сегменти представляють елементарні одиниці, для яких можуть бути здійснені дії обслуговування, такі як огляди і гідростатичні тестування тощо.

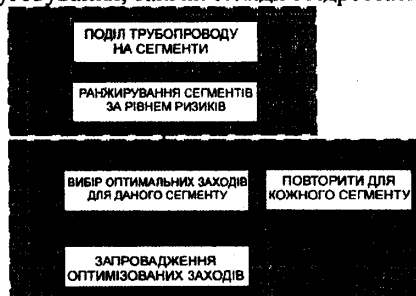


Рис. 3. Загальний алгоритм ризик-аналізу та оптимізації заходів запобігання позаштатних ситуацій на трубопроводах

Щоб гарантувати максимальну ефективність розрахунків найкраще використовувати динамічну схему сегментування. Поділ на сегменти потрібно проводити таким чином, щоб у кожному пункті де є зміни одного чи більше розрахункових параметрів, закладати вузлову точку, яка починатиме новий сегмент. Це дає змогу при подальшому узагальненні результатів створити профілі зміни окремих розрахункових параметрів вздовж траси пролягання трубопроводу і максимально пришвидшити обробку вхідних даних та мінімізувати розрахункові похибки.

Необхідно розглядати декілька основних причин відмов при розрахунку повної ймовірності відмови. Частина їх є специфічними залежно від місця пролягання трубопроводу. Наприклад для підземних трубопроводів це проведення земляних робіт під час прокладання та в процесі експлуатації, для морських – пошкодження якорями великих суден, шторми.

Але більшість причин відмов є спільними: втрата металу від зовнішньої та внутрішньої корозії, дефекти зварних швів, як повздовжніх заводських, так і кільцевих з'єднань труб в процесі будівництва, стрес-корозійна деградація, зсуви ґрунту та інші геотехнічні загрози, сейсмічні небезпеки тощо. Загальний алгоритм оцінки імовірності відмови наведено на рис. 4.

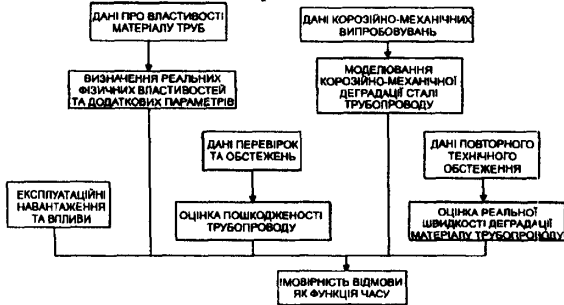


Рис. 4. Алгоритм оцінки і розрахунку імовірності відмови адаптований для нафтогазопровідних мереж

Для оцінки імовірності та важкості відмов використовують два типи моделей. Спрощені моделі, використовують комбінацію історичної інформації, статистичної кореляції і спрощених алгоритмів. Таке моделювання переважно застосовується зараз на підприємствах нафтогазового комплексу. Однак воно недостатньо коректно та точно оцінює імовірність відмов, їх важкість та наслідки для довкілля. Запропоновано загальний алгоритм оцінки наслідків відмови (рис. 5).

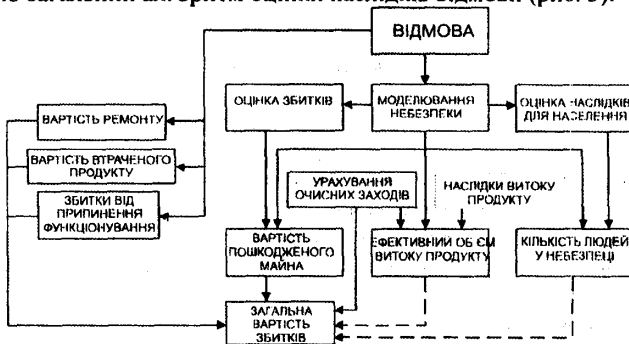


Рис. 5. Алгоритм оцінки масштабів наслідків відмови.

Необхідно ширше впроваджувати запропоновані передові моделі, засновані на структурних методах надійності. Ці методи розраховують ймовірність відмов, використовуючи структурні моделі, які визначають несучу здатність труби (відомий як розробка критичних моделей оцінки) і дають змогу оцінки та прогнозування зміни властивостей матеріалу трубопроводу з урахуванням експлуатаційних навантажень та впливів. Для визначення імовірності відмов через корозійну та стрес-корозійну деградацію запропоновано використовувати корозійні діаграми та діаграми стабілізаційних потенціалів. Для оцінки зменшення несучої здатності в результаті взаємодії з навколишнім середовищем — закономірності

низькотемпературної корозійної повзучості. Такі методологічні підходи дають змогу гнучко реагувати на нові входні дані (планової та позапланової діагностики, проведення ремонтних робіт тощо) для кожного сегменту трубопроводу, а також шляхом моделювання оцінити ефективність різних способів усунення дефектів та розробити оптимальний комплекс заходів із зменшення імовірності відмов на трубопроводі.

Розроблено об'єднану принципову схему оцінки потенційних небезпек розрахунку, та контролю експлуатаційних ризиків (рис. 6), яка відповідає діючим нормативним документам та містить низку істотних удосконалень, котрі дають змогу покращити заходи з контролю експлуатаційних ризиків.

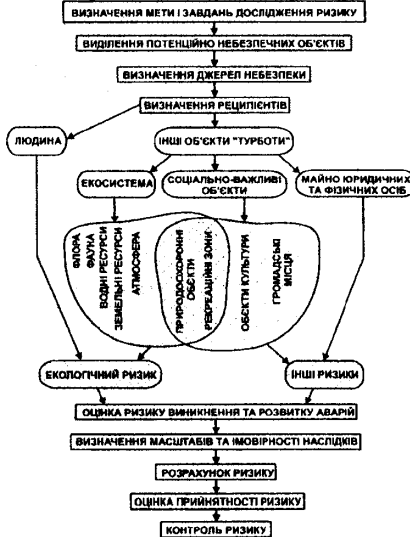


Рис. 6. Об'єднана принципова схема оцінки потенційних небезпек розрахунку, та контролю експлуатаційних ризиків

Величину витрат на ліквідацію аварійної ситуації як міру фінансових наслідків, кількість людей у зоні ураження запропоновано використовувати як міру зменшення безпеки, кількість транспортованого продукту, який попав у навколишнє середовище як міру екологічних наслідків. Усі наслідки можна поділити на дві групи: безпосередні наслідки, включаючи можливі рани і матеріальні втрати, внаслідок загорання випущеного продукту та довгострокові екологічні наслідки – пов'язані із забрудненням довкілля виотком транспортованого продукту.

Для оцінки масштабів довгострокових негативних наслідків потрібно враховувати, головним чином, залишковий об'єм забруднюючого продукту після виконання заходів з утилізації та очистки ураженої зони. Саме цей залишковий об'єм дає змогу коректно оцінити серйозність впливу на навколишнє середовище з урахуванням типу забруднювача, місця забруднення тощо.

Використання запропонованої методології оцінки ризиків, яка відповідає наявним нормам та стандартам і водночас удосконалює деякі базові підходи шляхом

розширення критеріальної бази, введенням додаткових параметрів, визначених для конкретного трубопроводу з метою коректнішого моделювання ймовірних відмов дає змогу підняти якість ризик-аналізу на новий щабель та закласти один із наріжних каменів оновленої Концепції досягнення безпеки трубопровідних систем. Підхід заснований на розрахунку ймовірностей і наслідків відмов для кожної небезпеки (або причини відмов).

**Третій розділ** присвячено вивченню корозійної деградації морських гідротехнічних споруд. Світовий досвід проектування, будівництва та експлуатації морських гідротехнічних споруд (ГС) показав, що такі достатньо складні інженерні конструкції можуть успішно створюватися та удосконалюватися лише при всебічному вивченні умов їх роботи та проведенні наукового пошуку, зокрема, досліджень, що стосуються глобальної проблеми міцності матеріалу ГС в робочих (технологічних) середовищах та покращення протикорозійного захисту.

Характер, механізм і кінетика корозійних процесів відчутно залежать від умов їх перебігу. За даним критерієм корозію ГС можна умовно розділити на 3 типи:

1. Підводна корозія;
2. Корозія в зоні періодичного змочування;
3. Корозія надводної частини:
  - 3.1. Ділянка на 1,5...6 м вище ватерлінії (діапазон А)
  - 3.2. Більше 6 м вище ватерлінії (діапазон Б).

Підводна частина споруди піддається електрохімічній корозії, причому найактивніше цей процес відбувається на глибині до 1,5 м внаслідок сильної аерації. Із збільшенням глибини швидкість корозії зменшується, не в останню чергу завдяки обростанню стояків морськими організмами. Ступінь уражень у зоні 0...1,5 м нижче ватерлінії можна охарактеризувати як середній, глибше 1,5 м – як незначний, хоча в останньому випадку можливі глибокі локальні ураження, викликані дією продуктів життєдіяльності певних видів морських організмів. Візуально зафіксувати такі ураження практично неможливо і для їх виявлення та подальшої профілактики необхідно своєчасно проводити діагностику стану несучих елементів ГС засобами неруйнівного контролю. Одним з найважливіших методів запобігання такій корозії є захист на стадії проектування шляхом моделювання майбутніх експлуатаційних навантажень. Такі сучасні підходи унеможливають непрогнозоване корозійно-механічне руйнування несучих елементів (рис. 7).

У зоні періодичного змочування поєднуються корозія в тонких плівках, електрохімічна та атмосферна корозії, причому на домінування того чи іншого механізму впливає відстань елемента конструкції від ватерлінії.

У зоні максимальної близькості до води (0...15 см) внаслідок значного часу перебування поверхні під водою домінує електрохімічний механізм, при якому корозія носить більш-менш рівномірний характер. Далі на відстані 15...60 см від ватерлінії превалює корозія в тонких плівках, оскільки поверхня тут змочується періодично і часто. Швидкість корозії тут найбільша внаслідок інтенсивної аерації.

Досліджено вплив номінальних напружень на кінетику електродного потенціалу в пружно-пластичній зоні та області низькотемпературної корозійної повзучості. Показано, що збільшення величини номінальних напружень активізує корозійні процеси на поверхні матеріалу ГС в місцях пошкодження захисного

покриття, причому залежність носить зростаючий характер.

Характер виявлених корозійних уражень без сумніву свідчить про те, що стрес-корозія є особливо небезпечною, а синергічний вплив механічного чинника та йонної сили середовища значно прискорює перебіг корозійних процесів та сприяє їх локалізації з утворенням глибоких виразок, пітів та каверн, які є концентраторами напружень. І хоча середня швидкість корозії є незначною, локальні ураження доволі небезпечні і є однією з основних причин руйнування несучих елементів ГС і пов'язаних з цим економічних втрат.



Рис. 7. Руйнування несучого елемента ГС внаслідок корозійного розтріскування під напруженням

У зоні 0,6...1,5 м на перше виходить атмосферна корозія, оскільки змочування поверхні хвилями відбувається нечасто, а зволоження проходить за рахунок осідання мікроскопічних частинок морської води, які містяться у повітрі. Швидкість такої корозії співрозмірна із першим випадком. Таке трактування добре узгоджується із реально зафіксованими у зоні періодичного змочування корозійними ураженнями. Їх рівень загалом можна визначити як значний.

Запропоновано методологічні підходи та принципи покращення протикорозійного захисту надводних елементів ГС та елементів у зоні періодичного змочування.

**В четвертому розділі** вивчено деформаційні ефекти при укладанні трубопроводу на дно моря S-методом. При укладанні морського трубопроводу вільним зануренням, або з використанням шарнірного криволінійного стінгера, ділянка трубопроводу між кормою баржі-трубоукладача і дном моря набирає форми S-подібної кривої (рис. 8). Напруження на вгнутій ділянці АВ регулюють за допомогою натяжного пристрою, а на випуклій ділянці ВС – обмежують стінгером. Для підвищення надійності роботи трубоукладача використовують вимірвальну апаратуру, яка дає змогу контролювати лінію прогинів, напруження та натяг на ділянці трубопроводу від борту баржі до морського дна.

Розглянемо (без урахування впливу хвиль і течій) умови переходу ділянки трубопроводу АВС в горизонтальне положення (рис. 8). Проекція ділянки на вісь ординат представляє собою глибину укладання  $h$ , а її проекція на вісь абсцис виражається розміром  $l_0$ . Тоді найкоротша відстань між точками А та С визначається як  $l_s = \sqrt{h^2 + l_0^2}$ . В процесі своєї еволюції, яку досліджували в програмі Corel Draw X4 за траєкторіями характерних точок, S-подібна ділянка вирівнюється і досягає розміру  $l$ . Відповідно величина приросту ділянки від вирівнювання  $\Delta l = l - \sqrt{h^2 + l_0^2}$ .

Чим більший приріст  $\Delta l$ , тим сильніше викривлені ділянки АВ та ВС і тим більша ймовірність виникнення в небезпечному перерізі труби пластичних деформацій.

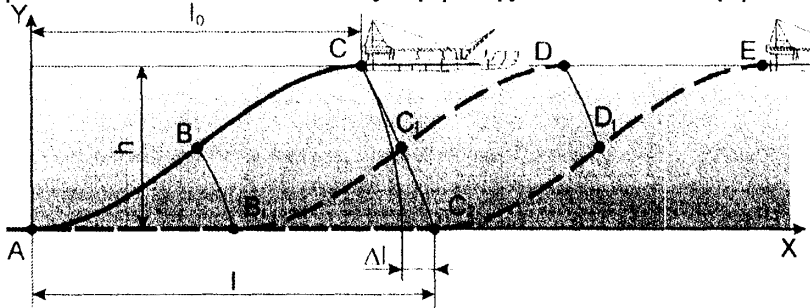


Рис. 8. Еволюція S-подібної ділянки трубопроводу

При переміщенні баржі на довжину  $l$  відбувається один цикл навантаження, за який волокна труби, що лежать вище нейтрального шару, спочатку видовжуються (на стінгері), а потім, з наближенням до дна, укорочуються. Виходячи із такого тлумачення пропонується параметр  $l$  надалі називати довжиною укладання за цикл навантаження. Для визначення періоду циклу  $T_c$  необхідно знати швидкість укладання  $V_y$  та  $l$ . Якщо задати  $l = 300$  м, а  $V_y = 3$  км/доб, отримаємо  $T_c = 2,4$  год. Для імітації на зразках-моделях зміни НДС, характерного при укладанні трубопроводу вільним зануренням при  $T = 0$ , задавали форму циклу, як показано на рис. 9, крива 1. Встановлено, що експлуатація текстурованої сталі трубопроводу в області циклічної повзучості (вище 420 МПа) неприпустима, хоча несуча здатність за згинальним моментом в статичі далеко не вичерпана.

Аналіз циклу деформацій показує (рис. 9, крива 2), що в умовах квазістатичного навантаження до 420 МПа низькотемпературна логарифмічна повзучість за час  $t_b$  відчутно проявляється при напруженнях, більших границі текучості  $\sigma_{0,2}^*$ , визначеної за розробленою раніше методикою. В першому півциклі границя текучості  $\sigma_{0,2}^* = 220$  МПа, а в другому -  $\sigma_{0,2}^* = 165$  МПа і тому можна говорити про яскравий прояв квазістатичного ефекту Баушінгера та пов'язане з цим значне зниження  $\sigma_{0,2}^*$  текстурованої сталі ( $\sigma_{0,2}^* / \sigma_{0,2}^* = 0,75$ ). Напруженням  $\sigma_{0,2}^*$  та  $\sigma_{0,2}^*$  відповідають деформації  $\epsilon_{yt}$  та  $\epsilon_{yc}$ , які визначаються ще до відтворення повної петлі гістерезису (рис. 10).

Щоб знайти  $\epsilon_{yc}$  необхідно на кривій 2 відшукати дві точки, одна з яких відповідає напруженню  $\sigma_{0,2}^*$ , а друга -  $\sigma = 0$  при  $T_c/2$ . За відношенням  $\epsilon_{yc} / \epsilon_{yt}$  можна додатково судити про вплив одноциклового навантаження на механічні властивості трубної сталі. Відношення  $\sigma_{0,2}^* / \sigma_{0,2}^*$  та  $\epsilon_{yc} / \epsilon_{yt}$  запропоновано використовувати як силовий та деформаційний критерії оцінки ефекту Баушінгера.

Щоб знайти  $\epsilon_{yc}$  необхідно на кривій 2 відшукати дві точки, одна з яких відповідає напруженню  $\sigma_{0,2}^*$ , а друга -  $\sigma = 0$  при  $T_c/2$ . За відношенням  $\epsilon_{yc} / \epsilon_{yt}$  можна додатково судити про вплив одноциклового навантаження на механічні властивості

трубної сталі. Відношення  $\sigma_{0,2c}^* / \sigma_{0,2t}^*$  та  $\epsilon_{yc} / \epsilon_{yt}$  запропоновано використовувати як силовий та деформаційний критерії оцінки ефекту Баушінгера.

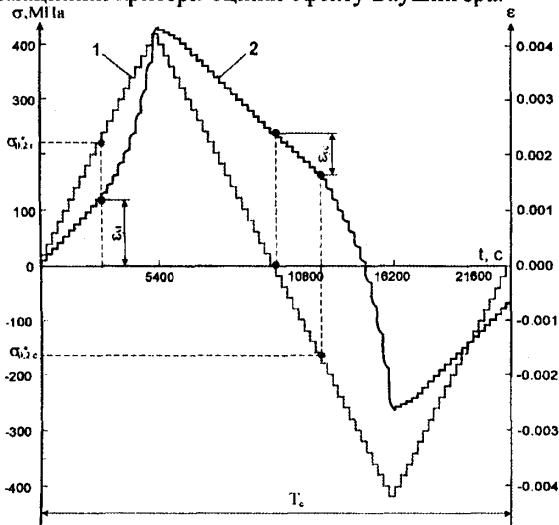


Рис. 9. Зміна напружень (1) та деформацій (2) за період циклу  $T_c$ .

Деформаційні відмінності при навантаженні та розвантаженні, а також наявність зсуву фаз між  $\sigma$  та  $\epsilon$ , в кінцевому результаті спричинюють утворення петлі механічного гістерезису (рис. 10). Така діаграма, на відміну від діаграми розтягу, дозволяє прогнозувати деформаційну поведінку матеріалу трубопроводу в циклі укладання та визначати необхідні для коректного розрахунку НДС параметри, а саме:  $\epsilon_{max}$ ,  $\epsilon_{min}$  – максимальну і мінімальну деформації при розмаху напружень циклу  $2\sigma_a$ ;  $\epsilon_{yt}$ ,  $\epsilon_{yc}$  – деформації, що відповідають напруженням  $\sigma_{0,2t}^*$  та  $\sigma_{0,2c}^*$ ;  $\epsilon_{pt}$ ,  $\epsilon_{pc}$  – ширину петлі гістерезису в першому (непарному) та другому (парному) півциклах.

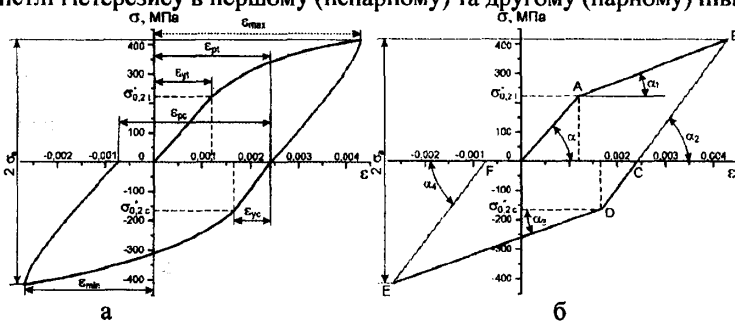


Рис. 10. Експериментальна (а) та прийнята (б) петлі гістерезису для текстурованої сталі 20 при симетричному циклі згинальних напружень

Оскільки діаграма знакозмінного одноциклового згину (петля гістерезису) побудована за точками, що відповідають значенням  $\epsilon$  після витримки при заданих  $\sigma$ , тобто з урахуванням повзучості, можна також визначати релаксовані модулі



пружності  $E_p$ , і пластичності  $E_{pr}$  та нерелаксований модуль розвантаження  $E_d$ . Чутливішим до повзучості буде параметр  $E_{pr}$ .

Оскільки процес низькотемпературної повзучості трубною сталі носить затухаючий характер, можна зробити важливий практичний висновок, що із подальшим збільшенням  $t_a$ , а відповідно і  $T_c$ , розмах деформації змінюватиметься незначно. При зменшенні  $T_c$ , наприклад до 140 хв, що реалізується при використанні сучасних спеціалізованих та багатощільових трубоукладних суден,  $t_a = 100$  с і, судячи з кінетичних кривих повзучості, нехтування величиною  $\varepsilon_{cr}$  означатиме вкрай небезпечне заниження  $\varepsilon_{max}$  та кривизни трубопроводу.

Таблиця 1

Розрахункові характеристики текстурованої сталі 20 для першого та другого півциклів

№ півциклу, індекс	$\sigma_{0,2}^*$	$E_r$	$E_{pr}$	$E_d$	$\varepsilon_{max}$	$\varepsilon_{min}$	$\varepsilon_y$	$\varepsilon_p$
	МПа							
1 (т)	220	186424	62637	219716	0,00431	-	0,00118	0,00242
2 (с)	165	221576	58480	213898	-	0,00262	0,00074	0,00310

Наведені в таблиці характеристики трубною сталі (абсолютні величини) для першого та другого півциклів показують, що в інженерних розрахунках НДС можна успішно використовувати прийняту петлю гістерезису (рис. 10, б), яка складається з прямолінійних похилих ділянок.

Значення  $\operatorname{tg} \alpha = E_{rt}$ ,  $\operatorname{tg} \alpha_1 = E_{prt}$ ,  $\operatorname{tg} \alpha_2 = E_{dt}$ ,  $\operatorname{tg} \alpha_3 = E_{prc}$ ,  $\operatorname{tg} \alpha_4 = E_{dc}$ , де  $E_{prt}$  і  $E_{prc}$  – релаксовані модулі пластичності, а  $E_{dt}$  і  $E_{dc}$  – нерелаксовані модулі розвантаження відповідно для першого та другого півциклів, а також координати характерних точок беруться з експериментальної петлі гістерезису. Тоді

$$\varepsilon_{max} = \frac{\sigma_{0,2t}^*}{E_{rt}} + \frac{\sigma_a - \sigma_{0,2t}^*}{E_{prt}}; \quad (1)$$

$$\varepsilon_{min} = \frac{\sigma_a}{E_{dt}} + \varepsilon_{pt}. \quad (2)$$

Розв'язуючи рівняння (1) та (2) знаходимо ширину петлі гістерезису, яка виражає залишкову деформацію після розвантаження в першому півциклі

$$\varepsilon_{pt} = \frac{1}{E_{prt}} \left[ \sigma_a \left( 1 - \frac{E_{prt}}{E_{dt}} \right) - \sigma_{0,2t}^* \left( 1 - \frac{E_{prt}}{E_{rt}} \right) \right]. \quad (3)$$

У другому півциклі абсолютні значення

$$\varepsilon_{pc} = \frac{1}{E_{prc}} \left[ \sigma_a \left( 1 - \frac{E_{prc}}{E_{dc}} \right) - \sigma_{0,2c}^* \left( 1 - \frac{E_{prc}}{E_{dt}} \right) \right]; \quad (4)$$

$$\varepsilon_{min} = (\varepsilon_{pc} - \varepsilon_{pt}) + \frac{\sigma_a}{E_{dc}}. \quad (5)$$

При зменшенні  $\sigma_a$  та  $T_c$  величини кутів  $\alpha$ ,  $\alpha_2$ ,  $\alpha_4$  та кутів  $\alpha_1$ ,  $\alpha_3$  зближуються. Тому для оцінювальних розрахунків можна прийняти, що  $E_{pi} \approx E_{pc} \approx E_{dt} \approx E_{dc}$ , а  $E_{prt} \approx E_{prc}$  і отримати спрощені вирази

$$\varepsilon_{pi} = (\sigma_a - \sigma_{0,2t}^*) \cdot (K_2 - K_1); \quad (6)$$

$$\varepsilon_{pc} = (\sigma_a - \sigma_{0,2c}^*) \cdot (K_2 - K_1), \quad (7)$$

де  $K_1 = \frac{1}{E_{pi}}$ , а  $K_2 = \frac{1}{E_{prt}}$  - відповідно коефіцієнти пружної та пластичної деформації.

Використовуючи формули (6) і (7) знаходимо різницю

$$\varepsilon_{pc} - \varepsilon_{pi} = (\sigma_{0,2t}^* - \sigma_{0,2c}^*) \cdot (K_2 - K_1), \quad (8)$$

яка складає величину одного порядку з величиною  $\varepsilon_{max}$  і вказує на інтенсивне циклічне зменшення текстурованої сталі 20 в умовах експерименту та на асиметрію циклу деформацій ( $R_s \approx -0,608$ ).

Якщо випробовувати труби, виготовлені за різною технологією з матеріалів, які істотно відрізняються характеристиками, визначеними з діаграм знакозмінного одноциклового згину, виникає практична потреба у порівняльній їх оцінці за величиною відносного розширення (звуження) петлі гістерезису

$$\delta_h = \frac{\varepsilon_{pc} - \varepsilon_{pi}}{\varepsilon_{pi}} \approx \frac{1 - K_s}{\left( \frac{\sigma_a}{\sigma_{0,2t}^*} - 1 \right)}, \quad (9)$$

де  $K_s = \frac{\sigma_{0,2c}^*}{\sigma_{0,2t}^*}$  - силовий критерій оцінки ефекту Баушінгера.

Результати розрахунків за формулами (1) - (9) добре узгоджуються з експериментальними даними. Наприклад, визначена безпосередньо із експериментальної петлі гістерезису величина  $\delta_h = 0,2810$ . Підставивши відповідні значення напружень у формулу (9) одержимо  $\delta_h = 0,2806$ .

Графічний аналіз формули (8) показує (рис. 11), що при  $\sigma_{a_0} = \sigma_{0,2t}^*$  ефект Баушінгера не простежується і  $\varepsilon_{pc} - \varepsilon_{pi} = 0$ , тоді як при розмаху напружень циклу  $2\sigma_{a_0}$  величина  $K_s$  стає мінімальною. Тобто при  $\sigma_{a_0} \leq \sigma_a \leq \sigma_{a_0}$  отримаємо

$$\frac{\sigma_{0,2c_1}^*}{\sigma_{0,2t}^*} \leq K_s \leq 1.$$

Відносне зниження границі текучості у півциклі стиску  $K'_s = \frac{\Delta\sigma_{0,2c}^*}{\sigma_{0,2c}^*}$ ,

де  $\Delta\sigma_{0,2c}^* = \sigma_{0,2c}^* - \sigma_{0,2c_1}^*$ .

Відповідно  $K'_s + K_s = 1$ .

При коректному визначенні максимально допустимої кривизни трубопроводу в циклі укладання необхідно враховувати деформацію Баушінгера  $\Delta\varepsilon_h$ , яка для текстурованої сталі 20 буде значною (рис. 9, 10, 11).

Запропоновані методичні підходи, засновані на використанні діаграм знакозмінного одноциклового згину, побудованих з урахуванням повзучості,

закладають наукові основи для прогнозування деформаційної поведінки матеріалу морських трубопроводів в циклі укладання.

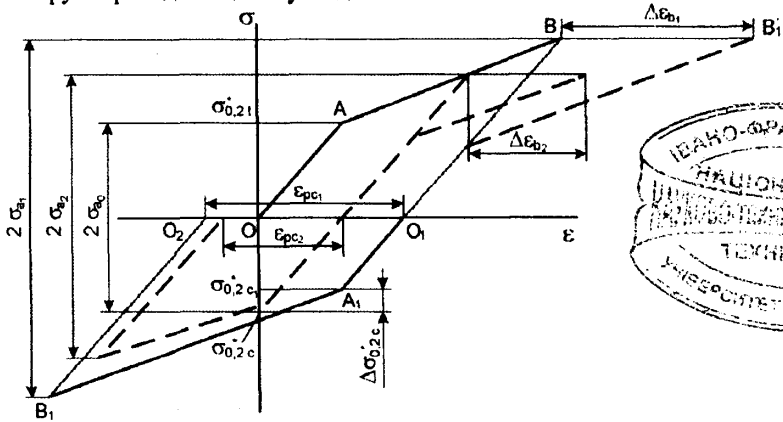


Рис. 11. Визначення кількісних характеристик ефекту Баушінгера

У п'ятому розділі досліджено живучість основного металу та зварних з'єднань морських нафтогазопроводів на повітрі та у корозійно-активному середовищі.

Згідно існуючих в Україні нормативних документів, розрахунок морських трубопроводів на міцність та деформівну здатність базується на стандартних характеристиках трубних сталей чи зварних з'єднань, встановлених для вихідного (передексплуатаційного) їх стану, що не відповідає сучасним вимогам.

В європейській практиці, при розрахунку підводних трубопроводів на міцність, враховуються допустимі напруження та деформації, які приймаються різними для періодів будівництва та експлуатації. В кожному з цих двох розрахункових випадків розглядаються найнесприятливіші поєднання навантажень та впливів.

Сьогодні визнається, що найнебезпечнішим є низькочастотне втомне та корозійно-втомне руйнування несучих елементів морських трубопроводів, яке важко діагностувати. Це пов'язано як з умовами експлуатації, так і зі специфікою прояву низькочастотного навантаження, особливо якщо врахувати, що вплив середовища та змінних напружень носить часову залежність.

На основі деформаційно-кінетичного аналізу процесів деформації і руйнування матеріалу трубопроводу та подальшої математичної обробки і графічної інтерпретації (рис. 12) запропоновано методичні підходи до прогнозування живучості трубопровідних систем. Як міру живучості пропонується використовувати тривалість останньої стадії втомного (корозійно-втомного) руйнування.

Показано, що живучість основного металу в області експлуатаційних та частково екстремальних навантажень (до 380 МПа) досить добре описується математично (рис. 12). Отримана лінійна залежність дає змогу доволі нескладного прогнозування живучості з подальшим використанням результатів в інженерних розрахунках. При цьому похибка методу не перевищує 1-3%.

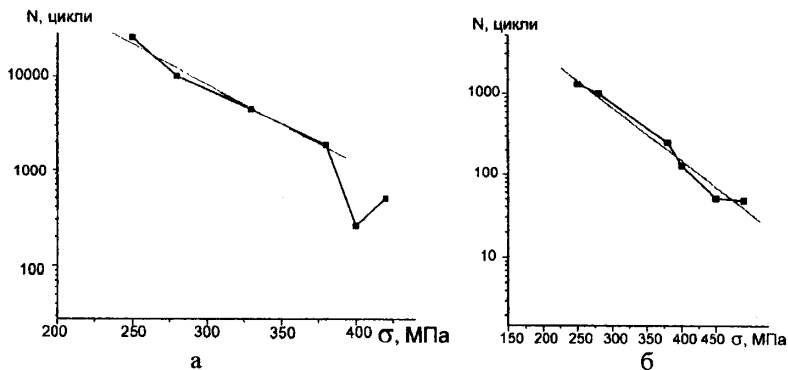


Рис. 12. Прогнозування живучості основного металу (а) та зварного з'єднання (б) на повітрі

Застосувавши деформаційно-кінетичне трактування процесу руйнування та представивши одержані експериментальні дані у напівлогарифмічних координатах одержано залежності, які доволі добре описуються математично, а значить можуть використовуватися для наступного прогнозування живучості нафтогазопроводів у позаштатних ситуаціях (рис. 13). Так, для основного металу похибка методу не перевищує 4%, а для зварного з'єднання – 1%. Причому, на відміну від випробовувань на повітрі, одержані результати дають змогу прогнозувати поведінку основного металу трубопроводу на всьому розмаху амплітуд.

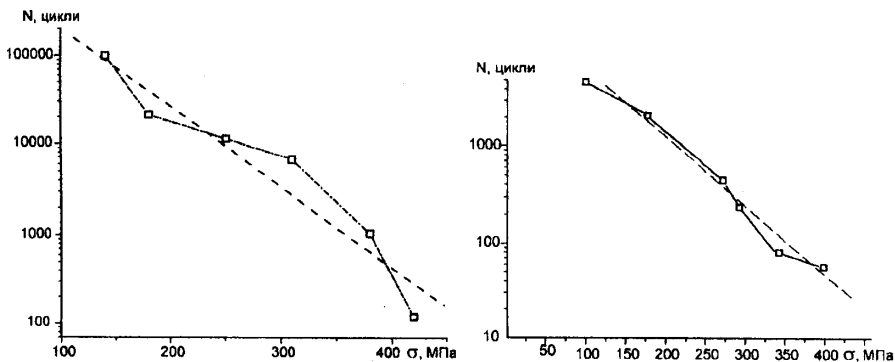


Рис. 13. Прогнозування живучості основного металу (а) та зварного з'єднання (б) у морській воді

Складнопрогнозована ділянка в області більше 380 МПа зникає. Це дасть змогу ще на стадії проектування зробити коректний розрахунок експлуатаційних ризиків як в зоні екстремальних (аварійних), так і в зоні робочих (експлуатаційних) навантажень шляхом моделювання аварійної ситуації та її наслідків і, ґрунтуючись на розрахованій живучості (стійкості в основному до зовнішніх навантажень та впливів з боку навколишнього середовища при виникненні й розвитку допустимих пошкоджень) розробити для кожного спрогнозованого випадку комплекс заходів із

попередження позаштатної (аварійної) ситуації та зведенні експлуатаційних ризиків до прийняттого рівня.

Проаналізувавши експериментальні дані можемо помітити, що живучість зварного з'єднання в корозійному середовищі істотно менша, ніж у основного металу і в області експлуатаційних навантажень ця різниця становить від 10 до 30 разів.

Беручи до уваги, що в зоні зварного з'єднання значно більша імовірність розвитку тріщин внаслідок дефектів зварювання та, при пошкодженні чи втраті герметичності захисного покриття, утворення гальванічної пари «основний метал – зварне з'єднання», яка відчутно прискорює перебіг корозійних процесів, і, що найнебезпечніше, призводить до їх локалізації, можемо з упевненістю говорити про необхідність окремої оцінки ризику для основного металу та зварного з'єднання.

Адже проведені раніше дослідження показали, що синергічна дія механічного та корозійного чинників призводить до зростання швидкості корозії в десятки та сотні разів! Особливо відчутна така руйнівна дія на погано баластованих ділянках та ділянках, які знаходяться в зоні дії підводних течій, де, внаслідок вимивання гранту з-під трубопроводу він провисає та зазнає низькочастотного втомного навантаження, і в місцях виходу на поверхню, де навантаження, через нерівномірну інтенсивність хвилювання моря, є ще й негармонійним, і може за відносно короткий час істотно змінювати амплітуду напружень (наприклад при сильному вітрі чи виникненні шторму) та діставати ударну складову.

В таких умовах зафіксовані локальні корозійно-втомні ураження глибиною 10-15 мм, які утворювалися менш ніж за рік. За наявності таких глибоких пошкоджень надзвичайно важливо оцінити можливість та термін безпечної експлуатації нафтогазопроводу з метою визначення черговості проведення ремонтних робіт та заходів з відновлення нормального його функціонування і забезпечення подальшої безпечної експлуатації.

Для спрощення і покращення прогнозування живучості та експлуатаційних ризиків пропонуємо представити криві живучості основного металу та зварного з'єднання в об'єднаному вигляді (рис. 14).

Така інтерпретація дає змогу введення коефіцієнтів, які дозволять урахувати меншу довговічність і більшу схильність до корозійно-втомного руйнування зварного з'єднання та коректніше розраховувати і прогнозувати експлуатаційні ризики. Живучість основного металу описується рівнянням  $Ig N = 46.2 - 0.009\sigma$ , зварного з'єднання  $Ig N = 4.41 - 0.00655\sigma$ . Взнявши за основу залежність для основного металу шляхом нескладних математичних перетворень отримаємо для зварного з'єднання залежність типу  $Ig N = 46.2K1 - 0.009K2\sigma$ , де  $K1$  та  $K2$  дорівнюють відповідно 0,0955 та 0,73.

Це особливо важливо для стандартизації інженерних розрахунків на стадії проектування при перевірці на відповідність критеріям безпеки і надійності а також для проведення всестороннього ризик-аналізу та прогнозу експлуатаційних ризиків в штатних та позаштатних режимах роботи, визначенні ресурсу (залишкового ресурсу) безпечної експлуатації, побудові дерева відмов і розробці для кожного випадку комплексу конкретних заходів з мінімізації експлуатаційних ризиків та попередження виникнення аварійних ситуацій.

Такі коефіцієнти дадуть змогу швидко, без тривалих випробовувань, закласти в проект трубопроводу необхідні додаткові характеристики.

З рис. 14 випливає, що негомогенність зварного з'єднання (яке можна вважати композицією «зварний шов – зона термічного впливу») небезпечно зменшує корозійно-втомну витривалість саме в області експлуатаційних навантажень, про що свідчить розходження усереднених кривих живучості.

Це дуже небезпечна тенденція, адже в такому режимі трубопровід повинен експлуатуватися штатно (тобто протягом планового ресурсу роботи), а одержані результати свідчать, що зварне з'єднання в такому режимі веде себе гірше, ніж в високоамплітудній області, створюючи додаткові експлуатаційні ризики. Ще раз переконуємось у тому, що живучість є надзвичайно важливим критерієм, адже корозійна витривалість зварного з'єднання та основного металу відрізняються незначно, і саме живучість дала змогу виявити приховані експлуатаційні небезпеки та додаткові, невраховані раніше ризики, які можуть спричинити важкі аварії та, як наслідок, нанести значну шкоду довкіллю. Це підтверджує надзвичайну важливість живучості як одного з головних критеріїв оцінки залишкового ресурсу безпечної експлуатації нафтогазопроводів.

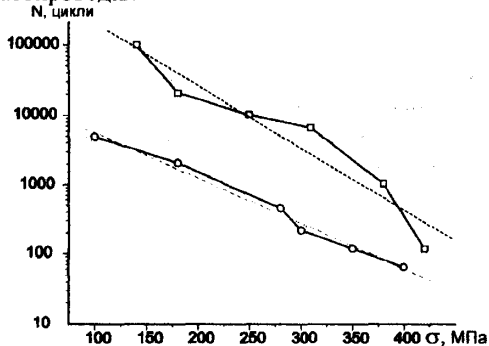


Рис. 14. Прогнозування живучості у корозійно-активних середовищах (морська вода, сталь 20, □ – основний метал, ○ – зварне з'єднання)

Для нескладної та коректної математичної інтерпретації запропоновано об'єднано представляти графічні залежності живучості матеріалу на повітрі та у корозійних середовищах і називати їх діаграмами живучості. Оптимальним варіантом вибрано використання напівлогарифмічної системи координат, використання якої дає змогу максимально простою для інженерних розрахунків лінійної апроксимації із прийнятною достовірністю (відхилення не перевищує 1-3%).

Аналіз отриманих залежностей для основного металу (рис. 15, а) показав, що у зоні експлуатаційних навантажень коректній інтерпретації піддається живучість як на повітрі, так і у корозійно-активних середовищах (морська вода). У зоні екстремальних навантажень живучість на повітрі складнопрогнозована. Натомість у морській воді прогнозуванню, щоправда з дещо меншою достовірністю, піддається живучість у повному діапазоні навантажень – від експлуатаційних до екстремальних. Аналітична залежність для живучості основного металу на повітрі описується виразом  $\lg N = 6.43 - 0.00838\sigma$ , у морській воді  $\lg N = 6.2 - 0.009\sigma$ .

Живучість зварного з'єднання у морській воді у 2 – 2,2 рази менша ніж на повітрі. Графічна інтерпретація отриманих результатів (рис. 15, б) виявила досить добру прогнозованість живучості у всіх діапазонах навантажень. Відхилення при лінійній апроксимації не перевищують 1%.

Аналітичні залежності для живучості на повітрі та у середовищі морської води виглядають наступним чином:  $\lg N = 4,782 - 0,00652\sigma$  та  $\lg N = 4,41 - 0,00655\sigma$  відповідно. З рисунку бачимо, що результати лінійної апроксимації практично паралельні, що підтверджують і коефіцієнти живучості:  $K_1 = 0,92$ ;  $K_2 = 1,0046$ . З одержаних результатів можна зробити важливий висновок: не дивлячись на неомогенність зварного з'єднання, його поведінка у корозійному середовищі прогнозується краще ніж основного металу. Важливість такого висновку полягає в тому, що імовірність виникнення дефектів та наявності чужорідних включень у зварному з'єднанні відчутно більша ніж у основного металу, а отже і ризик виникнення та розвитку пошкоджень тут набагато вищий.

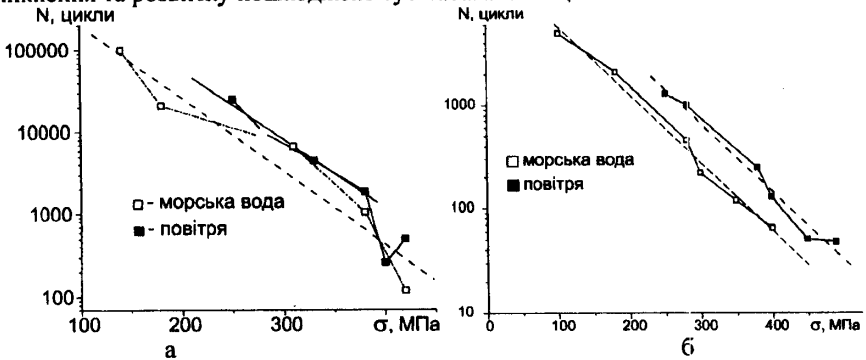


Рис. 15. Діаграма живучості основного металу (а) та зварного з'єднання (б)

Таким чином запропоновані підходи дають можливість на стадії проектування за допомогою введених коефіцієнтів живучості урахувати зменшення довговічності а відповідно і ресурсу безпечної експлуатації через вплив корозійно активного середовища. На об'єктах, які уже експлуатуються використання коефіцієнтів живучості дозволить визначити черговість проведення ремонтних робіт, дефектоскопічних обстежень тощо, а також коректувати розрахунки залишкового ресурсу безпечної експлуатації визначених ділянок трубопроводу залежно від стану їх протикорозійного захисту.

Шостий розділ присвячено вивченню електрохімічної поведінки сталі трубопроводу у модельних середовищах. Для прогнозування корозійної поведінки трубопроводів необхідний комплексний аналіз внутрішніх і зовнішніх факторів, що характеризують швидкість корозії матеріалу труб в експлуатаційному середовищі. За результатами хімічного аналізу найпоширеніших ґрунтових електролітів вибрано 12 МС (табл. 2) для вивчення корозійно-механічної поведінки матеріалу нафтогазопроводів з метою вивчення впливу хімічного складу середовища та рівня механічних напружень на кінетику перебігу корозійних процесів.

Аналізуючи анодні та катодні поляризаційні криві сталі трубопроводу

(17ГІСУ) у нейтральних хлоридних (рис. 16, а), хлоридно-сульфатних (рис. 16, б) та підкислених хлоридних (рис. 16, в) і хлоридно-сульфатних (рис. 16, г) модельних середовищах визначали струми корозії, уявні коефіцієнти переносу для анодного та катодного процесів, істинний коефіцієнт переносу. Екстраполюючи прямулінійну ділянку анодної вітки до значення стаціонарного потенціалу розраховували струм корозії.

Як свідчать отримані результати зі збільшенням концентрації електроліту струми корозії зростають. Тобто, корозія зумовлена протіканням електрохімічних процесів в даних системах. В усіх модельних середовищах корозія проходить з яскраво вираженим анодним контролем. Відповідно до цього, в реальних умовах корозії металу анодний процес буде локалізований на ділянках поверхні, площа яких буде в таку ж кількість разів меншою за площу, на якій відбувається процес відновлення.

Таблиця 2

Хімічний склад модельних середовищ для корозійних випробовувань

№ МС	Концентрація, моль/л			
	NaCl	Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	HCl	H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>
1	0,01	-	-	-
2	0,05	-	-	-
3	0,1	-	-	-
4	0,005	0,005	-	-
5	0,025	0,025	-	-
6	0,05	0,05	-	-
7	0,01	-	0,00001	-
8	0,05	-	0,0001	-
9	0,1	-	0,001	-
10	0,005	0,005	-	0,000005
11	0,025	0,025	-	0,000005
12	0,05	0,05	-	0,0005

Порівняння струмів корозії для анодної та катодної напівреакції показує, що перші є більшими на 3-4 порядки. Це пов'язано з тим, що анодний процес полягає лише в розчиненні металу, тоді як катодний, наприклад у випадку кисневої деполаризації, буде включати дифузію кисню з атмосфери в розчин електроліту, дифузію кисню в розчин до поверхні, адсорбцію та електрохімічне відновлення, яке відбувається в кілька стадій (проміжним продуктом може бути, наприклад, пероксид водню). Навіть незначні домішки сульфатів значно активізують анодний процес і швидкість корозії в цілому а також інтенсифікують локалізацію корозійних процесів ( $i_{0(ан)} / i_{0(кат)} = 1 \cdot 10^6$ ).

Щодо стаціонарного потенціалу залізного електрода, то лише в розчинах на основі хлориду натрію та хлоридної кислоти спостерігалось зменшення ЕП зі збільшенням концентрації електроліту, що свідчить про полегшення процесу корозії металу.



В усіх інших випадках потенціал спочатку зменшувався, а потім знову зростає, очевидно, внаслідок відкладання продуктів корозії на електродній поверхні в розчинах з високою концентрацією електроліту.

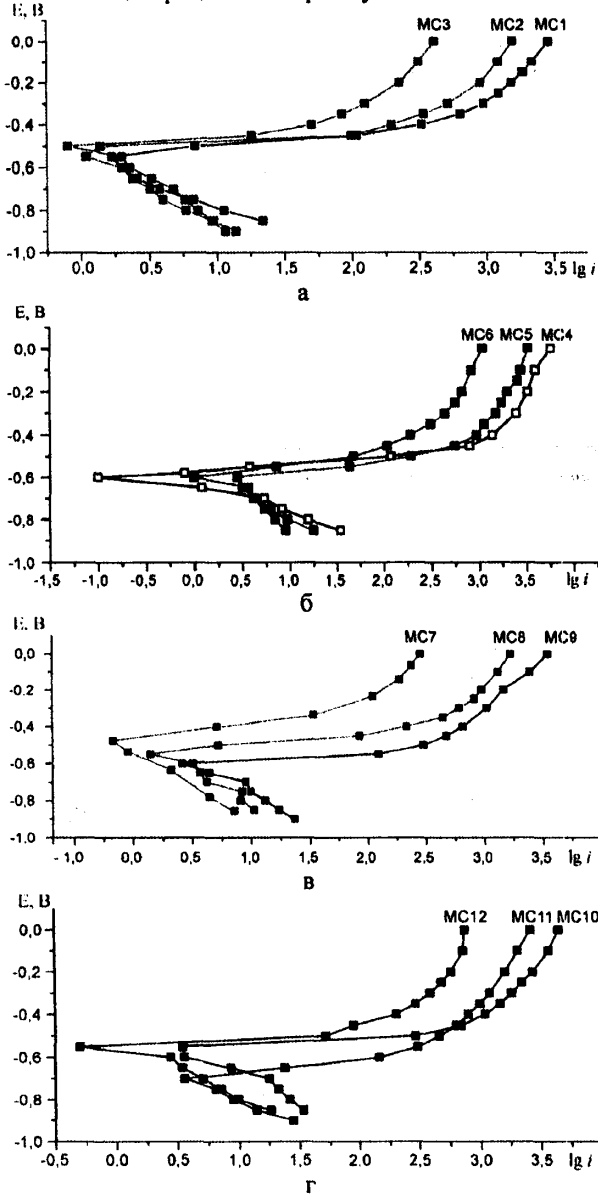


Рис. 16. Поляризаційні криві у МС 1-3 (а), МС 4-6 (б), МС 7-9 (в) та МС 10-12 (г)

Однак, в кожній окремо взятій системі з різною концентрацією електроліту на швидкість корозії це суттєво не впливало, оскільки вона продовжувала зростати (за винятком МС7). Це можна пояснити малою щільністю продуктів корозії, які, відповідно, в такому разі не блокують поверхні і забезпечують проникнення розчину електроліту до металу.

Судячи зі стаціонарних значень електродного потенціалу, з термодинамічної точки зору найлегше процес корозії буде відбуватись у МС11, дещо важче – у МС9, і набагато важче у розчинах, що не містять хлоридної або сульфатної кислоти. Даний факт узгоджується з емпіричними уявленнями про корозію металів, оскільки додавання до розчинів солей кислоти мало б полегшувати розчинення металу.

При додаванні сульфатної кислоти відповідні струми зменшуються. У розчинах на основі хлориду натрію струми зменшуються у 2-4 рази порівняно з розчинами на основі хлориду та сульфату натрію. Введення соляної кислоти тут також призводить до зменшення струмів корозії. Даний факт можна пояснити змінами у механізмі перебігу корозійних процесів.

Вивчено кінетику електродного потенціалу та вплив на неї механічного чинника та хімічного складу середовища. Побудовано діаграму стабілізаційних потенціалів (рис. 17), яка дозволяє додатково оцінити корозійну активність ґрунтових електролітів та може бути використана на етапі проектування як один із методів прогнозування корозійної деградації матеріалу трубопроводів.

Випробовування у розчинах, які містять одночасно йони  $\text{SO}_4^{2-}$  та невелику кількість йонів  $\text{H}^+$  (МС10) показали наявність синергічного ефекту, а саме одночасного збільшення струму корозії, тобто її швидкості та значної локалізації анодного процесу ( $i_{0(ан)} / i_{0(кат)} = 1 \cdot 10^6$ ). Така електрохімічна поведінка особливо небезпечна у реальних експлуатаційних умовах, коли відстань між катодною та анодною зонами може становити сотні метрів, що значно ускладнює перенос йонів  $\text{OH}^-$  від катоду до аноду, сповільнюючи пасиваційні процеси.

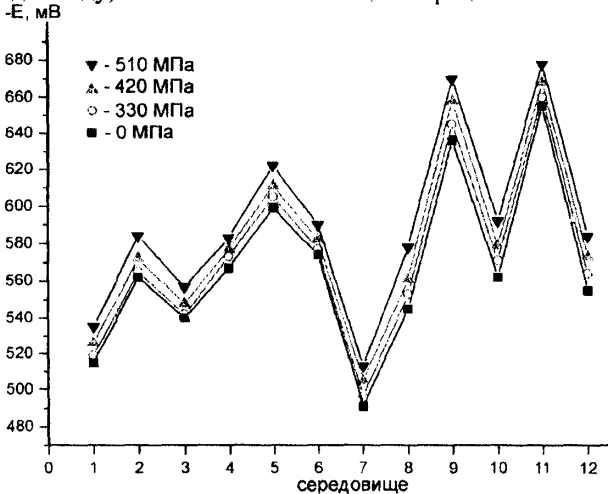


Рис. 17. Залежність потенціалу стабілізації від хімічного складу МС

Електродний потенціал є надзвичайно важливою характеристикою матеріалу, оскільки його величина впливає на характер та швидкість проходження катодних і анодних процесів, а також термодинамічну можливість чи неможливість їх протікання в даних умовах. Дослідження кінетики ЕП в умовах, близьких до експлуатаційних, мають велике практичне значення тому, що без них неможлива правильна хімічна інтерпретація корозійних процесів. Дослідження показали що загалом з електрохімічної точки зору найнебезпечнішими є хлоридно-сульфатні та підкислені хлоридно-сульфатні середовища.

У сьомому розділі вивчаються закономірності корозійної деградації нафтогазопроводів. Для вивчення кінетики низькотемпературної корозійної повзучості, користуючись побудованою за результатами механічних випробовувань зразків-моделей, вирізаних зі стінки труби, діаграмою згину вибрано три рівні номінальних напружень відповідно до величини границь текучості та міцності матеріалу трубопроводу  $\sigma_{0,2}^*$  і  $\sigma_{\text{м}}$ :  $1,05 \sigma_{0,2}^*$ ,  $1,35 \sigma_{0,2}^*$  та  $1,65 \sigma_{0,2}^* = 0,95 \sigma_{\text{м}}$ , які відповідають штатним, підвищеним штатним та позаштатним режимам роботи трубопроводу відповідно та становлять 330, 420 та 510 МПа. За кутом нахилу завершальної ділянки кривої повзучості (табл. 3) можемо вивчити швидкість затухання процесу.

Таблиця 3

Кути нахилу завершальних ділянок кривих низькотемпературної корозійної повзучості у МС

МС	330 МПа	420 МПа	510 МПа	МС	330 МПа	420 МПа	510 МПа
1	2,951	6,64	5,737	7	2,395	5,221	6,74
2	5,713	8,754	9,401	8	3,201	5,792	3,418
3	6,415	2,378	1,446	9	4,903	6,199	3,604
4	6,532	1,729	2,845	10	0,893	2,305	3,901
5	4,683	5,776	10,995	11	5,648	10,496	7,92
6	5,992	9,88	12,035	12	5,056	7,146	9,597

Вперше запропоновано його використання у якості додаткового параметру оцінки та прогнозування розвитку повзучості та корозійної повзучості, – з його збільшенням ризик втрати трубопроводом несучої здатності в результаті негативної синергічної дії механічних напружень та корозійного середовища зростає, і навпаки, з його зменшенням – спадає.

Кінетика повзучості у хлоридних середовищах характеризується монотонністю. Практично відсутні різкі перепади, відрізняються лише швидкості та абсолютні величини приросту деформації. Найімовірніше це наслідок впливу ефекту Ребіндера, який зумовлює зменшення поверхневої енергії, полегшуючи утворення одиниці площі поверхні і, відповідно, пластичне течіння металу.

Слід також відзначити істотне зменшення швидкості затухання процесу порівняно з повітрям. Особливо помітним воно є для величини номінальних напружень 330 МПа ( $1,05 \sigma_{0,2}^*$ ), де спостерігається зростаюча кінетика із поступовим затуханням, але без виходу на плато. Таку корозійно-механічну поведінку сталі трубопроводу можна пояснити синергічною дією корозійного та механічного чинників, оскільки рівень напружень, як показують результати випробовувань на повітрі, недостатній для такого тривалого інтенсивного приросту деформації.

Причому частка корозійного чинника (зменшення несучої здатності внаслідок появи нових та розвитку наявних дефектів) є основною, про що свідчить кінетика деформації на повітрі з практично горизонтальною останньою ділянкою. Корозійні процеси полегшують розвиток наявних та викликають нагромадження додаткових пошкоджень, небезпечно зменшуючи несучу здатність та створюючи додаткові ризики при штатних режимах експлуатації. Своєчасне урахування таких прихованих ризиків дозволить попередити пошкодження трубопроводу та виникнення зв'язаних з цим позаштатних ситуацій.

Еволюція корозійної повзучості у хлоридно – сульфатних середовищах стадійно мало відрізняється від такої у хлоридних електролітах. Основна відмінність – істотно більший приріст деформації при рівних величинах номінальних напружень, та прискорене проходження першої стадії (інтенсивного приросту деформації), особливо в МС4. Можемо зробити висновок, що хлоридно-сульфатні електроліти значно небезпечніші з корозійної точки зору. Це зумовлено багатьма чинниками, найголовнішим з яких є виявлена раніше синергічна корозійна дія йонів  $\text{Cl}^-$  та  $\text{SO}_4^{2-}$  та пов'язана з нею істотна локалізація корозійних процесів. В підкислених хлоридних середовищах спостерігаємо кінетику повзучості подібну до МС 1 – МС 3. Основними відмінностями в поведінці сталі трубопроводу є збільшення абсолютної величини приросту деформації та зміна характеру еволюційного розвитку процесу. Еволюція повзучості у підкислених хлоридно-сульфатних електролітах в загальному незначно відрізняється від непідкислених середовищ, однак на фоні монотонного зростання з'являються невеликі деформаційні скачки, які, очевидно, зумовлені, як і у випадку підкислених хлоридних середовищ, змінами у механізмі перебігу корозійних процесів. Абсолютні величини деформації повзучості однозначно свідчать, що підкислені хлоридно-сульфатні середовища – одні із найбільш небезпечних в корозійному плані. Особливо це помітно на прикладі МС11, у якому при всіх рівнях напружень спостерігаємо зростаючу кінетику деформації, а при 420 МПа вона стає просто загрозливою. На кривій практично не спостерігається затухання приросту деформації, що в реальних умовах посиленних (близьких до критичних) експлуатаційних навантажень може спричинити до важких, або й непоправних наслідків. Як засвідчують отримані результати, найнебезпечнішими у корозійному плані є підкислені хлоридні та, особливо, хлоридно-сульфатні середовища. В останніх надзвичайно небезпечною є локалізація корозійних процесів та виявлена схильність матеріалу до пітінгової і виразкової корозії. Таку ж, але дещо менш інтенсивну тенденцію спостерігаємо в нейтральних хлоридно-сульфатних середовищах. Проведено вивчення закономірностей корозійної деградації сталі трубопроводу в модельних середовищах. Вивчався вплив механічного чинника та хімічного складу середовища на швидкість загальної та локальної корозії. Остання оцінювалася в перерахунку на найглибшу корозійну каверну чи виразку. Оцінку проводили як за масовою втратою (кг/рік), так і за відносним утоненням стінки (мм/рік) (рис. 18, 19).

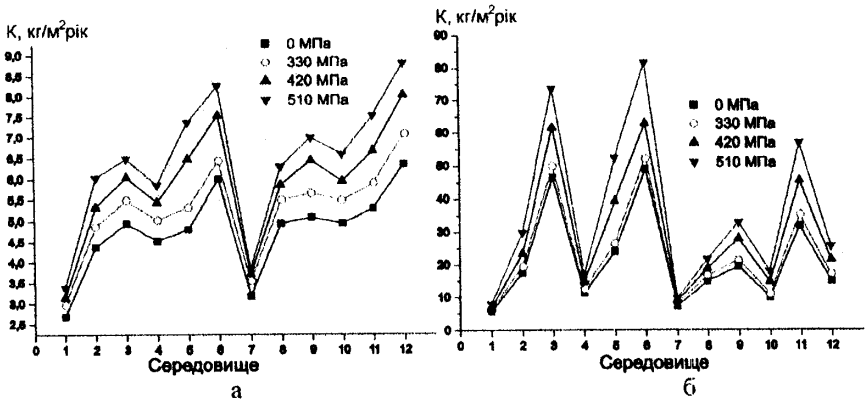


Рис. 18. Залежність швидкості загальної (а) та локальної (б) корозії від рівня механічних напружень та хімічного складу середовища

Побудовано діаграми корозійної деградації сталі трубопроводу, які дають змогу на етапі проектування краще розрахувати ресурс роботи трубопроводу, а для діючих удосконалити оцінку залишкового ресурсу безпечної експлуатації.

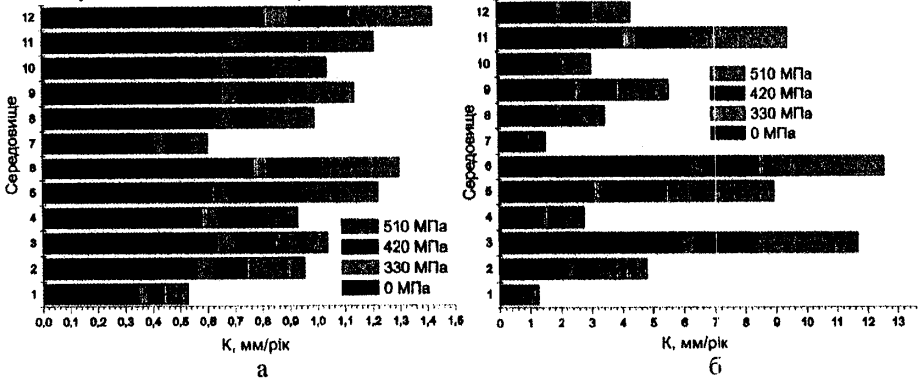


Рис. 19. Залежність утонення стінки труби від рівня механічних напружень та хімічного складу середовища при загальній (а) та локальній (б) корозії

Вперше виявлено істотне збільшення корозійної активності ґрунтового електроліту внаслідок синергічної дії корозійно активних компонентів наявних у визначених співвідношеннях молярних концентрацій йонів (МС6, 12). Вперше зафіксовано також значне збільшення локалізації корозійних процесів при збільшенні концентрацій хлорид та сульфат-йонів (МС3, 6). Особливої уваги заслуговує також істотне пришвидшення утонення стінки трубопроводу у МС11 (для випадку локальної корозії), яке більш ніж у 2 рази більше ніж у випадку МС12, хоча швидкість загальної корозії у останньому вища. Така корозійна поведінка створює додаткові ризики розгерметизації трубопроводу і повинна ураховуватися під час проектування та експлуатації.

## ВИСНОВКИ

В результаті виконання дисертаційної роботи вирішено важливу науково-прикладну проблему визначення закономірностей корозійно-механічної деградації трубопроводів у складних умовах експлуатації, зокрема удосконалено та розширено методологію дослідження взаємозв'язку деформації та руйнування трубопроводів, методологію оцінки та контролю експлуатаційних ризиків, розвинуто принципи оцінки НДС трубопроводу під час укладання на дно моря через урахування ефекту Баушінгера та введення відповідних критеріїв його оцінки, проведено математичну інтерпретацію та розроблено методологію оцінки живучості трубопроводів на повітрі та у корозійно-активних середовищах, дістали подальший розвиток уявлення про еволюцію несучої здатності трубопроводу через виявлення загальних закономірностей впливу механічного чинника та чинника середовища на низькотемпературну корозійну повзучість сталі.

1. Розроблено методологію дослідження деформації та руйнування трубовідних систем та введено нові нестандартні експлуатаційно-орієнтовані критерії оцінки наявного стану матеріалу трубопроводу. Запропоновано нові та адаптовано для об'єктів тривалої експлуатації нафтогазового комплексу (нафтогазопроводів, ГС тощо) існуючі алгоритми та загальні схеми оцінки і розрахунку експлуатаційних ризиків, імовірності відмов та позаштатних ситуацій, оцінки масштабів безпосередніх та довготривалих наслідків аварійних ситуацій тощо. Розроблено об'єднану принципову схему оцінки потенційних небезпек, розрахунку та контролю експлуатаційних ризиків, яка відповідає діючим нормативним документам та містить істотні удосконалення, котрі дають змогу покращити заходи з контролю експлуатаційних ризиків.
2. Вперше доведено необхідність урахування ефекту Баушінгера при оцінці несучої здатності матеріалу морських трубопроводів під час укладання та в процесі експлуатації. Проведено математичну інтерпретацію та введено силовий і деформаційний критерії оцінки ефекту Баушінгера.
3. Змодельовано основні типи ґрунтових електролітів і докладно вивчено електрохімічну поведінку сталі трубопроводу у них. Показано, що в усіх модельних середовищах корозія проходить з яскраво вираженим анодним контролем. Експериментально встановлено, що з електрохімічної точки зору найнебезпечнішими є хлоридно-сульфатні (МС6) та підкислені хлоридно-сульфатні (МС11) середовища. Виявлено, що навіть незначні домішки сульфатів значно активізують анодний процес і швидкість корозії в цілому, а також значно сприяють виникненню на трубопроводах місцевої корозії ( $i_{0(an)}/i_{0(кат)} = 6 \cdot 10^3 \dots 5,5 \cdot 10^6$ ), а випробовування у розчинах, які містять одночасно йони  $SO_4^{2-}$  та невелику кількість йонів  $H^+$  (МС10) показали наявність синергічного ефекту, а саме одночасного збільшення струму корозії, тобто її швидкості та значну локалізацію анодного процесу ( $i_{0(an)}/i_{0(кат)} = 1 \cdot 10^6$ ).
4. Досліджено низькотемпературну корозійну повзучість сталі трубопроводу на повітрі та у 12 модельних середовищах і показано, що найбільші ризики втрати трубопроводом несучої здатності є у хлоридно-сульфатних і підкислених хлоридно-сульфатних електролітах. Вперше запропоновано

використовувати як один із параметрів оцінки пливу повзучості на несучу здатність трубопроводу кут нахилу завершальної ділянки кривої низькотемпературної корозійної повзучості, а також вперше зафіксовано стрибкоподібну зміну деформації повзучості у підкислених хлоридних електролітах (МС8), що свідчить про розвиток локальних тріщиноподібних корозійних дефектів.

5. Вивчено вплив хімічного складу, рН середовища та рівня механічних напружень на характер перебігу корозійних процесів та показано, що збільшення рівня номінальних напружень у всіх модельних середовищах призводить до активізації корозійної деградації сталі трубопроводу. Вперше виявлено істотне збільшення корозійної активності ґрунтового електроліту внаслідок синергічної дії корозійно активних компонентів наявних у визначених співвідношеннях молярних концентрацій йонів (МС6, 12) та значне зростання локалізації корозійних процесів (МС11). З метою кращого порівняння корозійної активності ґрунтових електролітів запропоновано використовувати діаграми корозійної деградації сталі трубопроводу (у перерахунку на масову втрату та утонення стінки).
6. Вперше проведено математичну інтерпретацію та розроблено підходи до прогнозування живучості основного металу та зварних з'єднань трубопроводів на повітрі і в корозійних середовищах. Показано, що вона може служити важливим критерієм для оцінки експлуатаційних ризиків, залишкового ресурсу роботи елементів трубопроводу із пошкодженням та визначення черговості виконання ремонтних робіт і заходів з відновлення їх нормального функціонування. Для спрощення інженерних розрахунків введено коефіцієнти живучості.
7. Доведено необхідність істотного удосконалення та оновлення наявної нормативної бази з оцінки та прогнозування безпеки і надійності трубопроводів. Проведено гармонізацію європейського стандарту ISO 13703:2000 «Нафтова і газова промисловість. Проектування і встановлення трубопровідних систем на морських експлуатаційних платформах» з урахуванням національної специфіки. Розвинуто наукові основи оновленої Концепції безпеки трубопровідних систем шляхом введення коефіцієнтів живучості та низки інших критеріїв оцінки ресурсу експлуатації
8. Розроблено і впроваджено на підприємствах ДАТ «Чорноморнафтогаз» Настанови щодо забезпечення протикорозійного захисту та надійної експлуатації трубопровідних систем на морських експлуатаційних платформах, які відповідають нормативним вимогам європейського стандарту ISO 13703:2000.

### **ПЕРЕЛІК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ**

1. Побережний Л. Я. Урахування ефекту Баушінгера при проектуванні морських трубопроводів / Л. Я. Побережний // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.- 2003. - № 4 (9). - С. 48-54.
2. Крижанівський Є. І. Методологія дослідження деформації та руйнування трубопровідних систем / Є. І. Крижанівський, Л. Я. Побережний // Механіка

- руйнування матеріалів і міцність конструкцій / Під. ред. В.В. Панасюка. - Львів. - 2004. - С. 419-424.
3. Крижанівський Є. І. Стимуляція корозійної повзучості матеріалу трубопроводу циклічним навантаженням / Є. І. Крижанівський, Л. Я. Побережний // Фізико-хімічна механіка матеріалів, спец. вип. № 4. - 2004. - Т. 1. - С. 381-386.
  4. Крижанівський Є. І., Побережний Л. Я. Деформаційні ефекти при укладанні трубопроводу на дно моря S-методом // Нафтова і газова промисловість. - 2004. - № 2. - С. 35-39.
  5. Крижанівський Є. І. Особливості стрес-корозії сталі магістральних трубопроводів в кислих електролітах / Є. І. Крижанівський, Л. Я. Побережний // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2004. - № 4 (13). - С. 69-72.
  6. Побережний Л. Я. Електрохімічні аспекти корозії магістральних газопроводів / Л. Я. Побережний, Ю. П. Гужов // Нафтова і газова промисловість. - 2005. - № 1. - С. 48-50.
  7. Побережний Л. Я. Корозія підземних магістральних трубопроводів / Л. Я. Побережний // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2005. - № 2 (15). - С. 27-31.
  8. Крижанівський Є. І. Корозія морських гідротехнічних споруд / Є. І. Крижанівський, Л. Я. Побережний // Фізико-хімічна механіка матеріалів, спец. вип. № 5. - 2006. - Т. 1. - С. 155-159.
  9. Крижанівський Є. І. Захист довкілля від аварій і катастроф трубопровідних систем в складних умовах експлуатації / Є. І. Крижанівський, Л. Я. Побережний, Л. Є. Шкіца // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2007. - № 1 (22). - С. 77-82.
  10. Побережний Л. Я. Живучість трубопровідних систем у корозійно-активних середовищах / Л. Я. Побережний // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2007. - № 2 (23). - С. 86-90.
  11. Побережний Л. Я. Живучість морських трубопроводів / Л. Я. Побережний // Науковий вісник. - 2007. - № 1 (15). - С. 102-106.
  12. Побережний Л. Я. Використання діаграм живучості при оцінці експлуатаційних ризиків на газонафтопроводах / Л. Я. Побережний // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2007. - № 3 (24). - С. 89-93.
  13. Крижанівський Є. І. Безпека та захист від аварій та катастроф трубопровідних систем в складних умовах експлуатації / Є. І. Крижанівський, Л. Я. Побережний, Л. Є. Шкіца // Екологія довкілля та безпека життєдіяльності. - 2007. - №3. - С. 21-27.
  14. Побережний Л. Я. Вплив аварій нафтогазопроводів на довкілля / Л. Я. Побережний // Екологія і промисленність. - 2007. - №3 (12). - С. 20-24.
  15. Побережний Л. Я. Прогнозування живучості морських трубопровідних систем як елемент оцінки експлуатаційних ризиків / Л. Я. Побережний // Нафтова і газова промисловість. - 2007. - № 4 - С. 39-41.
  16. Побережний Л. Я. Електрохімічна поведінка матеріалу нафтогазопроводів у хлоридних та хлоридно-сульфатних середовищах / Л. Я. Побережний // Вісник СНУ. - 2007. - №9 (115). - С. 276-284.
  17. Побережний Л. Я. Низькотемпературна корозійна повзучість сталі



- трубопроводів / Л. Я. Побережний // *Машинознавство*. - 2007. - № 9. - С. 24-28.
18. Побережний Л. Я. Вплив рН середовища на перебіг стрес-корозійних процесів / Л. Я. Побережний // *Машинознавство*. - 2007. - №10. - С. 42-47.
  19. Побережний Л. Я. Корозійна деградація магістральних трубопроводів / Л. Я. Побережний // *Нафтова і газова пром-ть*. - 2007. - №2. - С. 47-49.
  20. Побережний Л. Я. Особливості корозії нафтогазопроводів у засолених ґрунтах / Л. Я. Побережний // *Нафтова і газова пром-ть*. - 2007. - №3. - С. 47-49.
  21. Побережний Л. Я. Корозія магістральних газопроводів / Л. Я. Побережний // *Фізико-хімічна механіка матеріалів, спец. вип. № 5*. - 2008. - Т. 1. - С. 155-159.

### Матеріали конференцій

22. Крижанівський Є. І. Корозійно-механічна поведінка сталі магістральних трубопроводів у кислих ґрунтах / Є. І. Крижанівський, Л. Я. Побережний, В. О. Шишкін // *Нафта і газ України. Матеріали VIII міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України-2004»*. - Т. 2. - С. 206-208.
23. Крижанівський Є. І. Низькочастотна втома та корозійна втома підземних магістральних трубопроводів / Є. І. Крижанівський, Л. Я. Побережний // *Праці 13-го міжнародного колоквиуму «МВМ – 2006», 25-28 вересня 2006 р. – Тернопіль (Україна) / Відповідальний редактор В. Т. Трошено – Тернопіль: Тернопільський державний технічний університет ім. І. Пулюя, 2006. - Т. 1.- С. 351-354.*
24. Побережний Л. Я. Прогнозування живучості морських трубопроводів за кінетичними кривими деформації / Л. Я. Побережний / *Научный журнал Технического университета Варна (спец. вып.) - Материалы III Международной конференции «Стратегия качества в промышленности и образовании» (1-8 июня 2007 г., Варна, Болгария)*. - В 2-х томах. - Т.1. - С. 431-434.
25. Побережний Л. Я. Прогнозування деформаційної поведінки та залишкового ресурсу підземних трубопроводів за даними корозійно-механічних випробовувань / Л. Я. Побережний // *Сьомий міжнародний симпозиум інженерів-механіків у Львові: Тези доповідей*. - Львів. - КІНПАТРІ ЛТД. - 2005. - С. 104.
26. Побережний Л. Я. Стресс-коррозионная деградация магистральных трубопроводов / Л. Я. Побережний // *Надежности и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: Материалы VI международной конференции.*-Новополок: УО «ПГУ», 2007. - С. 72-73.

### Анотація

**Побережний Л. Я.** Закономірності корозійно-механічної деградації трубопроводів в складних умовах експлуатації. – Рукопис.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 05.15.13 – трубопровідний транспорт, нафтогазосховища. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2008.

Розроблено об'єднану принципову схему оцінки потенційних небезпек,

розрахунку та контролю експлуатаційних ризиків, яка відповідає діючим нормативним документам та містить низку істотних удосконалень, котрі дають змогу покращити заходи з контролю експлуатаційних ризиків.

Вперше доведено необхідність урахування ефекту Баушінгера при оцінці несучої здатності матеріалу морських трубопроводів під час укладання та в процесі експлуатації. Проведено математичну інтерпретацію та введено силовий і деформаційний критерії оцінки ефекту Баушінгера.

Досліджено корозійно-механічну деградацію сталі трубопроводу на повітрі та у 12 модельних середовищах і показано, що найбільша небезпека втрати трубопроводом несучої здатності внаслідок корозійно-механічної деградації є у хлоридно-сульфатних і підкислених хлоридно-сульфатних електролітах.

Вперше проведено математичну інтерпретацію та розроблено підходи до прогнозування живучості основного металу та зварних з'єднань трубопроводів на повітрі і в корозійних середовищах. Для спрощення інженерних розрахунків введено коефіцієнти живучості.

Доведено необхідність істотного удосконалення та оновлення наявної нормативної бази з оцінки та прогнозування безпеки і надійності трубопроводів. Розвинуто наукові основи Концепції досягнення безпеки трубопровідних систем на всіх стадіях життєвого циклу – від проектування до експлуатації. Проведено гармонізацію європейського стандарту ISO 13703:2000 «Нафтова і газова промисловість. Проектування і встановлення трубопровідних систем на морських експлуатаційних платформах» з урахуванням національної специфіки.

**Ключові слова:** складні умови експлуатації, контроль ризику, низькотемпературна корозійна повзучість, ефект Баушінгера, живучість, корозійно-механічна деградація

### Аннотация

**Побережный Л. Я.** Закономерности коррозионно-механической деградации трубопроводов в сложных условиях эксплуатации. - Рукопись.

Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 05.15.13 - трубопроводный транспорт, нефтегазохранилища. - Иванов-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Иванов-Франковск, 2008.

Разработана расширенная методология исследования деформации и разрушение трубопроводных систем и введен ряд новых нестандартных эксплуатационно-ориентированных критериев оценки имеющегося состояния материала трубопровода. Предложено, оптимизировано и адаптировано для объектов продолжительной эксплуатации нефтегазового комплекса (нефтегазопроводов) алгоритмы и общие схемы оценки и расчета эксплуатационных рисков, вероятности отказов и внештатных ситуаций, оценки масштабов непосредственных и долговременных последствий аварийных ситуаций и т.п., а также объединенную принципиальную схему оценки потенциальных опасностей расчета, и контроля эксплуатационных рисков, которая отвечает действующим нормативным документам правительства и содержит ряд важных

усовершенствований, которые дают возможность поднять на качественно новый уровень мероприятия по контролю эксплуатационных рисков.

Впервые доказана необходимость учета эффекта Баушингера при оценке несущей способности материала морских трубопроводов во время укладки и в процессе эксплуатации. Проведена математическая интерпретация и введено силовой и деформационный критерии оценки эффекта Баушингера.

Экспериментально установлено, что с электрохимической точки зрения опаснейшими являются хлоридно-сульфатные (МС6) и подкисленные хлоридно-сульфатные (МС11) среды. Выявлено, что даже незначительные примеси сульфатов значительно активизируют анодный процесс и скорость коррозии в целом, а также оказывают значительное содействие возникновению на трубопроводах местной коррозии ( $i_{0(am)}/i_{0(kam)} = 6 \cdot 10^3 \dots 5,5 \cdot 10^6$ ), а испытания в растворах, содержащих одновременно ионы  $SO_4^{2-}$  и небольшие концентрации ионов  $H^+$  (МС10) показали наличие синергического эффекта, а именно одновременное уменьшения энергии активации, увеличение тока коррозии, т.е. ее скорости, а также значительную локализацию анодного процесса ( $i_{0(am)}/i_{0(kam)} = 1 \cdot 10^5$ ). Исследовано низкотемпературную коррозионную ползучесть стали трубопровода на воздухе и в 12 модельных средах и показано, что наибольшие риски потери трубопроводом несущей способности существуют в хлоридно-сульфатных и подкисленных хлоридно-сульфатных электролитах.

Впервые предложено использовать как один из параметров оценки эксплуатационных рисков угол наклона завершающего участка кривой низкотемпературной коррозионной ползучести, а также впервые зафиксировано скачкообразное изменение деформации ползучести в подкисленных хлоридных электролитах (МС8), что свидетельствует о развитии локальных коррозионных дефектов. Изучено влияние химического состава, pH среды и уровня механических напряжений на характер хода коррозионных процессов и показано, что увеличение уровня номинальных напряжений во всех модельных средах приводит к активизации коррозионной деградации стали трубопровода. Впервые выявлено аномальное увеличение коррозионной активности грунтового электролита вследствие синергического кумулятивного действия коррозионно активных компонентов находящихся в определенных соотношениях молярных концентраций (МС6). С целью лучшего сравнения коррозионной активности грунтовых электролитов и более корректной оценки эксплуатационных рисков предложено использовать диаграммы коррозионной деградации стали трубопровода.

Впервые проведена математическая интерпретация и разработаны подходы к прогнозированию живучести основного металла и сварных соединений трубопроводов на воздухе и в коррозионных средах. Показано, что она может служить важным критерием для оценки эксплуатационных рисков, остаточного ресурса работы элементов трубопровода с повреждением и определения очередности выполнения ремонтных работ и мероприятий по восстановлению их нормального функционирования. Для упрощения инженерные расчеты введены коэффициенты живучести. Доказана необходимость важного усовершенствования и обновления имеющейся нормативной базы по оценке и прогнозированию безопасности и надежности трубопроводов. Проведена гармонизация европейского

стандарта ISO 13703:2000 «Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и установление трубопроводных систем на морских эксплуатационных платформах» с учетом национальной специфики. Получили дальнейшее развитие научные основы Концепции обеспечения безопасности трубопроводных систем на всех стадиях жизненного цикла - от проектирования до эксплуатации.

**Ключевые слова:** сложные условия эксплуатации, контроль риска, низкотемпературная коррозионная ползучесть, эффект Баушингера, живучесть, коррозионно-механическая деградация.

### Summary

**Poberezhny L. Ya.** Regularities of corrosion-mechanical degradation of pipelines in hard exploitation terms.- Manuscript.

Thesis for Doctor of Technical Sciences degree in speciality 05.15.13 – oil and gas pipelines, oil reservoirs and gas storages.- Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2008.

Offered, optimized and adapted for the objects of long exploitation of oil & gas complex algorithms and general charts of estimation and calculation of operating risks, probabilities of refusals and supernumerary situations, estimations of scales of direct and long term consequences of emergency situations, etc., and also incorporated of principle chart of estimation of potential dangers of calculation, and control of operating risks, which answers the operating normative documents of government and contains the row of important improvements which enable to heave up on a high-quality new level measures on control of operating risks.

The necessity of Baushinger effect account is first proved at the estimation of bearing strength of material of marine pipelines during drafting and in the process of exploitation. Mathematical interpretation is conducted and the power and deformation criteria of estimation of Baushinger effect are entered.

Mathematical interpretation is first conducted and approaches are developed to prognostication of survivability of parent metal and welded connections of pipelines on air and in corrosive environments. It is shown that it can serve as an important criterion for the estimation of operating risks, remaining resource of work of elements of pipeline with a damage and determination of order of implementation of repair works and measures on renewal of their normal functioning. For simplification engineering calculations are entered coefficients of survivability. The necessity of important improvement and update of present normative base from an estimation and prognostication of safety and reliability of pipelines is proved. Harmonization of the European standard of ISO 13703:2000 is conducted «Oil and gas industry. Planning and establishment of the pipeline systems on marine operating platforms» taking into account a national specific. Scientific bases of creation of the renewed Conception of providing of safety of the pipeline systems are stopped up at all stages of life cycle - from planning to exploitation.

**Keywords:** hard exploitation terms, risk control, low temperature corrosion creeping, Bautionger effect, survivability, corrosion-mechanical degradation.