

СТІЙКІСТЬ І ВІДНОВЛЕННЯ ОБ'ЄКТІВ ЗБЕРІГАННЯ ТА ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

С.Ю. МАКСИМОВ, О.І. ЗВІРКО,
О.С. МІЛЕНІН, Л.І. НИРКОВА, І.І. ЧУДИК,
В.Б. ЗАПУХЛЯК, В.В. РУДКО



НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України
Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
АТ «Укртрансгаз»

С.Ю. Максимов, О.І. Звірко, О.С. Міленін,
Л.І. Ниркова, І.І. Чудик,
В.Б. Запухляк, В.В. Рудко

СТІЙКІСТЬ І ВІДНОВЛЕННЯ
ОБ'ЄКТІВ ЗБЕРІГАННЯ
ТА ТРАНСПОРТУВАННЯ
ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Київ 2026

Максимов С.Ю., Звірко О.І., Міленін О.С., Ниркова Л.І., Чудик І.І., Запихляк В.Б., Рудко В.В. Стійкість і відновлення об'єктів зберігання та транспортування природного газу. — Київ: Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України, Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, АТ «Укртрансгаз», 2026. — 218 с.

Монографію присвячено розвитку наукових засад забезпечення стійкості, безпечної експлуатації та відновлення об'єктів транспортування та зберігання природного газу в умовах сучасних технологічних, енергетичних і безпекових викликів. На основі узагальнення фундаментальних і прикладних досліджень, виконаних представниками декількох наукових шкіл України, сформовано цілісну наукову концепцію, яка інтегрує закономірності деградації конструкційних матеріалів, фізико-механічні механізми руйнування, математичного моделювання, прогнозування залишкового ресурсу та науково обґрунтованого вибору технологій відновлення газотранспортної інфраструктури. Особливу увагу приділено проблемам функціонування об'єктів газотранспортної системи в умовах тривалої експлуатації, воєнних загроз, післявоєнного відновлення, енергетичного переходу та перспектив транспортування водневмісних енергоносіїв. Монографія призначена для науковців, інженерів, фахівців газотранспортної галузі, викладачів, аспірантів і студентів технічних спеціальностей. Бібліогр. 272, табл. 24, рис. 104.

Maksymov S.Yu., Zvirko O.I., Milenin O.S., Nyrkova L.I., Chudyk I.I., Zapukhliak V.B., Rudko V.V. Sustainability and recovery of natural gas storage and transportation facilities. — Kyiv: E.O. Paton Electric Welding Institute of the NAS of Ukraine, G.V. Karpenko Physico-Mechanical Institute of the NAS of Ukraine, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, JSC «Ukrtransgaz», 2026. — 218 p.

The monograph is devoted to the development of the scientific foundations for ensuring the sustainability, safe operation, and recovery of natural gas transportation and storage infrastructure under contemporary technological, energy, and security challenges. Based on the synthesis of fundamental and applied research conducted by several leading Ukrainian scientific schools, it presents an integrated scientific framework that combines the mechanisms of structural material degradation, the physico-mechanical processes governing failure, advanced mathematical modelling, residual life prediction, and scientifically grounded approaches to selecting optimal technologies for the restoration of gas transmission infrastructure. Particular attention is paid to the operation of gas transmission system facilities under long-term service conditions, wartime threats, post-war recovery, the energy transition, and the prospective transportation of hydrogen-containing energy carriers. The monograph is intended for researchers, engineers, specialists in the gas transmission sector, as well as university lecturers, post graduates, and students in engineering disciplines. 272 Ref., 24 Tables, 104 Figures.

Рецензенти: д.т.н., чл.-кор. НАН України О.Є. Андрейків

(Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України, м. Львів)

д.т.н., акад. НАН України Є.І. Крижанівський

(Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу)

Рішення вченої ради ІЕЗ ім. Є.О. Патона НАН України: Протокол № 26 від 25.06.2026

Редактор І.Ю. Романова

Комп'ютерна верстка Т.Ю. Снегір'єва

ISBN 978-617-7785-97-1

© С.Ю. Максимов, О.І. Звірко, О.С. Міленін, Л.І. Ниркова,
І.І. Чудик, В.Б. Запихляк, В.В. Рудко, 2026

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА	5
Розділ 1. МЕТОДИ ОЦІНКИ ТА ПОРЯДОК РЕГУЛЮВАННЯ НАВАНТАЖЕНОСТІ ОБ’ЄКТІВ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ В ЕКСТРЕМАЛЬНИХ І АВАРІЙНИХ УМОВАХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ	7
1.1. Навантаженість і режими роботи складних газопроводів при неповному завантаженні	7
1.2. Вплив оптимізації роботи компресорних станцій на пропускну здатність газопроводу при неповному завантаженні	14
1.3. Особливості нестационарних процесів у газопроводі при відключенні компресорних станцій	16
1.4. Оптимізація режимів транспортування газу з урахуванням впливу підземних сховищ газу в умовах змінних режимів експлуатації ..	24
1.5. Надійність підземних сховищ газу як невід’ємної складової ГТС	32
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ ДО РОЗДІЛУ 1	37
Розділ 2. ЗАКОНОМІРНОСТІ КОРОЗІЙНО-ВОДНЕВОЇ ДЕГРАДАЦІЇ МЕТАЛУ ТРУБОПРОВODІВ ТА ЕЛЕКТРОХІМІЧНІ МЕТОДИ ПРОГНОЗУВАННЯ МЕХАНІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ	43
2.1. Закономірності корозійно-водневої деградації сталей магістральних трубопроводів	43
2.2. Особливості деградації трубних сталей, спричиненої воднем	48
2.3. Механізм і стадійність процесу експлуатаційної деградації сталей магістральних газопроводів	51
2.4. Електрохімічні методи оцінювання деградації сталей та прогнозування механічних властивостей	56
2.5. Вимоги та практичні рекомендації щодо безпечного транспортування зеленого водню трубопровідною системою України	61
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ ДО РОЗДІЛУ 2	68
Розділ 3. КОРОЗІЙНА ТА КОРОЗІЙНО-МЕХАНІЧНА ДЕГРАДАЦІЯ СТАЛЕЙ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВODІВ	77
3.1. Закономірності корозійної деградації та корозійного розтріскування сталей магістральних трубопроводів	77
3.2. Оцінювання ймовірності корозійного розтріскування типових ділянок магістральних газопроводів	99
3.3. Корозійно-механічна стійкість трубних сталей за умов тривалої експлуатації	107
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ ДО РОЗДІЛУ 3	111
Розділ 4. МЕТОДИ ЕКСПЕРТИЗИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ТА КРИТЕРІЇ НАДІЙНОСТІ ЗВАРНИХ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВODІВ У ПРОЦЕСІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА РЕМОНТНОГО ВІДНОВЛЕННЯ	117

4.1. Методи чисельного прогнозування розвитку напружено-деформованого та пошкодженого станів зварних магістральних трубопроводів із урахуванням технологічних і експлуатаційних аспектів	117
4.2. Критерії граничного стану зварних ділянок магістральних трубопроводів із виявленими пошкодженнями корозійного та техногенного характеру	124
4.3. Закономірності розвитку пошкодженості та граничного стану кородованих ділянок зварних магістральних газопроводів	126
4.4. Імовірнісні методи аналізу стану магістральних трубопроводів із урахуванням набутої дефектності та складного напружено-деформованого стану	129
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ ДО РОЗДІЛУ 4	138
Розділ 5. МЕТОДИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ВІДНОВЛЕННЯ РОБОТОЗДАТНОСТІ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ	141
5.1. Технології зварювання підсилювальних конструкцій на дефектні ділянки магістральних трубопроводів	142
5.2. Ефективність підсилення ділянок трубопроводів із виявленими дефектами локального стоншення стінки за допомогою зварних і композиційних бандажів	150
5.3. Схильність до тріщиноутворення зварних з'єднань ремонтних конструкцій на магістральних газопроводах	154
5.4. Методи та технології ремонту зварюванням дефектних ділянок підводних газопроводів	163
5.5. Дослідження процесів наводнювання та науглецювання металу газопроводу при зварювально-ремонтних роботах	170
5.6. Характерні особливості технологічного процесу ремонтного наплавлення поверхневих дефектів втрати металу	181
5.7. Методика планування ремонтних робіт на основі ранжування дефектів магістральних трубопроводів, виявлених при внутрішньотрубинній діагностиці	188
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ ДО РОЗДІЛУ 5	192
Розділ 6. ПРИКЛАДИ ПРАКТИЧНОЇ РЕАЛІЗАЦІЇ ІННОВАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ВІДНОВЛЕННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ ТА ЇХ ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ	195
6.1. Метод безвогневого врізання в трубопровід під тиском	195
6.2. Спосіб ремонту трубопроводів шляхом напрямленого регулювання параметрів поверхневої механічної обробки	198
6.3. Інноваційні технології відновлення несучої здатності лінійних частин магістральних трубопроводів підсиленням муфтами	199
6.4. Пристрій для безтраншейної реконструкції трубопровідних комунікацій	207
6.5. Спосіб підвищення категорійності ділянок магістральних газопроводів за допомогою підсилювальних конструкцій	208
6.6. Масштаб та економічний ефект впровадження	213
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ ДО РОЗДІЛУ 6	215
ВИСНОВКИ	217

ПЕРЕДМОВА

Газотранспортна система України є важливим елементом критичної енергетичної інфраструктури держави, від надійності функціонування якої залежать енергетична безпека, стійкість національної економіки, безперервність газопостачання споживачів і виконання міжнародних зобов'язань щодо транзиту природного газу. Водночас сучасний етап розвитку газотранспортної галузі вирізняється поєднанням безпрецедентних викликів, які докорінно змінюють традиційні підходи до експлуатації, технічного обслуговування та відновлення об'єктів транспортування та зберігання природного газу. Тривала експлуатація значної частини інфраструктури, зміна режимів її роботи, необхідність функціонування в умовах нерівномірного навантаження, реверсних потоків і неповного використання проєктних потужностей формують принципово нові умови експлуатації магістральних газопроводів, компресорних станцій та підземних сховищ газу. До цього додаються масштабні руйнування критичної інфраструктури внаслідок воєнної агресії, що поставили перед науковою спільнотою та експлуатуючими організаціями завдання не лише підтримання роботоздатності газотранспортної системи, а й забезпечення її стійкості, оперативного відновлення та адаптації до тривалого функціонування в умовах підвищених ризиків. Одночасно прискорення енергетичного переходу в Європі, декарбонізація економіки та розвиток водневої енергетики істотно розширюють функціональні вимоги до існуючої інфраструктури. За цих умов газотранспортна система України набуває нового стратегічного значення як один із елементів майбутньої європейської енергетичної архітектури, а її повоєнне відновлення має розглядатися не лише як відбудова пошкоджених об'єктів, а й як можливість комплексної технологічної модернізації та підготовки інфраструктури до нових умов функціонування.

Такі обставини зумовлюють необхідність переосмислення традиційних підходів до забезпечення надійності газотранспортної інфраструктури та переходу до науково обґрунтованої концепції, що охоплює весь життєвий цикл об'єктів — від оцінювання їхнього технічного стану, аналізу фізичних механізмів деградації та прогнозування залишкового ресурсу до вибору оптимальних технологій забезпечення й відновлення роботоздатності, підвищення стійкості до аномальних впливів і адаптації до нових режимів експлуатації. Реалізація такого підходу потребує інтеграції фундаментальних досліджень у галузі механіки руйнування, матеріалознавства, корозійної механіки, зварювального виробництва,

математичного моделювання та інноваційної інженерії в єдину наукову платформу прийняття технічних рішень.

В Україні сформувалися визнані наукові школи, які традиційно досліджують окремі аспекти забезпечення надійності, роботоздатності та довговічності об'єктів газотранспортної інфраструктури, зокрема, в Інституті електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України, Фізико-механічному інституті ім. Г.В. Карпенка НАН України, Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу. Роботи фахівців цих установ заклали сучасне наукове підґрунтя для створення ефективних інженерних рішень і розвитку нормативного забезпечення експлуатації об'єктів газотранспортної системи. Разом із тим масштаб сучасних викликів вимагає переходу від дослідження окремих спеціалізованих проблем до їх комплексного міждисциплінарного осмислення.

Монографія є узагальненням наукових результатів авторського колективу, отриманих у межах державних і міжнародних програм фундаментальних і прикладних досліджень, а також у тісній співпраці з підприємствами газотранспортної галузі України. У ній синтезовано результати визначення закономірностей деградації трубних сталей і зварних з'єднань, розроблення фізично обґрунтованих методів оцінювання технічного стану та залишкового ресурсу, математичного моделювання напружено-деформованого стану та процесів пошкоджуваності матеріалів і конструкцій, прогнозування довговічності, а також створення та впровадження інноваційних технологій ремонту магістральних трубопроводів. Узагальнення цих результатів дозволило сформувати цілісну наукову концепцію забезпечення стійкості та відновлення об'єктів транспортування й зберігання природного газу, яка поєднує фундаментальні закономірності деградації матеріалів із сучасними методами експертного аналізу та прогнозування технічного стану, оцінювання технічних ризиків і науково обґрунтованого вибору технологій відновлення. Значна частина запропонованих методологічних підходів, моделей, критеріїв оцінювання та технологічних рішень пройшла виробничу апробацію і впроваджена на об'єктах газотранспортної системи України, що підтвердило їхню наукову обґрунтованість, практичну ефективність і придатність для вирішення актуальних завдань у рамках забезпечення стійкості критичної енергетичної інфраструктури.

Монографія адресована науковцям, інженерам і фахівцям газотранспортної галузі, працівникам проєктних та експлуатаційних організацій, а також викладачам, аспірантам і студентам інженерних спеціальностей. Авторський колектив сподівається, що викладені результати сприятимуть подальшому розвитку наукових засад забезпечення стійкості, безпечної експлуатації та ефективного відновлення об'єктів транспортування та зберігання природного газу в умовах сучасних і майбутніх викликів.

Розділ 1

МЕТОДИ ОЦІНКИ ТА ПОРЯДОК РЕГУЛЮВАННЯ НАВАНТАЖЕНОСТІ ОБ'ЄКТІВ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ В ЕКСТРЕМАЛЬНИХ І АВАРІЙНИХ УМОВАХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

1.1. НАВАНТАЖЕНОСТЬ І РЕЖИМИ РОБОТИ СКЛАДНИХ ГАЗОПРОВОДІВ ПРИ НЕПОВНОМУ ЗАВАНТАЖЕННІ

Сучасне функціонування газотранспортної системи (ГТС) України (рис. 1.1) відбувається в умовах принципово нових режимів роботи, зумовлених геополітичними змінами та технічними обмеженнями. Після повної відмови від транзиту російського газу з 2025 р. фактична завантаженість магістралей знизилася до 14,8...15,4 % від проектної потужності. У поєднанні з експлуатаційними (рис. 1.2) та воєнними пошкодженнями інфраструктури (рис. 1.3), переорієнтацією на альтернативні маршрути постачання, зокрема «Вертикальний» і «Трансбалканський» коридори, це потребує суттєвого перегляду підходів до експлуатації та управління ГТС.

Адаптація до низьких обсягів транспортування супроводжується зупинкою окремих компресорних станцій, частими змінами режимів роботи та активним використанням реверсних потоків. Такі маневрові режими спричиняють нестационарні процеси в газовому потоці, що вирізняється значними коливаннями тиску, які в перехідних режимах можуть перевищувати допустимі технологічні межі. Це є особливо небезпечним для зношеної лінійної частини, оскільки близько 90 % трубопроводів уже відпрацювали нормативний термін експлуатації. Динамічні навантаження в умовах дефектів стінки труб здатні викликати локальне перевищення допустимих напружень і підвищують ризик аварій, що обумовлює необхідність дослідження впливу нестационарних режимів на напружено-деформований стан (НДС) трубопроводів [1.1–1.26].

Пропускна здатність ГТС є основним показником ефективності її використання та визначається сукупною роботою лінійних ділянок і компресорних станцій, які утворюють послідовно й паралельно з'єднані елементи єдиної мережі. Величина пропускної здатності залежить від характеристик кожної ділянки трубопроводу та кожної компресорної станції, а також від режимних

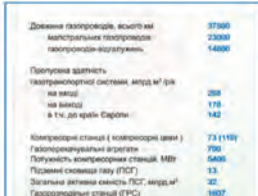




Рис. 1.3. Трубопроводи, пошкоджені внаслідок воєнних дій

параметрів транспортування. Навіть для простого одноступінчастого газопроводу визначення пропускної здатності є складною задачею, оскільки параметри основного рівняння течії газу (коефіцієнт гідравлічного опору, температура та стисливість) залежать від витрати. Тому розрахунки виконуються ітераційними методами. Для складних систем, що складаються з великої кількості різномірних лінійних ділянок і компресорних станцій, задача суттєво ускладнюється, оскільки необхідно узгоджувати їхні характеристики та забезпечувати єдину робочу точку всієї системи.

Системний підхід до визначення режимів роботи ГТС ґрунтується на суміщенні характеристик лінійної частини та компресорних станцій і пошуку їхньої спільної робочої точки. Подальші вдосконалення цього підходу передбачають урахування гідравлічної ефективності трубопроводів і реальних параметрів газоперекачувальних агрегатів, хоча графоаналітичні методи мають обмежену точність і застосовні лише для систем із невеликою кількістю елементів. Для спрощення розрахунків складну багатониткову систему трубопроводів, з'єднаних перемичками, лупінгами та вставками, зводять до еквівалентного одноступінчастого газопроводу з використанням методу еквівалентного діаметра. Отримані параметри застосовують як початкове наближення в ітераційному процесі подальшого уточнення характеристик ГТС довільної конфігурації [1.27]:

- для паралельного з'єднання трубопроводів

$$d_{eM}^{2,6} = \sum_{i=1}^n d_i^{2,6}, \quad (1.1)$$

- для послідовного з'єднання трубопроводу

$$\frac{L}{d_{e_s}^{5,2}} = \sum_{i=1}^n \frac{L_i}{d_i^{5,2}}, \quad (1.2)$$

де d_i, L_i — внутрішній діаметр і довжина i -го простого газопроводу, що входить до складу ГТС.

Пропускна здатність еквівалентного газопроводу визначається на основі основного рівняння газопроводів, записаного для зони жорстких труб турбулентного режиму [1.27]:

$$Q = 1,64 \cdot 10^{-6} d_e^{2,6} \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2}{\Delta z T_{cp} L}}, \quad (1.3)$$

де P_H, P_K — тиск на початку і в кінці ділянки з довжиною L ; T_{cp}, Z — середня температура та коефіцієнт стисливості.

У подальшому здійснюється розподіл витрати газу між паралельними нитками системи з урахуванням їхніх діаметрів і коефіцієнтів гідравлічного опору, які для кожної нитки залежать від витрати. Ітераційний процес побудовано на основі загального основного рівняння газопроводів і класичних залежностей параметрів:

$$Q = 0,326 \cdot 10^{-6} d_i^{2,5} \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2}{\lambda_i \Delta z T_{cp} L}},$$

$$\lambda_i = 0,067 \left(\frac{158}{Re_i} + \frac{2K_i}{d_i} \right)^{0,2}, \quad (1.4)$$

$$Re_i = 1,81 \cdot 10^3 \frac{Q_{\Delta}}{d_i \eta},$$

де λ_i — коефіцієнт гідравлічного опору i -го газопроводу; Re — число Рейнольдса; η — коефіцієнт динамічної в'язкості.

У результаті характеристика лінійної ділянки складної ГТС на основі (1.4) може бути представлена рівнянням:

$$P_{H_j} - P_{K_j} = c_j Q^2, \quad (1.5)$$

де $c_j = \frac{\lambda_j \Delta z T_j L_j}{(0,326 \cdot 10^{-6} d_j^{2,5})^2}$; j — номер ділянки.

Характеристика компресорної станції залежить від характеристик газоперекачувальних агрегатів і схеми їхньої роботи. Найпоширенішою моделлю характеристики відцентрового ГПА є двочленна модель [1.27]:

$$\varepsilon^2 = a - bQ_b^2, \quad (1.6)$$

де ε — ступінь стиску ГПА; Q_b — об'ємна продуктивність ГПА за умов входу; a, b — апроксимаційні коефіцієнти, для яких запропоновано формули:

$$a = \alpha + \beta\pi$$

$$b = \gamma + \theta\bar{n},$$

де π — відносна швидкість обертання роторів нагнітача; $\alpha, \beta, \gamma, \theta$ — апроксимаційні коефіцієнти.

При паралельній роботі двох різнотипних нагнітачів характеристика їхньої сумісної роботи може бути представлена у вигляді [1.28–1.31]:

$$\varepsilon^2 = A_r - B_r Q_b^2, \quad (1.7)$$

де

$$A_r = \frac{a_1 \left(\sqrt{\frac{a_1-1}{b_1}} + \sqrt{\frac{a_2-1}{b_2}} \right)^2 - \frac{a_2-a_1}{b_2}}{\left(\sqrt{\frac{a_1-1}{b_1}} + \sqrt{\frac{a_2-1}{b_2}} \right)^2 - \frac{a_2-a_1}{b_2}},$$

$$B_r = \frac{a_1-1}{\left(\sqrt{\frac{a_1-1}{b_1}} + \sqrt{\frac{a_2-1}{b_2}} \right)^2 - \frac{a_2-a_1}{b_2}}.$$

При паралельній роботі однотипних μ нагнітачів ($a_1 = a_2 \dots = a, b_1 = b_2 \dots = b$) залежності суттєво спрощуються $A_r = a, B_r = b/r^2$.

При послідовній роботі двох різнотипних нагнітачів характеристика їхньої сумісної роботи:

$$\varepsilon^2 = A_g - B_g Q_b^2, \quad (1.8)$$

де $A_g = a_1 a_2$; $B_g = a_2 b_1 + b_2 \varepsilon_{kp}^{2(m-1)}$, ε_{kp} — середній ступінь стиску нагнітача першого ступеня; m — показник політропного стиску.

На основі рекурентних формул (1.7) і (1.8) рівняння характеристики компресорної станції при довільному з'єднанні ГПА може бути представлено у вигляді:

$$\varepsilon_j^2 = A_j - B_j Q_b^2, \quad (1.9)$$

де j — номер компресорної станції (КС).

Рівняння (1.9) може бути представлено у вигляді:

$$\left(\frac{P_{H_j}}{P_{B_j}} \right)^2 = A_j - B_j Q^2, \quad (1.10)$$

або

$$\begin{aligned} P_{H_j}^2 &= A_j P_{B_j}^2 - B_j Q^2 P_{B_j}^2 = A_j P_{B_j}^2 - B_j Q^2 \frac{P_{B_j}}{P_{cm}} \frac{T_{cm}}{T_{B_j}} \frac{Z_{B_j}}{Z_{B_j}} \frac{T_{B_j}}{T_{cm}} \frac{P_{cm}}{P_{cm}} = \\ &= A_j P_{B_j}^2 - B_j \frac{Z_{B_j} T_{B_j} P_{cm}}{T} Q^2, \end{aligned}$$

де $Q^2 = Q_b^2 \frac{P_{B_j}}{P_{cm}} \frac{T_{cm}}{T_{B_j}} \frac{1}{Z_{B_j}}$ — продуктивність КС за стандартних умов P_{cm} , T_{cm} ,
 Z_{B_j} — коефіцієнт стисливості газу за умов входу.

Позначимо $B_j \frac{Z_{B_j} T_{B_j} P_{cm}}{T} = \bar{B}_j$.

Тоді отримаємо характеристику КС у вигляді:

$$P_{H_j}^2 = A_j P_{B_j}^2 - \bar{B}_j Q^2. \quad (1.11)$$

Рівняння (1.5) і (1.11) представляють в аналітичній формі характеристики лінійних ділянок і компресорних станцій. Запишемо ці рівняння для кожної КС і кожної лінійної ділянки ГТС, вважаючи, що тиск P_{B_1} на вході в першу КС і тиск в кінці газопроводу відомі, а тиски $P_{Kj} = P_{B_{j+1}}$. У результаті отримаємо систему рівнянь із невідомою пропускною здатністю Q , для якої отримаємо розв'язок у вигляді [1.28–1.31]:

$$Q = \sqrt{\frac{\prod_{j=1}^n A_j P_{B_j}^2 - P_K^2}{\sum_i^n \prod_{j=1}^n A_{j+1} (\bar{B}_j - C_j)}}. \quad (1.12)$$

Підставляючи одержане значення Q у систему рівнянь, побудовану на основі (1.5) і (1.11), записаних для кожної лінійної ділянки та кожної КС, отримаємо значення тисків на вході та виході кожної із працюючих КС. Однак на вказану систему рівнянь слід накласти обмеження у вигляді граничних тисків:

$$\begin{aligned} P_{H_j} &\leq P_{\max}, \\ P_{B_j} &\geq P_{\min}, \end{aligned} \quad (1.13)$$

де $P_{\max}$ — максимально можливий тиск з точки зору міцності трубопроводу; $P_{\min}$ — мінімально допустимий тиск з точки зору нормальної роботи ГПА на КС.

Якщо на виході КС- j не виконується перша умова, то для зменшення тиску на виході КС слід понизити швидкість обертання роторів ГПА та знайти нові значення коефіцієнтів a і b у характеристиці нагнітача, що призведе до зміни характеристики КС- j в цілому. Якщо на вході КС- k тиск менший за мінімально допустимий, то треба збільшити швидкість обертання роторів нагнітачів на КС- k , що також призведе до зміни характеристики КС.

Після врахування обмежень по тисках на вході та виході КС повторно визначається пропускна здатність на основі (1.12). Ітераційний процес закінчується після досягнення рівності (із заданою точністю) пропускної здатності на ітераціях s і s_H . Таким чином визначається пропускна здатність ГТС. Якщо відомі продуктивність кожної з працюючих КС (а також тиски на вході та виході) та швидкість обертання роторів ГПА, то можливо визначити потужність кожної із працюючих КС і ГТС у цілому.

Запропонована математична модель дозволяє прогнозувати режим роботи ГТС зі шляховими відборами (підкачками) газу, наприклад, у комплексі з підземним сховищем газу. Якщо на вході КС- j здійснюється відбір газу з витратою q , то характеристика станції має вигляд:

$$P_{H_j}^2 = A_j P_{B_j}^2 - B_j (Q - q)^2,$$

$$\text{або } P_{H_j}^2 = A_j P_{B_j}^2 - B_j Q^2 \left(1 - \frac{q}{Q}\right)^2 = A_j P_{B_j}^2 - B_j Q^2 (\delta Q)^2, \quad (1.14)$$

де δQ — відносне зменшення продуктивності.

Якщо відбір газу q здійснюється з виходу КС- j , то рівняння її характеристики не змінюється, а рівняння наступної лінійної ділянки має вигляд:

$$P_{H_j}^2 - P_{B_{j+1}}^2 = C_j (Q - q)^2 = C_j Q^2 (\delta Q)^2. \quad (1.15)$$

Якщо відбір газу з витратою q здійснюється на j -й лінійній ділянці на відстані l_j — від КС- j , то характеристика j -ї лінійної ділянки будується на основі системи алгебраїчних рівнянь:

$$P_{H_j}^2 - P_a^2 = C_j \frac{l_j}{L_j} Q^2,$$

$$P_{H_j}^2 - P_{B_{j+1}}^2 = C_j \frac{L_j - l_j}{L_j} (Q - q)^2 = C_j \frac{L_j - l_j}{L_j} Q^2 (\delta Q)^2, \quad (1.16)$$

де P_a — тиск в точці шляхового відбору.

Система (1.16) може бути зведена до рівняння:

$$P_{H_j}^2 - P_{H_{j+1}}^2 = C_j Q^2 \left\{ \delta L_j \left[1 - (\delta Q)^2 \right] - (\delta Q)^2 \right\}, \quad (1.17)$$

де $\delta l_j = l_j / L_j$ — відносна відстань від КС- j до шляхового відбору.

Якщо величина шляхового відбору δQ є постійною в часі, то врахування шляхових відборів зведеться до корегування коефіцієнта C_j у характеристиці лінійної ділянки:

$$C_j^* = C_j \left\{ \delta l_j \left[1 - (\delta Q)^2 \right] - (\delta Q)^2 \right\}. \quad (1.18)$$

Отже, для врахування шляхових відборів (підкачок) може бути використане рівняння (1.12) для визначення пропускної здатності системи, в якому треба зробити корегування коефіцієнтів B_j у характеристиках відповідних компресорних станцій і коефіцієнтів C_j — у характеристиках лінійних ділянок.

На основі характеристик компресорних станцій і лінійних ділянок складної ГТС побудовано математичну модель, яка дозволяє за умов квазістаціонарного режиму роботи системи визначити її пропускну здатність і параметри режиму експлуатації. У результаті реалізації моделі показано можливість виконання регулювання продуктивності ГТС шляхом виключення з режиму роботи окремих компресорних станцій. Встановлено ступінь впливу параметрів роботи КС на режим експлуатації системи. Запропонована математична модель може бути використана для прогнозування роботи ГТС у комплексі з підземними сховищами газу [1.28–1.31].

1.2. ВПЛИВ ОПТИМІЗАЦІЇ РОБОТИ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ НА ПРОПУСКНУ ЗДАТНІСТЬ ГАЗОПРОВОДУ ПРИ НЕПОВНОМУ ЗАВАНТАЖЕННІ

Очевидно, що в умовах неповного завантаження ГТС її продуктивність може бути суттєво нижчою за пропускну здатність. Тому виникає задача оптимального регулювання режимів роботи системи за критерієм мінімуму енерговитрат на транспортування газу. Одним із варіантів регулювання є виключення з роботи окремих компресорних станцій [1.29].

Якщо має місце відключення КС- j , то тиски на її виході та вході після досягнення стаціонарного режиму повинні бути рівними. Відповідно до (1.11) зупинка КС- j передбачає, що коефіцієнти $A_j = 1$ і $B_j = 1$. Отже, рівняння (1.12) дає змогу визначити пропускну здатність при відключенні певних компресорних станцій. Відключення КС-1 передбачає повну зупинку системи, оскільки тиск на вході КС-2 стане меншим за мінімально допустимий.

В якості прикладу проведено розрахунки пропускної здатності та режиму роботи газопроводу «Союз» на ділянці, що проходить територією України, за умови закриття міжниткових перемичок із іншими газопроводами трансукраїнської ГТС. Розрахунок показав, що пропускна здатність газопроводу «Союз»

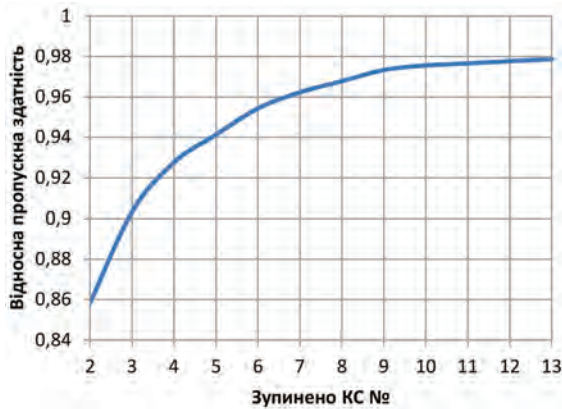


Рис. 1.4. Вплив відключення КС на пропускну здатність системи

за умови максимальної гідравлічної ефективності та при паспортних характеристиках газоперекачувальних агрегатів на ділянці Новопсков–Хуст складає 92,219 млн м³/добу. У подальшому виконано розрахунки пропускну здатності газопроводу «Союз» при почерговому відключенні компресорних станцій, починаючи з КС-12 «Борова» та закінчуючи КС-22 «Хуст». Результати розрахунків у вигляді графіка наведено на рис. 1.4. Їх аналіз показує, що відключення КС «Борова», яка має № 2 в системі, спричиняє зниження пропускну здатності на величину 14,2 % від номінальної.

Відключення КС «Першотравнева» за № 3 у системі призводить до зниження пропускну здатності системи на 9,7 %, а відключення КС «Маківка» — № 4 у системі — знижує пропускну здатність на 7,2 %. Відключення КС «Бар» за № 10 у системі та в подальшому КС «Гусятин», КС «Богородчани», КС «Хуст», обумовлює зниження пропускну здатності системи на величину в межах 2,5...2,2 %. Отже, зі зменшенням номера компресорної станції в ГТС її відключення більшою мірою впливає на ступінь зменшення пропускну здатності.

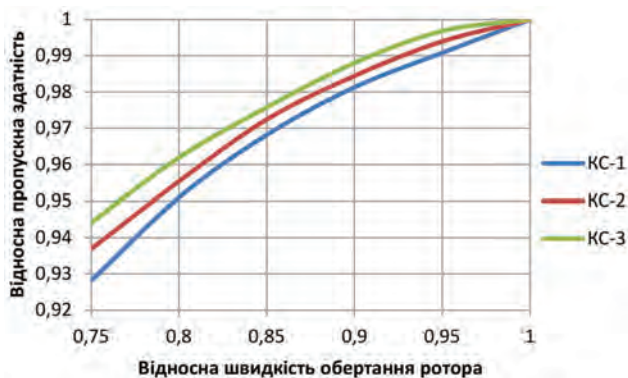


Рис. 1.5. Регулювання продуктивності системи шляхом зміни швидкості обертання ротора нагнітача

Цей висновок допускає можливість регулювання режиму роботи ГТС, зокрема зменшення пропускної здатності шляхом відключення окремих компресорних станцій за умови неповного завантаження ГТС [1.29].

На рис. 1.5 наведено результати розрахунків регулювання продуктивності системи шляхом зміни швидкості обертання роторів нагнітачів на компресорних станціях системи КС-1 «Новопсков», КС-2 «Борова» і КС-3 «Першотравнева». У розрахунках зміна швидкості обертання ротора нагнітача призведе до зміни величини коефіцієнтів A і B , у залежностях (1.11) і (1.12). Результати розрахунків показують, що зміна відносної швидкості обертання ротора нагнітачів на КС «Новопсков» у межах $1,0 \dots 0,8$ зумовлює зменшення пропускної здатності системи на 7,2 %. Аналогічна зміна відносної швидкості обертання ротора нагнітачів на КС «Борова» спричиняє зменшення пропускної здатності на 6,4 %, а на КС «Першотравнева» — на 5,6 %. Отже, ефективність регулювання режиму роботи ГТС шляхом зміни швидкості обертання роторів нагнітача тим вища, чим ближче до початку системи знаходиться компресорна станція [1.29].

1.3. ОСОБЛИВОСТІ НЕСТАЦІОНАРНИХ ПРОЦЕСІВ У ГАЗОПРОВІДІ ПРИ ВІДКЛЮЧЕННІ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ

Магістральний газопровід як єдина енергосистема вирізняється не тільки витратами енергії на привід газоперекачувальних агрегатів, але й великими обсягами транспортування середовища, яке, в свою чергу, є енергоносієм. Нарощування довжини магістрального газопроводу вимагає зростання кількості компресорних станцій, що спричиняє збільшення витрат енергії на транспортування або зменшення подачі енергоносія споживачу, й, відповідно, зумовить зростання питомих енерговитрат на транспортування. Тому зі збільшенням довжини магістрального газопроводу енергетична вартість газу, що перекачується, умовно зменшується. Цей ефект може бути оцінений шляхом реалізації математичної моделі газопроводу, створеної з урахуванням енергоємності компресорних станцій та енерговтрат у лінійних ділянках. Слід зазначити, що, згідно з проектом, потік газу магістральними газопроводами вважається стаціонарним. Прояви нестационарності, викликані збуреннями у вигляді зміни подачі чи відбору газу з системи, а також флуктуаціями тиску, призводять до виникнення енергетичних втрат внаслідок дії інерційних сил, що знижує коефіцієнт корисної дії (ККД) системи. Зауважимо, що для ГТС великої протяжності дисипація енергії внаслідок дії інерційних сил має глобальний характер і створює уявний ефект несанкціонованого відбору газу з трубопроводу [1.28–1.30]. Якщо в кінці ГТС значної протяжності виникає стрибкоподібне збільшення відбору газу, а на її початку — стрибкоподібне зростання подачі газу в газопровід, то хвиля розповсюдження збурення тиску переміщатиметься зі швидкістю звуку в газі, а тривалість проходження нею траси складає $\tau = L/c$. Для ГТС України цей час складає близько 1 год. Масова витрата газу в трубах змінюватиметься пропорційно лінійній швидкості газу, яка лежить в межах $7 \dots 12$ м/с. Тому час

зміни витрати газу в системі України приблизно складе 56 год. Внаслідок цього вздовж газопроводу, починаючи з кінця, де спостерігається стрибкоподібне зростання відбору, буде рухатися хвиля пониженого тиску та створюватиме ефект несанкціонованого відбору, що неодноразово відбувалося на практиці.

В умовах неповного завантаження ГТС її продуктивність може бути суттєво нижчою за пропускну здатність. Тому виникає задача оптимального регулювання режимів роботи системи за критерієм мінімуму енерговитрат на транспортування газу. Одним із варіантів регулювання є виключення з роботи окремих компресорних станцій. Як показано в [1.29], залежно від кількості та порядкових номерів працюючих станцій можна досягнути необхідної продуктивності ГТС. При цьому, враховуючи низький ККД газоперекачувальних агрегатів із газотурбінним приводом, відключення окремих КС може бути найефективнішим методом регулювання продуктивності з енергетичної точки зору. Очевидно, що такий метод регулювання може бути застосований для сезонного регулювання продуктивності, й при цьому треба враховувати, що зупинка та повторний пуск КС потребуватимуть додаткових енерговитрат.

З технологічної точки зору зупинка та повторний пуск компресорної станції призведуть до виникнення нестационарного процесу, тривалість якого треба прогнозувати з метою забезпечення споживачів газом. Узагальнюючи викладене, слід зробити висновок про необхідність прогнозування нестационарних процесів у складних ГТС великої протяжності, що містять значну кількість компресорних станцій.

Прогнозування й аналіз вказаних виробничих ситуацій на ГТС, а також оцінка енергетичних втрат можливі лише на основі математичної моделі. Така модель побудована на основі рівнянь нестационарного руху газу в трубах із урахуванням підвищення тиску на компресорних станціях і нерозривності потоку [1.28–1.30]:

$$-\frac{\partial P}{\partial x} + \sum_{i=1}^m \Delta P_{KCi} \delta(x - x_i) = \left[\frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \frac{\lambda \rho w^2}{2d} \right],$$

$$\frac{\partial P}{\partial t} = -c^2 \frac{\partial(\rho w)}{\partial x}$$
(1.19)

де $P(x, t)$ — тиск у газопроводі як функція лінійної координати x і часу t ; ΔP_{KCi} — підвищення тиску на компресорній станції з координатою x_i ; $\delta(x - x_i)$ — функція джерела Дірака, що моделює підвищення тиску на компресорній станції; ρ — густина газу; w — лінійна швидкість газу; d — внутрішній діаметр газопроводу; λ — коефіцієнт гідравлічного опору.

Зазначимо, що з метою моделювання хвильових загасаючих процесів у газопроводі рівняння руху містить інерційні гідравлічні втрати та втрати на

тертя. Приведена система диференціальних рівнянь (1.19) зводиться до рівняння [1.28–1.30]:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} + \frac{2a}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} + \sum_{i=1}^m \Delta P_{KCi} \delta^*(x - x_i), \quad (1.20)$$

де $\delta^*(x - x_i)$ — лінійна похідна функції Дірака за лінійною координатою; c — швидкість звуку в газі.

Нехай ГТС протяжністю L містить m проміжних компресорних станцій, які починають працювати одночасно в момент часу $t = 0$, і нехай в момент часу t_1 виключено з роботи станцію з номером k . Для такого випадку рівняння (1.20) матиме вигляд:

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = & \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} + \frac{2a}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} + \sum_{i=1}^m \Delta P_{KCi} \delta^*(x - x_i) + \\ & + \Delta P_{KCi} \delta^*(x - x_k) [\sigma(t) - \sigma(t - t_k)], \end{aligned} \quad (1.21)$$

де $\sigma(t)$ — одинична функція Хевісайда.

Будемо вважати, що в початковий момент часу газопровід було зупинено та в ньому підтримувався по всій довжині сталий тиск P_0 . Тоді початкові умови:

$$t = 0, P(x, 0) = P_0, \frac{\partial P}{\partial x} = 0.$$

Починаючи з моменту часу $t > 0$, на початку газопроводу підтримується сталий тиск $P(0, t) = P_H$, а в кінці — сталий тиск $P(L, t) = P_K$.

Для отримання розв'язку математичної моделі використовувалися інтегральні перетворення, зокрема синус-перетворення Фур'є та перетворення Лапласа:

$$\begin{aligned} P_f &= \frac{2}{L} \int_0^L P(x, t) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx, \\ P_l &= \int_0^\infty P_f e^{-st} dt. \end{aligned} \quad (1.22)$$

Розв'язок (1.22) в області зображень має вигляд:

$$\begin{aligned}
P_l = P_{f0} & \left[\frac{s + 2a}{s^2 + 2as + \left(\frac{\pi nc}{L}\right)^2} \right] + \\
& + \frac{2\pi nc^2}{L^2} \left[P_H - (-1)^n P_K + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^m \Delta P_{KCi} \cos\left(\frac{\pi nx}{L}\right) + \Delta P_{Kck} \cos\left(\frac{\pi nk}{L}\right) \right] \times \\
& \times \frac{1}{s \left[s^2 + 2as + \left(\frac{\pi nc}{L}\right)^2 \right]} - \\
& - \frac{2\pi nc^2}{L^2} \Delta P_{Kck} \cos\left(\frac{\pi nk}{L}\right) \frac{e^{-st_1}}{s \left[s^2 + 2as + \left(\frac{\pi nc}{L}\right)^2 \right]}.
\end{aligned} \tag{1.23}$$

Застосувавши до (1.23) обернене перетворення Лапласа, отримаємо:

$$\begin{aligned}
P_f = C_n e^{-at} f(n, t) + A_n - \\
- \frac{2}{\pi n} \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^m \Delta P_{KCi} \cos\left(\frac{\pi nx_i}{L}\right) \left[1 - e^{-a(t-t_1)} f(n, t-t_1) \right] \sigma(t-t_1),
\end{aligned} \tag{1.24}$$

де

$$\begin{aligned}
C_n = \frac{2}{\pi n} P_0 \left[1 + (-1)^n \right] - A_n, \quad A_n = \frac{2}{\pi n} \left[P_H - (-1)^n P_K + \sum_{i=1}^m \Delta P_{KCi} \cos\left(\frac{\pi nx_i}{L}\right) \right], \\
f(n, t) = \cos\left(\sqrt{\left(\frac{\pi nc}{L}\right)^2 - a^2} t \right) + \frac{a}{\sqrt{\left(\frac{\pi nc}{L}\right)^2 - a^2}} \sin\left(\sqrt{\left(\frac{\pi nc}{L}\right)^2 - a^2} t \right).
\end{aligned}$$

Застосувавши до (1.24) обернене перетворення Фур'є у вигляді:

$$P = \sum_{n=1}^{\infty} P_f \sin\left(\frac{\pi nx}{L}\right),$$

після нескладних перетворень отримаємо залежність зміни тиску по довжині та в часі нестационарного процесу у вигляді:

$$\begin{aligned}
P(x, t) = & P_0 + (P_H - P_K) \frac{x}{L} + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^m \Delta P_{KCi} \left\{ \begin{aligned} & \left(1 - \frac{x}{L}\right), \text{ при } x > x_i \\ & -\frac{x}{L}, \text{ при } x < x_i \end{aligned} \right\} + \\
& + \Delta P_{Kck} [\sigma(t) - \sigma(t - t_1)] \left\{ \begin{aligned} & \left(1 - \frac{x}{L}\right), \text{ при } x > x_i \\ & -\frac{x}{L}, \text{ при } x < x_i \end{aligned} \right\} + \sum_{n=1}^{\infty} C_n e^{-at} f(n, t) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) + \quad (1.25) \\
& + \frac{2}{\pi} \Delta P_{Kck} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \cos\left(\frac{\pi n x_k}{L}\right) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) e^{-a(t-t_1)} f(n, t - t_1) \sigma(t - t_1).
\end{aligned}$$

Перші чотири доданки розв'язку (1.25) характеризують стаціонарний режим роботи ГТС. П'ятий доданок описує нестаціонарний процес, викликаний одночасним включенням усіх компресорних станцій в момент часу $t = 0$. Останній доданок моделює нестаціонарний процес, викликаний відключенням k -ї компресорної станції, починаючи з моменту часу t_1 . Якщо вважати $t_1 \gg 0$, тобто розглядати процес у газопроводі після протікання значного проміжку часу від моменту включення всіх КС, тоді початкова нестаціонарність не буде мати впливу на процес унаслідок вищого порядку малості множника e^{-at} , і розв'язок задачі відключення k -ї компресорної станції можна представити як:

$$\begin{aligned}
P(x, t) = & P_0 + (P_H - P_K) \frac{x}{L} + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^m \Delta P_{KCi} \left\{ \begin{aligned} & \left(1 - \frac{x}{L}\right), \text{ при } x > x_i \\ & -\frac{x}{L}, \text{ при } x < x_i \end{aligned} \right\} + \quad (1.26) \\
& + \frac{2}{\pi} \Delta P_{Kck} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \cos\left(\frac{\pi n x_k}{L}\right) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) e^{-a(t-t_1)} f(n, t - t_1) \sigma(t - t_1).
\end{aligned}$$

Розв'язок (1.26) описує нестаціонарний процес, викликаний відключенням k -ї компресорної станції, і не враховує вплив нестаціонарності початкового процесу включення в роботу всіх КС. Тому відлік часу можна розпочати від моменту виключення k -ї компресорної станції. У такому випадку отримаємо:

$$\begin{aligned}
P(x, t) = & P_0 + (P_H - P_K) \frac{x}{L} + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^m \Delta P_{KCi} \left\{ \begin{aligned} & \left(1 - \frac{x}{L} \right), \text{ при } x > x_i \\ & -\frac{x}{L}, \text{ при } x < x_i \end{aligned} \right\} + \\
& + \frac{2}{\pi} \Delta P_{KCK} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \cos \left(\frac{\pi n x_k}{L} \right) \sin \left(\frac{\pi n x}{L} \right) e^{-a(t-t_1)} \times \\
& \times \left[\cos \left(\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L} \right)^2 - a^2} t \right) + \frac{a}{\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L} \right)^2 - a^2}} \sin \left(\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L} \right)^2 - a^2} t \right) \right] \sigma(t - t_1).
\end{aligned} \tag{1.27}$$

Рівняння (1.27) дає змогу прогнозувати характер нестационарного процесу в протяжних ГТС із великою кількістю компресорних станцій, викликаного виключенням з роботи та повторним включенням однієї зі станцій.

Щоб оцінити тривалість нестационарного процесу, необхідно побудувати залежність коливання в часі масової витрати газу як найбільш інерційної характеристики в початковому або кінцевому перерізі газопроводу [1.28–1.30].

З цією метою використаємо рівняння руху газу з системи (1.19). Очевидно, що для початкового ($x = 0$) чи кінцевого перерізу ($x = L$) дельта-функція Дірака $\delta(x - x_i) = 0$, тому:

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \frac{\lambda \rho w^2}{2d}. \tag{1.28}$$

Для спрощення обчислювального процесу знехтуємо в початковому і кінцевому перерізах інерційними втратами, тобто приймемо $\partial(\rho w)/\partial t = 0$ [1.28–1.30]. Це, звичайно, пов'язано з певною похибкою в обчисленні масової витрати газу, однак у прогнозних розрахунках важливим є не абсолютне значення витрати газу, а динаміка її зміни в часі. Крім того, використовуючи лінеаризацію рівняння руху, отримаємо:

$$m(0, t) = -\frac{\pi d^3}{\lambda w} \frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=0}, \quad m(L, t) = -\frac{\pi d^3}{\lambda w} \frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=L}. \tag{1.29}$$

Отримані залежності дозволяють прогнозувати характер коливання масової витрати в часі на початку та в кінці ГТС великої протяжності, яка містить m проміжних компресорних станцій, викликані відключенням чи повторним включенням k -ї компресорної станції ($k = 1, 2, \dots, m$).

Використавши рівняння (1.27) після диференціювання, отримаємо:

$$\begin{aligned}
m(0,t) = & -\frac{\pi d^3}{\lambda w} \left[\frac{P_H - P_K}{L} - \frac{\sum_{i=1, i \neq k}^m P_{KCi}}{L} + \frac{2L}{\pi^2} \Delta P_{KCK} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n^2} \cos\left(\frac{\pi n x_k}{L}\right) e^{-at} \times \right. \\
& \left. \times \left[\cos\left(\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2} t\right) + \frac{a}{\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2}} \sin\left(\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2} t\right) \right] \right], \\
m(L,t) = & -\frac{\pi d^3}{\lambda w} \left[\frac{P_H - P_K}{L} - \frac{\sum_{i=1, i \neq k}^m P_{KCi}}{L} + \frac{2L}{\pi^2} \Delta P_{KCK} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{n^2} \cos\left(\frac{\pi n x_k}{L}\right) e^{-at} \times \right. \\
& \left. \times \left[\cos\left(\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2} t\right) + \frac{a}{\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2}} \sin\left(\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2} t\right) \right] \right].
\end{aligned} \tag{1.30}$$

Для проведення досліджень із впливу номера відключеної компресорної станції на тривалість нестационарного процесу в системі проводився обчислювальний експеримент на базі магістрального газопроводу «Союз» загальною довжиною 1567,3 км (територією України), діаметром 1420 мм і з товщиною стінки 20 мм, по трасі якого розміщено 13 компресорних станцій, обладнаних газоперекачувальними агрегатами ГТК-10І. Прогнозні розрахунки нестационарних процесів, викликаних відключенням КС, будемо проводити для умов проєктного режиму, згідно з яким пропускна здатність газопроводу складає 26 млрд м³ за рік, при початковому тиску (на виході КС) 7,5 МПа і кінцевому (на вході КС) 5 МПа, що відповідає перепаду на станції $\Delta P_{KC} = 2,5$ МПа, який будемо вважати однаковим для всіх КС. Початкову станцію КС-1 «Новопсков» будемо вважати головною, а інші 12 — проміжними. Поставлена задача полягає у визначенні характеру зміни в часі продуктивності газопроводу на його початку та в кінці за (1.37) при поетапному виключенні з роботи кожної з проміжних КС. Розрахунки, проведені за викладеною методикою, дозволили отримати результати, які у вигляді графіків наведено на рис. 1.6.

Аналіз графічних залежностей коливання масової витрати газу на початку ($x = 0$) та в кінці ($x = L$) ГТС дозволив визначити тривалість нестационарного процесу, викликаного поетапним відключенням кожної з компресорних станцій.

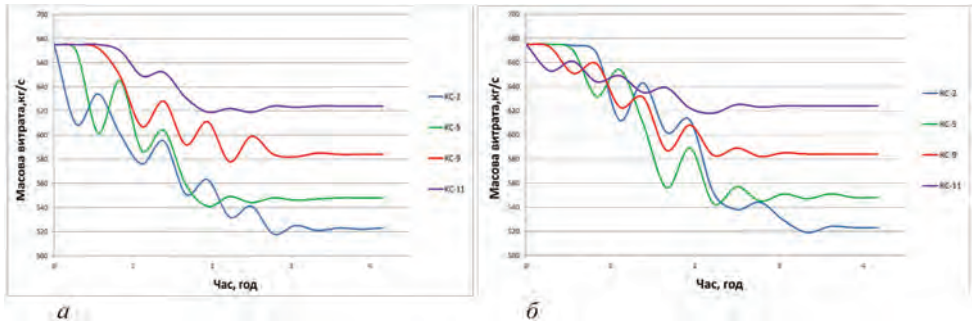


Рис. 1.6. Характер нестационарного процесу в газопроводі при відключенні різних КС: *а* — на початку газопроводу; *б* — у кінці газопроводу

Зауважимо, що нестационарні процеси в газопроводах є збитковими з точки зору енерговитрат на трубопровідний транспорт, оскільки викликають появу інерційних сил у потоці неперервного середовища, робота яких призводить до зниження загального ККД системи. Тому найвигіднішим режимом (при інших ідентичних умовах) слід вважати режим, для якого тривалість нестационарного процесу є мінімальною. Як показали розрахунки реалізації приведеної математичної моделі, найбільша тривалість нестационарного процесу є характерною для відключення КС-2 «Борова» і складає на початку ГТС (на виході КС «Новопсков») 12252 с (3 год 24 хв 12 с) і в кінці траси 13316 с (3 год 42 хв). Отже, тривалість нестационарного процесу в кінці системи на 30,6 % більша, ніж на початку, що пояснюється значною відстанню від зупиненої КС до кінця траси. При відключенні КС «Борова» продуктивність нового стаціонарного режиму менша за пропускну здатність (при всіх працюючих КС вона становить 675 кг/с) на 22,5 %.

При відключенні КС «Хуст» (друга від кінця траси компресорна станція) тривалість нестационарного процесу є найменшою і складає 9180 с (2 год 33 хв)

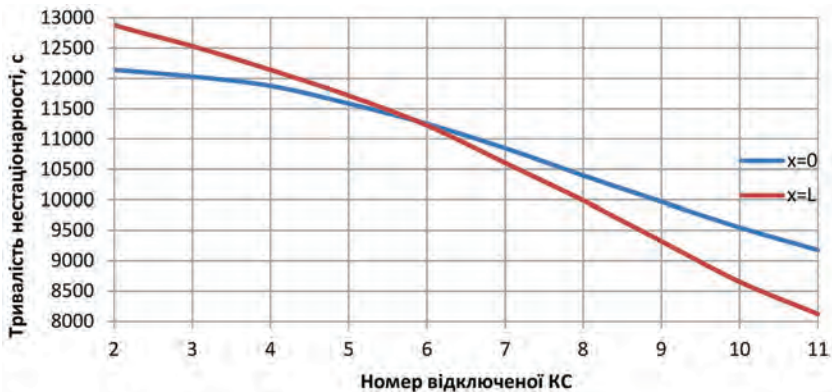


Рис. 1.7. Тривалість нестационарного процесу, викликаного відключенням компресорних станцій для початкового ($x = 0$) і кінцевого ($x = L$) перерізу газопроводу

на початку ГТС і 8123 с (2 год 15 хв 23 с) у кінці траси. Тривалість нестационарного процесу на початку системи на 11,3 % більша, ніж у кінці траси, що пояснюється різницею у відстанях від зупиненої КС до кінців трубопроводу. Зниження продуктивності газопроводу в порівнянні з пропускною здатністю складає 7,6 %. Як видно з рис. 1.7, тривалість нестационарного процесу, викликаного відключенням КС, зменшується на початку та в кінці газопроводу зі зростанням номера відключеної станції, причому на початку газопроводу тенденція зменшення продуктивності має більш пологий характер, ніж у кінці. Так, при відключенні КС-2 відношення тривалості нестационарного процесу в кінці траси до відповідної тривалості на початку складає 1,306, при відключенні КС-5 таке співвідношення дорівнює 1,022, а при відключенні КС-10 воно становить 0,935. Цю обставину слід враховувати при прогнозуванні регулювання режимів роботи ГТС шляхом відключення окремих КС для безперебійного забезпечення споживачів газом [1.28–1.30].

1.4. ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗУ З УРАХУВАННЯМ ВПЛИВУ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ В УМОВАХ ЗМІННИХ РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Зниження енерговитрат на транспортування природного газу може бути досягнуте шляхом раціонального використання підземних сховищ газу (ПСГ), які можуть функціонувати як проміжні джерела або споживачі газу в газотранспортній системі. Основні ємності ПСГ зосереджені на західних ділянках системи, що забезпечує надійне постачання газу до країн Західної Європи, однак для стабільного газозабезпечення центральних і східних регіонів України доцільним є активніше використання сховищ, розташованих у цих регіонах. Це дозволяє скоротити або повністю уникнути реверсних перекачувань у зимовий період та зменшити енергетичні витрати. Разом з тим, оптимальний розподіл обсягів закачування газу в окремі ПСГ потребує врахування комплексу техніко-економічних показників їхньої роботи, прогнозів регіонального газоспоживання та узгодження режимів функціонування сховищ із режимами магістральних газопроводів. Ускладнення є обводнення продуктивних горизонтів частини родовищ, що знижує ефективність формування газових покладів, а також додаткові витрати на транспортування, пов'язані з включенням ПСГ у систему, які повинні бути економічно виправдані підвищенням надійності постачання. В умовах дефіциту імпорتنих постачань особливої ваги набуває завдання безперебійного забезпечення споживачів газом, оскільки втрати від недопоставок суттєво перевищують технологічні втрати на транспортування. Водночас зниження завантаження газотранспортної системи та часті зміни режимів її роботи призводять до зростання енергетичних і технологічних витрат, що потребує перегляду традиційних підходів до управління системою [1.31–1.34].

Оптимізація режимів роботи магістральних газопроводів передбачає визначення їхньої максимальної пропускної спроможності, розрахунок оптимальних режимів при заданій продуктивності та вибір раціональної стратегії розвитку системи. Такі розрахунки використовуються на етапах перспективного планування, календарного та оперативного управління й ґрунтуються на поєднанні проектних даних, статистичної інформації про фактичний стан системи та результатів прогнозування. Вибір оптимального співвідношення між надійністю та вартістю транспортування газу доцільно здійснювати на основі змішаних математичних моделей, що поєднують методи динамічного програмування та теорії надійності. Це дозволяє визначати оптимальні режими роботи компресорних станцій, раціональний склад газоперекачувальних агрегатів і розподіл навантаження між ними з мінімізацією сумарних витрат на перекачування.

Аналіз і керування процесами транспортування газу ґрунтуються на використанні математичних моделей, які описують стаціонарні та нестаціонарні режими роботи системи. Стаціонарні моделі встановлюють залежності між вхідними та вихідними параметрами елементів системи, тоді як нестаціонарні моделі, що базуються на диференціальних рівняннях у частинних похідних, відображають динаміку змін потоків і тисків у часі. Такі моделі формуються на основі рівнянь збереження маси, енергії та імпульсу й можуть уточнюватися за результатами експериментальних досліджень та ідентифікації параметрів за експлуатаційними даними.

Поєднання теоретичних, експериментальних та експериментально-теоретичних методів дослідження забезпечує адекватний математичний опис процесів у системах транспортування газу та дозволяє створювати моделі, придатні для задач диспетчерського керування, оптимізації режимів і підвищення енергоефективності функціонування газотранспортної системи в умовах змінних і невизначених зовнішніх впливів. Повна математична модель системи складається з опису зв'язків між параметрами технологічного процесу:

- для компресорних станцій

$$F_1(P_{B_1}, P_{H_i}, Q_i, R_i, n_i, N_i) = 0;$$

- для лінійних ділянок

$$F_2(P_{H_i}, P_{B_{i+1}}, Q_i) = 0,$$

де P_{H_i}, P_{B_i} — тиски на вході та виході i -ї компресорної станції, продуктивність якої Q_i ; R_i — кількість газоперекачувальних агрегатів на i -й компресорній станції, працюючих з обертами ротора n_i , загальною потужністю N_i .

На параметри режимів роботи накладено обмеження:

- для тисків

$$P_{B_{\min}} \leq P_i \leq P_{H_{\max}},$$

де $P_{H_{\max}}$ — максимально допустимий тиск із умови міцності трубопроводу;
 $P_{B_{\min}}$ — мінімально допустимий тиск із умови нормальної роботи газоперекачувальних агрегатів;

- для продуктивності газоперекачувальних агрегатів

$$Q_i \geq 1,1 Q_{\max},$$

де $Q_{\min}$ — мінімально можлива продуктивність з умови запобігання помпажу;

- для обертів ротора газоперекачувальних агрегатів

$$n_{\min} \leq n_i \leq n_{\max},$$

де $n_{\min}$, $n_{\max}$ — границі технологічно допустимих обертів ротора приводу агрегату з максимальною потужністю $N < N_{\max}$.

У якості критерію оптимальності пропонується використати енерговитрати на транспорт та умови забезпечення заданого рівня надійності газопостачання.

Вказана інформація використовується в якості вихідних даних для процедури оптимізації керування режимом транспортування газу, алгоритм якої наведено нижче.

З метою вирішення завдання оптимального планування перекачування газу насамперед визначаються очікувані втрати через недостатню надійність постачання споживачів газом. Відмови при постачанні газу викликані випадковим характером функціонування системи, які проявляються у відмовах окремих елементів, а також у випадковому коливанні навантаження системи. Кожен агрегат системи в процесі функціонування може перебувати в стані відмови та в стані роботи з частковою втратою вихідної потужності. Імовірності стану системи представляються у вигляді добутку ймовірностей стану окремих елементів.

Нехай $M_l(t_1, t_2)$ — математичне очікування частки часу знаходження системи в стані l протягом інтервалу (t_1, t_2) , тоді:

$$M_l(t_1, t_2) = \frac{1}{t_1 - t_2} \int_{t_1}^{t_2} P_l(t) dt, \quad (1.31)$$

де $P_i(t)$ — імовірність того, що в момент t система знаходиться в стані i .

Імовірності станів усієї системи, що складається з R агрегатів, у дискретному виді матиме вигляд:

$$P_i(t) = \prod_{r=1}^R P_{ri}(t). \quad (1.32)$$

Якщо $t = n\Delta t$, де Δt — крок часу, то вираз (1.32) набуде вигляду:

$$P_i(n\Delta t) = \prod_{r=1}^R P_{ri}(n\Delta t)$$

Тоді інтеграл (1.31) можна представляти в дискретному вигляді:

$$M_l(t_1, t_2) = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^N \frac{P_i(n\Delta t) + P_i((n+1)\Delta t)}{2} = \frac{I_i(t_1, t_2)}{t_1 - t_2}. \quad (1.33)$$

Очікуване число переходів у стані на інтервалі часу (t_1, t_2) визначається формулою:

$$F(t_1, t_2) = \sum_{j \neq i} \int_{r_1}^{r_2} P_j(t) \lambda_{ji} dt, \quad (1.34)$$

де λ_{ji} — інтенсивності переходів зі стану i в стан $i+1, j = i+1$.

У дискретній формі маємо:

$$F(t_1, t_2) = \sum_{j \neq i} \lambda_{ji} I_i(t_1, t_2).$$

Припустимо, що для перекачки газу на інтервал часу (t_1, t_2) виділено певну кількість агрегатів R і прогнозована кількість перекачування становить G_0 . Упродовж зазначеного інтервалу часу справжнє навантаження G може коливатися щодо величини G_0 відповідно до нормального закону розподілу.

Недостатність у постачанні газу, яка виникає в результаті відмови деяких агрегатів і внаслідок випадкових збурень, теоретично може коливатися від 0 до G (на практиці діапазон зміни нестачі кількості газу досить вузький через акумулюючу здатність газопроводу). Тому передбачається, що залежність між загальними вартісними втратами та величиною нестачі кількості газу є лінійною:

$$C^n = C_1 H,$$

де C^n — вартісні втрати; C_1 — коефіцієнт; H — недопостача газу споживачам.

При нормальному законі розподілу випадкових величин загальні втрати підсумовуються як втрати на перекачування та втрати через недоподачу газу. Ці втрати можна подати наступним чином:

$$W = C_2 \sum_j \sum_i \left[\sum_{j \neq i} \lambda_{ji} I_{ij}(t_1, t_2) \right] u_{ij}^n A_j + C_3 \sum_j \sum_i I_{ij}(t_1, t_2) H_{ij} A_j$$

де C_2, C_3 — коефіцієнти, що враховують вартість від перекачування та недоподачі; u_{ij}^n — дискретна зміна втрат за час Δt ; A_j — коефіцієнт, що враховує розподіл втрат за нормальним законом.

Кількість перекачуваного газу G_0 , зазначені втрати та недопостача H приймають дискретні значення в інтервалах $n\Delta t$, де число можливих значень H залежить від числа станів усієї системи, причому кожному стану відповідає певне значення потужності комбінацій агрегатів. Для цього можна використо-

увати наближений метод розрахунку пропускної здатності системи, заснований на однотипності рівнянь падіння тиску для різних елементів. В якості універсального рівняння для агрегату можна використати вираз:

$$P_i^2 - \alpha P_j^2 = \varphi Q_{ij} + \psi Q_{ij}^2, \quad (1.35)$$

де Q — продуктивність газопроводу.

Дане рівняння використовується також для еквівалентування груп паралельно включених агрегатів компресорної станції, що й є звичайним з'єднанням ГПА. Коефіцієнти α , φ , ψ є параметрами r -го агрегату, які вважаються відомим; P_{1r} , P_{2r} — тиски на вході та виході r -го агрегату, тобто:

$$P_{1r}^2 - \alpha_r P_{2r}^2 = \varphi_r Q_{ij} + \psi_r Q_{ij}^2, \quad Q = \sum_{r=1}^R m_r Q_r,$$

де r — номер ГПА в групі; R — число ГПА в групі; m_r — коефіцієнт, що дозволяє виключити з розгляду непрацюючі елементи, який дорівнює 1 або 0.

Для двох послідовно з'єднаних елементів еквівалентні коефіцієнти:

$$\alpha = \alpha_1 \alpha_2, \quad \varphi = \varphi_1 + \alpha_1 \varphi_2, \quad \psi = \psi_1 + \alpha_1 \psi_2.$$

Отримані рівняння не в повному обсязі визначають пропускну здатність системи через обмеження за продуктивністю кожного агрегату, тому їх доцільно звести до іншого виду відносно витрат на перекачування:

$$f_1(Q) = f(\varepsilon_i, N_i, \eta_i, C_i), \quad (1.36)$$

де ε_i — ступінь підвищення тиску; N_i — потужність агрегату; η_i — ККД; n_i — частота обертання; C_i — питомі витрати.

Позначивши a_r , b_r як нижні та верхні межі вихідної потужності кожного агрегату, матимемо:

$$A_R \leq G \leq B_R, \quad A_R = \min(a_1, a_2, \dots, a_r), \quad B_R = \sum_{r=1}^R b_r.$$

де

$$A_R = \min(a_1, a_2, \dots, a_r), \quad B_R = \sum_{r=1}^R b_r.$$

З графіків споживання можна отримати верхні та нижні границі необхідної кількості газу для k -го споживача на кожному кроці обчислення. Тоді мінімум вартості в одиницю часу є оптимальним рекурентним співвідношенням:

$$f_R(G) = \min \{f_R(x) + f_{R-1}(G - x)\},$$

де x — поточна кількість перекачаного газу.

Якщо ε_i , η_i , n_i — постійні величини, то використання останніх співвідношень дає оптимальну схему виділення агрегатів і розподілу навантаження між ними. При сталості ε_i , η_i , N_i можна отримати оптимальне керування у вигляді зміни частоти обертання n_i .

З урахуванням втрат через ненадійність перекачування газу завдання оптимального планування представляється в такий спосіб. Для прогнозованого добового споживання відрізок у 24 год розділяється на 12 інтервалів, тому можна вважати, що покази вважаються постійними. Ці інтервали називатимемо етапами. На кожному етапі визначається програма перекачування газу, яка мінімізує сумарні витрати на перекачування з урахуванням надійності газопостачання. Для вирішення поставленої задачі використовується метод динамічного програмування [1.32–1.34]. Якщо встановлено R агрегатів на КС, то загальне число можливих комбінацій агрегатів складає R , звідки можна отримати розмірність задачі динамічного програмування, що вирішується.

На кожному етапі f_{nj} — вартість перекачування газу при j -й комбінації агрегатів на етапі nj ; W — очікувані втрати через недостачу газу при використанні комбінації j на етапі nj .

Мінімум сукупних затрат f_{nj} для комбінації j на етапі nj можна знайти за допомогою рекурентного співвідношення:

$$F_{nj} = \min \{ F_{n-1} + f_{nj} + W_{nj} \}. \quad (1.37)$$

Для першого етапу $n = 1$ оптимальна комбінація визначається виразом:

$$F_{1j} = \min \{ f_{1j} + W_{1j} \}. \quad (1.38)$$

Після того, як пройдено всі n етапів, мінімальні сукупні витрати на перекачування газу визначаються з рівняння:

$$F_N = \min \{ F_{Nj} \}. \quad (1.39)$$

Побудована таким чином оптимізаційна модель вперше пов'язує показники надійності забезпеченням газом споживачів із показниками вартості експлуатації газоперекачувальних агрегатів та прогнозованими втратами через недоподачу газу споживачам. Точність прогнозу залежить від ступеня достовірності й обсягу статистичної вибірки, яку використано для визначення коефіцієнтів у моделях (1.35) і (1.36).

Рішення завдання дискретного динамічного програмування здійснюється за допомогою стандартного алгоритму. Ідея алгоритму полягає в наступному. Розглядається послідовність моментів часу $0, 1, 2, \dots$. Керована система в кожний момент часу може знаходитися в одному з j станів. Керування системою, що знаходиться в момент часу n у стані j_n , полягає в тому, що приймається рішення про переведення її в момент $n+1$ у стан j_{n+1} . Визначено локальну ціну

такого переходу, тобто число (для всіх можливих пар j_n, j_{n+1}). У початковий момент часу $n = 0$ система може знаходитися в якомусь фіксованому j_0 стані. У кінцевий момент часу N система повинна знаходитися в одному із заданих j_N станів. Завдання полягає у визначенні такої послідовності станів (траєкторії) $f_0, f_1, \dots, f_n, \dots, f_N$, яка мінімізує загальну ціну еволюції системи, тобто функції:

$$R(f_0, f_1, \dots, f_N) = \Phi_0(f_0) + \sum_{n=0}^{N-1} f_{j_n j_{n+1}}^{n+1/2} + \Phi_N(f_N),$$

де Φ_0, Φ_N — витрати на початковий і кінцевий стан системи.

Рішення задачі здійснюється спеціальним алгоритмом, що використовує типову для динамічного програмування функцію Беллмана $F_N(j)$, яка визначається наступним чином: нехай система в момент n знаходиться в стані j . Потрібно перевести її до моменту N , мінімізуючи за рахунок вибору станів $f_n, \dots, f_N$ значення:

$$\sum_{n=0}^{N-1} f_{j_n j_{n+1}}^{n+1/2} + \Phi_N(f_N), \quad j_N = j. \quad (1.40)$$

Мінімум (1.40) знаходиться методами динамічного програмування, у результаті чого обчислюється функція $F_N(j)$ для всіх n і j . Це рівняння отримується на підставі наступного принципу оптимальності: перехід зі стану j в момент n в деякий стан j_N в момент часу N можна здійснити в два етапи. Спочатку система переводиться в стан в момент $n+1$, а потім з цього стану оптимальним чином за ціну $F_{n+1}(i)$ — у кінцевий стан. Загальна вартість такого переходу складає:

$$f_{j_n i}^{n+1/2} + F_{n+1}(i).$$

Оскільки j вважається фіксованим, то параметром оптимізації є номер стану i в момент $n + 1$. Тоді рівняння динамічного програмування буде:

$$F_n(j) = \min \{ f_{j=i}^{n+1/2} + F_n(i) \}.$$

Отже, знайшовши всі $F_N(j)$, вирішуємо задачу $\min \{ \Phi_0(j) + F_0(j) \}$ і визначаємо першу точку траєкторії j_0 . Потім визначають точки $j_1 = i_{1/2}(j_0)$, $j_2 = i_{1+1/2}(j_1)$ і так надалі до побудови всієї траєкторії.

Внутрішня потужність компресорних циліндрів N_u для кожного моменту часу визначалася за завантажувальними кривими в залежності від продуктивності та ступеня підвищення тиску. Ефективна потужність визначалася за середнім індикаторним тиском у силових циліндрах, який, у свою чергу, знаходився шляхом обробки індикаторних діаграм на основі залежності:

$$N_e = \frac{\pi d^2}{4} s P_{icp} n_{ц},$$

де d, s — діаметр силового циліндра та довжина ходу; P_{icp} — середній індикаторний тиск; $n_{ц}$ — кількість силових циліндрів.

Таблиця 1.1. Реальні та прогнозні параметри роботи компресорної станції за 24.08.2017

t , год	Q , тис м ³ /г	P_n , ата	P_e , ата	P_n/P_e	n , об/хв	N_n , к.с.	N_e , тис к.с.	Кіль- кість цилін- дрів	Похиб- ка, % $\Delta N/N$
Фактичні параметри					Прогнозні параметри				
0	377	97,2	74,2	1,31	300	668,2	19,7	30	
2	385	97,2	73,6	1,32	294	680,3	19,4	29	1,67
4	393	97,3	73,2	1,33	288	692,3	19,4	28	0,08
6	397	97,3	72,6	1,34	288	686,3	25,2	37	0,76
8	397	97,3	73,2	1,33	288	692,3	24,9	36	0,09
10	397	97,4	72,7	1,34	291	686,3	25,2	37	0,76
12	361	97,4	72,1	1,35	285	620,1	23,4	38	0,70
14	353	97,5	71,7	1,36	285	626,1	23,7	38	0,38
16	345	97,5	72,2	1,35	294	608,0	21,2	35	0,37
18	341	97,5	72,8	1,34	294	614,0	22,4	37	1,42
20	337	97,6	72,6	1,35	297	602,0	22,2	37	0,33
22	341	97,6	72,8	1,34	294	608,0	21,9	36	0,05
24	345	97,6	73,4	1,33	294	614,0	21,9	36	0,93

На основі викладеної методики прогнозування оптимальних параметрів режиму газопостачання з урахуванням чинника надійності проведено розрахунки оптимізації експлуатації компресорної станції Богородчанського ПСГ за 24.08.2017 р. періоду компресорного закачування газу в сховище. Вихідні дані та результати розрахунків наведено у табл. 1.1 та на рис. 1.8.

Слід зазначити, що при моделюванні вважається, що режими руху газу на всіх ділянках системи газопостачання є стаціонарними та ізотермічними. При розрахунку компримування газу визначення потужності ведеться по кожному з працюючих агрегатів, кількість яких визначається за продуктивністю та приймається цілочисельною.

Вихідними даними для реалізації поставленої оптимізаційної задачі слугували реальні показники експлуатації компресорної станції у період закачування газу в сховище (табл. 1.1): Q — продуктивність компресорної станції; P_n — тиск на виході з компресорної станції; P_e — тиск на вході в компресорну станцію. У результаті проведених обчислень за запропонованою методикою оптимізації визначено оптимальні: розрахункову кількість компресорних циліндрів та їхню потужність N_n , відносну швидкість обертання колінчастого валу n/n_n (n_n — номінальні оберти) та ефективну потужність компресорної станції N_e (табл. 1.1). При прогнозуванні раціонального режиму визначальною є не абсолютна величина спожитої потужності, а динаміка її зміни, тому результати розрахунків наведено у відносних показниках (рис. 1.8).

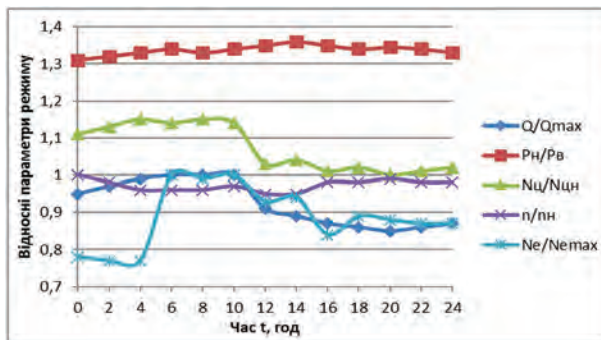


Рис. 1.8. Результати розрахунку оптимізації експлуатації компресорної станції Богородчанського ПСГ

Порівняльний аналіз прогнозних і фактичних показників режимів експлуатації ПГПА в умовах КС Богородчанського ПСГ показує їх задовільну збіжність. Так, продуктивність КС у процесі закачування згідно з прогнозом відхиляється від фактичної величини за весь період експлуатації ПГПА в 2016 р. на 2,98 %. Найкраще співпадіння факту та прогнозу характерне для серпня — 2,38 %, а найбільше відхилення характерне для жовтня — 7,92 %. Розбіжність між прогнозними та фактичними показниками силової потужності за весь період компресорного закачування газу складає 9,81 %. Найменша розбіжність за цим показником характерна для серпня й складає 4,34 %, а найбільша — для жовтня й складає 19,43 %. Високий процент розбіжностей для жовтня пояснюється різким зниженням ККД газоперекачувальних агрегатів у зв'язку зі зростанням наробітку. Прогноз витрати паливного газу за період роботи КС відхиляється від фактичної величини на 2,51 %. Найменше розходження між прогнозними та фактичними результатами є характерним для липня й складає 1,24 %, найбільше спостерігається у вересні й складає 4,23 %. Прогнозні параметри впроваджено у виробництво, і їх порівняння з фактичними показало задовільну збіжність [1.32–1.34].

1.5. НАДІЙНІСТЬ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ ЯК НЕВІД'ЄМНОЇ СКЛАДОВОЇ ГТС

В умовах воєнних дій на території України відбулися суттєві зміни у функціонуванні газотранспортної системи. Припинення транзиту природного газу до країн Європейського Союзу зумовило трансформацію режимів експлуатації магістральних газопроводів, які нині використовуються переважно для забезпечення внутрішніх потреб держави та обслуговування процесів закачування та відбору газу з підземних сховищ. За цих умов роль підземних сховищ газу істотно зросла, оскільки саме вони забезпечують балансування потоків, стабільність функціонування системи та енергетичну безпеку країни.

Підземні сховища газу є складними інженерними системами, що функціонують у тісному взаємозв'язку з магістральними трубопроводами. Їхнім ключовим елементом є свердловини, які забезпечують гідравлічний зв'язок між пластом-колектором і трубопровідною системою, формуючи разом із нею єдиний технологічний комплекс транспортування та зберігання газу. У зв'язку з цим формування наукових основ технологій відновлення газотранспортної системи доцільно здійснювати з урахуванням результатів досліджень у суміжних галузях, зокрема в області буріння, експлуатації та ремонту нафтогазових свердловин [1.35–1.68]. Дослідження показують, що газотранспортна система вирізняється значною нерівномірністю режимів роботи, зумовленою сезонними коливаннями споживання, технологічними особливостями видобутку та зовнішніми економічними й політичними факторами [1.42]. У цих умовах підземні сховища виконують функцію регулятора, акумулюючи надлишкові обсяги газу в періоди низького попиту та забезпечуючи їхнє використання під час пікових навантажень, що підвищує гнучкість і адаптивність системи.

Особливо небезпечними є процеси деформації обсадних колон під дією гірського тиску, що характерно для соленосних порід [1.40]. Зім'яття обсадних колон має місце як в процесі буріння, так і при експлуатації нафтових і газових свердловин на більшості родовищ України. Ця проблема є особливо актуальною для свердловин, у розрізі яких зустрічаються плинні соленосні породи. З метою розроблення заходів із підвищення довговічності обсадних колон важливим є вивчення механізму прояв плинності порід, визначення величин зовнішніх тисків, що діють на обсадні труби в цих породах. У табл. 1.2 наведено коротку характеристику свердловин із зім'ятими обсадними колонами на Орів-Уличнянському родовищі. Аналіз промислових даних по родовищах Долинського регіону (табл. 1.3) також показав, що майже всі випадки зім'яття обсадних колон мали місце в інтервалах залягання плинних порід.

Багатофакторним аналізом із використанням теорії розпізнання образів встановлено, що найвагоміше на зім'яття обсадних колон на нафтових і газових родовищах Прикарпаття впливають наявність у розрізі свердловин інтервалів залягання соленосних порід і неврахування дії гірського тиску при проектуванні обсадних колон у таких гірських породах. У вказаних інтервалах за певних термобаричних умов на обсадну колону може передаватися гірський тиск. Для вивчення процесу передачі тиску обсадній колоні з боку соленосної породи проведено експериментальні дослідження. Для цього виготовлено спеціальну лабораторну установку, яка дозволяє проводити дослідження напруженого стану та плинності гірських порід при дії гірського тиску та пластової температури.

За результатами експериментальних досліджень отримано залежність коефіцієнта бокового розпору соленосних порід K від температури t при різних величинах нормальних напружень σ_z . На рис. 1.9 наведено залежність $K = f(t)$ при $\sigma_z = 70$ МПа, з якої видно, що температура суттєво впливає на плинність солей.

Таблиця 1.2. Дані про зім'яття обсадних колон на Орів-Уличнянському родовищі

Номер свердловини	Фактична глибина, м	Діаметр проміжної колони, мм/глибина спуску, м	Діаметр експлуатаційної колони, мм/глибина спуску, м	Глибина зім'яття, м/відклади
2-Улично	3253	193/2842	127/3116	2200/воротищенські
17-Улично	3477	193/2826	127/3243	528/поляницькі
39-Улично	3395	193/2723	127/3388	1725/воротищенські
96-Улично	3363	193/2652	168/3282	2170/воротищенські
158-Орів	3301	219/2785	146/3267	1927/воротищенські
21-Орів	3288	193/2229	127/3185	2300/воротищенські
99-Орів	3367	245/1301	146/3353	2496/воротищенські
17-Орів	3405	193/2603	127/3392	2875/поляницькі
95-Улично	2985	219/2485	146/2982	1320/воротищенські
175-Орів	3605	245/2817	146/3605	2319/воротищенські
25-Орів	3631	193/2750	127/3627	3567/менілітові
58-Іваники	3737	324/3522	168/3560	2412/воротищенські

Таблиця 1.3. Дані про зім'яття обсадних колон по родовищах Долинського регіону

Номер свердловини	Фактична глибина, м	Діаметр проміжної колони, мм/глибина спуску, м	Діаметр експлуатаційної колони, мм/глибина спуску, м	Глибина зім'яття, м/відклади
117-ПД	3141	193/2189	127/3138	1031/воротищенські
822-Долина	3002	245/682	146/3002	1704/поляницькі
64-Спас	2320	193/1551	127/2317	838/воротищенські
105-Долина	2308	193/1425	127/2308	1672/поляницькі
310-Долина	2888	219/2299	146/2880	1193/воротищенські
265-Долина	2653	193/1812	127/2653	440/воротищенські

За температури понад 70 °С величина бокового зовнішнього тиску на обсадну трубку наближається до вертикальної складової гірського тиску, а за температури 80 °С і вище радіальні та вертикальні напруження вирівнюються ($\sigma_r = \sigma_z$), що відповідає коефіцієнту бокового розпору соленосних порід, який дорівнює одиниці. Це свідчить про те, що в інтервалах залягання галіту за підвищених температур на обсадні труби практично повністю передається гірський тиск, що має принципове значення для науково обґрунтованого прогнозування їхньої довговічності. Отримані експериментальні результати переконливо підтверджують, що передача повного гірського тиску може призводити до зминання обсадних колон, втрати прохідності свердловини та фактичної неможливості її подальшої експлуатації. Це визначає необхідність розроблення уніфікованих і науково обґрунтованих методів оцінювання НДС обсадних

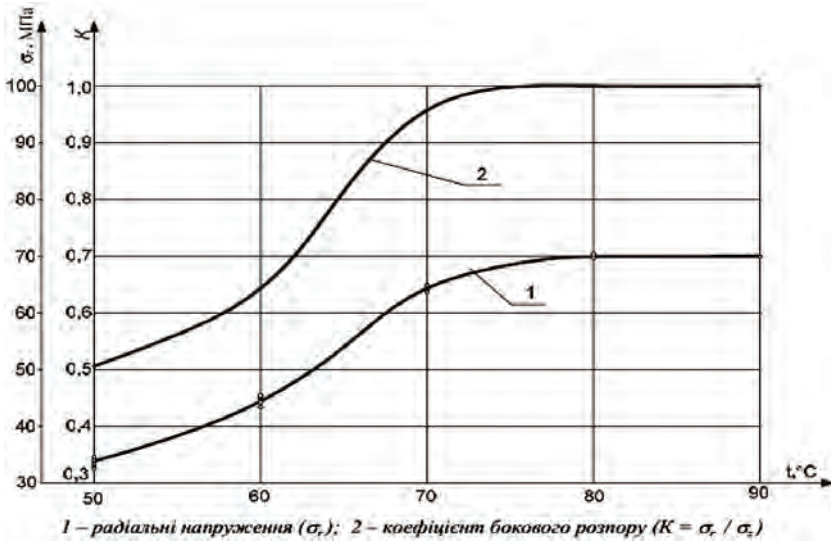


Рис. 1.9. Залежність коефіцієнта бокового розпору соленосних порід (галіт) від температури ($\sigma_z = 70$ МПа)

колон і прогнозування їхнього залишкового ресурсу з урахуванням термобаричних умов експлуатації.

Надійність функціонування свердловин також істотно залежить від стійкості їхніх стінок [1.41]. У складних гірничо-геологічних умовах можливі інтенсивні процеси осипання та обвалення порід, особливо в тектонічно порушених відкладах аргілітів, алевролітів і сланців. Встановлено, що ключову роль у розвитку цих явищ відіграють геолого-технологічні умови формування порід і проникнення фільтрату бурового розчину в їхню товщу, що знижує когезійну міцність, сприяє розкриттю тріщин і набухання глинистих компонентів, у підсумку призводячи до втрати стійкості стовбура свердловини. Це обумовлює необхідність застосування сучасних, науково обґрунтованих підходів до стабілізації стінок свердловин шляхом оптимізації складу та параметрів бурових розчинів і використання спеціальних технологічних прийомів. Суттєву роль у забезпеченні ефективної експлуатації та відновлення свердловин відіграють сучасні колтубінгові технології [1.38], використання яких дозволяє виконувати широкий спектр ремонтно-відновлювальних операцій у свердловинах складного просторового профілю. Водночас їхня ефективність визначається НДС гнучких труб, умовами їх взаємодії зі стінками свердловини та режимами проведення технологічних операцій, що потребує комплексного наукового аналізу.

Одним із ключових напрямів відновлення працездатності свердловин є застосування високоефективних методів перфорації та вирізання пошкоджених ділянок обсадних колон. Зокрема використання високошвидкісних струменів полімерних розчинів забезпечує локалізоване руйнування металу з формуван-

ням каналів заданої конфігурації за мінімального термічного впливу на матеріал [1.37, 1.39], що підвищує безпечність і технологічну надійність ремонтних робіт. Важливим етапом відновлювальних операцій є промивання свердловин, яке забезпечує видалення продуктів руйнування та створює необхідні умови для подальших технологічних процесів [1.44–1.46]. Експериментально встановлено, що ефективність промивання визначається сукупністю гідродинамічних і реологічних параметрів робочого агента, а їх оптимізація є одним із ключових факторів підвищення результативності ремонтно-відновлювальних робіт.

В умовах воєнного впливу питання надійності підземних сховищ газу набуває особливої стратегічної ваги, оскільки пошкодження магістральних трубопроводів або свердловин унаслідок бойових дій може призводити до порушення безперервності постачання природного газу та створювати безпосередню загрозу енергетичній безпеці держави. Аналіз показує, що, незважаючи на конструктивні відмінності, технологічні підходи до ліквідації таких пошкоджень у свердловинах і трубопроводах мають спільну інженерну основу, що відкриває можливості для уніфікації та подальшого розвитку ефективних методів відновлення. Зокрема у процесі ремонту свердловин застосовуються технології вирізання деформованих ділянок обсадних колон, створення вікон для забурювання додаткових стовбурів і перфорації колон [1.3, 1.9]. Аналогічні принципи використовуються й при відновленні магістральних трубопроводів, де здійснюється локалізація та видалення пошкоджених ділянок із застосуванням сучасних методів різання, зокрема високошвидкісного різання струменем полімерного розчину, що забезпечує підвищення безпеки, точності та ефективності виконання робіт.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

1. Розв'язано задачу вибору оптимального співвідношення між енерговитратами та рівнем надійності магістральних газопроводів на основі реалізації створеної математичної моделі, у результаті чого забезпечується раціональний режим експлуатації та мінімізуються експлуатаційні витрати на транспортування газу з урахуванням аварійних втрат. Розрахунки, які проведено за розробленою математичною моделлю для умов магістрального газопроводу «Союз» за умови його неповного завантаження, показують, що при максимально допустимому тиску 7,6 МПа раціональним режимом відповідатиме початковий тиск 7,36 МПа, що призведе до скорочення загальних втрат газу від можливих аварій на 32 %. Наведені показники в порівнянні прогнозу й факту свідчать про адекватність методики прогнозування режимів і обслуговування ГПА в умовах КС підземних сховищ газу та дозволяють рекомендувати її для подальшого впровадження.

2. Підземні сховища газу слід розглядати не як ізольований елемент, а як інтегровану складову ГТС, що забезпечує її функціональну стійкість, гнучкість та адаптивність до змінних умов експлуатації. Їхня ефективність визначається

технічним станом свердловин, рівнем розвитку технологій їх експлуатації та відновлення, а також здатністю системи протистояти деградаційним процесам і зовнішнім впливам, зокрема воєнного характеру.

3. Результати аналізу наукових публікацій дозволяють зробити висновок про наявність спільної методологічної основи досліджень у сфері забезпечення надійності та відновлення як свердловин підземних сховищ газу, так і магістральних трубопроводів. Це створює передумови для формування єдиного наукового напрямку, спрямованого на розроблення технологій оцінювання залишкового ресурсу, підвищення надійності та відновлення об'єктів ГТС в умовах деградації матеріалу та впливів воєнного характеру.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ ДО РОЗДІЛУ 1

- 1.1. Крижанівський Є.І., Грудз В.Я., Гончарук М.І. та ін. (2006) *Енергетична безпека держави: високоефективні технології видобування, постачання і використання природного газу: Монографія*. Київ, Інтерпрес ЛТД. <https://www.mao.kiev.ua/biblio/jscans/svitogliad/svit-2009-17-3/svit-2009-17-3-38-redakcia.pdf>
- 1.2. (2015) *Основні напрями диверсифікації імпорту енергетичних ресурсів країн-членів ЄС та заміщення їх нетрадиційними і поновлюваними джерелами енергії*. Київ. https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/3.-Dyversyfik_energetych_resursiv.pdf
- 1.3. Шовкопляс С. (2026) *Трансформація енергетики — чого саме очікувати в Україні*. AW Therm. <https://aw-therm.com.ua/transformaciya-energetiki-chogo-same-ochikuvati-v-ukrayini/> (дата звернення 25.02.26)
- 1.4. АТ «Укртрансгаз». <https://utg.ua/>
- 1.5. ТОВ «Оператор ГТС України». <https://tsoua.com/>
- 1.6. Група Нафтогаз України. <https://www.naftogaz.com/>
- 1.7. Бабієв Г.М. (2005) Транзитні можливості газотранспортної системи України: сьогодення та перспективи. *Вісник національної газової спілки України*, **2**, 12–15.
- 1.8. Побережний Л.Я., Станецький А.І., Запукхляк В.Б. та ін. (2018) Електрокорозія трубопроводів низького та середнього тиску. *Нафтогазова галузь України*, **1**, 33–36. https://www.naftogaz.com/ckeditor_assets/Галузевий%20журнал/Journal-Naftogazova-galuz-01-2018.pdf
- 1.9. Станецький А., Марущак П., Запукхляк В. та ін. (2018) Ранжування ґрунтів за небезпекою розвитку корозійномеханічних процесів у трубопроводах на пізній стадії експлуатації. Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів. *Фізико-хімічна механіка матеріалів. Спецвипуск*, **12**, 270–275. https://www.ipm.lviv.ua/corrosion2018/Chapter_04/270_Stanetsky.pdf
- 1.10. Doroshenko, Ya., Doroshenko, Ju., Zapukhlyak, V. et al. (2019) Modeling computational fluid dynamics of multiphase flows in elbow and T-junction of the main gas pipeline. *Transport*, **34**(1), 19–29. DOI: <https://doi.org/10.3846/transport.2019.7441>
- 1.11. Grudz, V., Zapukhlyak, V., Grudz, V.J. et al. (2019) Forecasting potential risks of leakage on gas pipelines. *Sci. J. of the TNTU*, **4**(96), 32–38. DOI: https://doi.org/10.3108/visnyk_tntu2019.04.032
- 1.12. Запукхляк В.Б., Прокопів І.Б. (2025) Математичне моделювання нестационарного процесу течії газу в газопроводі, викликаного появою аварійного витоку газу. *Прикарпатський вісник НТШ. Число*, **21**(79), 335–348. DOI: [https://doi.org/10.31471/2304-7399-2025-21\(79\)-335-348](https://doi.org/10.31471/2304-7399-2025-21(79)-335-348)

- 1.13. Трегубенко С.С., Кубаль Р.В., Побережний Л.Я., Запукхляк В.Б. (2018) Ризики транспортування енергоносіїв у зонах військових дій. *Науковий вісник НЛТУ України*, 28(2), 120–123. DOI: <https://doi.org/10.15421/40280222>
- 1.14. Okipnyi, I., Poberezhny, L., Zapukhlyak, V. et al. (2020) Impact of long-term operation on the reliability and durability of transit gas pipelines. *J. of Mechanical Engineering*, 70(1), 115–126. DOI: <https://doi.org/10.2478/scjme-2020-0011>
- 1.15. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Рудко В.В. (2011) Ідентифікація несправностей газоперекачувальних агрегатів компресорних станцій магістральних газопроводів. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*, 1(27), 53–56. <http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/2210/1/1170p.pdf>
- 1.16. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Рудко В.В. (2011) Оцінка технічного стану елементів газоперекачувального агрегату компресорної станції магістрального газопроводу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 1(38), 88–90. <http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/3853/1/1055p.pdf>
- 1.17. Grudz, V., Grudz, Ya., Zapuklyak, V. et al. (2021) Forecasting reliability of use of gas-transmitting units on gas transport systems. *Mechatronic Systems*, 1, 65–74. DOI: <https://doi.org/10.1201/9781003224136-6>
- 1.18. Грудз В.Я., Тимків Д.Ф., Михалків В.Б., Костів В.В. (2009) *Обслуговування і ремонт газопроводів*: Монографія. Івано-Франківськ, Лілея-НВ. <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/5001>
- 1.19. Запукхляк В.Б. (2010) *Удосконалення техніки і технології проведення робіт з реконструкції і ремонту трубопроводів*: Афтореф. дис. ... канд. техн. наук. 05.15.13. Івано-Франківськ.
- 1.20. Zapukhlyak, V., Melnychenko, Yu., Okipnyi, I. et al. (2022) Reliability assurance of gas-hydrogen mixture transportation by gas pipeline system. *Procedia Structural Integrity*, 36, 378–385. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2022.01.049>
- 1.21. (2024) *A European Green Deal. Striving to be the first climate-neutral continent*. https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en
- 1.22. (2020) *Communication from the commission to the european parliament, the council, the european economic and social committee and the committee of the regions. Powering a climate-neutral economy : An EU Strategy for Energy System Integration*. Brussels. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_system_integration_strategy.pdf
- 1.23. Уїріскі К. (2013) *Уловлювання та зберігання вуглецю: Українські перспективи для промисловості та забезпечення енергетичної безпеки*. Міжнародне екологічне об'єднання «Біллон», Осло, Норвегія.
- 1.24. Kryzhanivskyy, Ye., Grudz, V., Zapukhlyak, V. et al. (2022) Prospects of utilizing unloaded parts of natural gas transmission pipelines in technologies of carbon dioxide capture and storage. *Procedia Structural Integrity*, 36, 370–377. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2022.01.048>
- 1.25. Serediuk, M., Zapukhlyak, V., Hrytsuliak, H. et al. (2024) Lifetime extension of long-operated pipelines. *Procedia Structural Integrity*, 59, 763–770. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2024.04.109>
- 1.26. 2025 рік: відмова від російського газу, диверсифікація джерел та маршрутів постачання й міжнародна допомога. [Електронний ресурс]. <https://mev.gov.ua/novyna/2025-rik-vidmova-vid-rosiyskoho-hazu-dyversyfikatsiya-dzherel-ta-marshrutiv-postachannya-y>
- 1.27. Ковалко М.П., Грудз В.Я. та ін. (2002) *Трубопровідний транспорт газу*. Київ, АренаЕКО.

- 1.28. Grudz, V.Ya., Grudz, V.J., Zapukhlyak, V.B., Kyzymyshyn, Ya.V. (2018) Non-stationary processes in the gas transmission systems at compressor stations shut-down. *J. of Hydrocarbon Power Engineering*, 1(5), 22–28. <http://clar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/7358/1/7006p.pdf>
- 1.29. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Тимків Д.Ф., Запукхляк В.Б. (2019) Оптимізація режимів роботи складних газотранспортних систем в умовах їх неповного завантаження. *Нафтогазова галузь України*, 1, 26–31. https://www.naftogaz.com/ckeditor_assets/Галузевий%20журнал/Journal-Naftogazova-galuz-01-2019.pdf
- 1.30. Zapukhliak, V., Poberezhny, L., Maruschak, P. et al. (2019) Mathematical modeling of unsteady gas transmission system operating conditions under insufficient loading. *Energies*, 12(7), 1325. DOI: <https://doi.org/10.3390/en12071325>
- 1.31. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Запукхляк В.Б. та ін. (2023) Оцінка точності визначення запасів газу в трубах за умов неповного завантаження газотранспортної системи. *Нафтогазова енергетика*, 1(39), 35–41. DOI: [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2023-1\(39\)-35-41](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2023-1(39)-35-41)
- 1.32. Grudz, V., Grudz, Ya., Zapukhliak, V. et al. (2020) Optimal gas transport management taking into account reliability factor. *Management Systems in Production Engineering*, 28(3), 202–208. DOI: <https://doi.org/10.2478/mspe-2020-0030>
- 1.33. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Запукхляк В.Б. та ін. (2023) Оптиміальне керування режимами роботи компресорних станцій в умовах нестационарного газоспоживання. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2(87), 59–68. DOI: [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-2\(87\)-59-68](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-2(87)-59-68)
- 1.34. Grudz, V., Zapukhliak, V., Hryhorskyi, S. et al. (2024) Probability optimization for ensuring the reliability of natural gas distribution systems. *Procedia Structural Integrity*, 59, 757–762. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2024.04.108>
- 1.35. Бачеріков О.В., Вечерік Р.Л., Лохман І.В., Рудко В.В. та ін. (2011) *Спосіб встановлення фільтра з гравійною набивкою у свердловині підземного сховища газу*. Пат. на корисну модель 62701 Україна. МПК E21B 43/00. Власник ДК «Укртрансгаз». № u201101718. Заявл. 14.02.2011. Опубл. 12.09.2011. Бюл. № 17.
- 1.36. Бачеріков О.В., Вечерік Р.Л., Хасцький Ю.Б., Рудко В.В. та ін. (2011) *Спосіб обробки свердловин підземних сховищ газу*. Пат. на корисну модель 64428 Україна. МПК E21B 43/00. Власник ДК «Укртрансгаз». № u201103822. Заявл. 30.03.2011. Опубл. 10.11.2011. Бюл. № 21.
- 1.37. Pogrebnyak, V.G., Chudyk, I.I., Pogrebnyak, A.V., Perkun, I.V. (2022) Perforation of oil and gas wells by a high-velocity jet of polymer solution. *Nafta-Gaz*, 78(1), 3–12. DOI: <https://doi.org/10.18668/NG.2022.01.01>
- 1.38. Мохній І.Ю., Чудик І.І. (2022) Науково-практичні основи застосування колони гнучких труб у скерованих свердловинах. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 3(84), 18–23. DOI: [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-3\(84\)-18-23](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-3(84)-18-23)
- 1.39. Pogrebnyak, V.G., Chudyk, I.I., Pogrebnyak, A.V., Perkun, I.V. (2021) High-efficiency casing perforation oil and gas wells. *Socar Proceedings*, 2, 112–120. DOI: <https://doi.org/10.5510/OG-P2021SI200578>
- 1.40. Kovbasiuk, I., Chudyk, I., Martsynkiv, O., Seniushkovych, M. (2021) Experimental research of the conditions for the transfer of rock pressure by saliniferous rocks to the casing. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 3(80), 53–59. DOI: [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-3\(80\)-53-59](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-3(80)-53-59)
- 1.41. Chudyk, I.I., Femiak, Ya.M., Orynychak, M.I. et al. (2021) New methods for preventing crumbling and collapse of the borehole walls. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, 4, 17–22. DOI: <https://doi.org/10.33271/nvngu/2021-4/017>

- 1.42. Melnychenko, Y., Poberezhny, L., Hrudz, V. et al. (2021) *Determination of preconditions leading to critical stresses in pipeline during lowering*. In: Degradation Assessment and Failure Prevention of Pipeline Systems. Eds by G. Bolzon, G. Gabetta, H. Nykyforchyn. Lecture Notes in Civil Engineering, Vol. 102. Springer, Cham., 241–252. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-58073-5_19
- 1.43. Poberezhny, L., Chudyk, I., Hrytsanchuk, A. et al. (2020) Influence of hydrate formation and concentration of salts on the corrosion of steel 20 pipelines. *Management Systems in Production Engineering*, 28(3), 141–147. DOI: <https://doi.org/10.2478/mspe-2020-0021>
- 1.44. Chudyk, I., Vytyaz, O., Hrymaniuk, V., Pastukh, A. (2017) Influence of eccentrically located drilling string in the well bore over cleaning capabilities of a wellbore. *Petroleum Science and Engineering*, 1(1), 10–16. DOI: <https://doi.org/10.11648/j.pse.20170101.13>
- 1.45. Чудик І.І., Пастух А.М., Дудич І.Ф. (2016) Дослідження впливу техніко-технологічних параметрів на процес промивання свердловини при вирізанні вікна в обсадній колоні. *Молодий вчений*, 2(29), 130–134. http://molodyvcheny.in.ua/files/journal/2016/2_29_2016.pdf
- 1.46. Vytyaz, O., Chudyk, I., Mykhailiuk, V. (2015) Study of the effects of drilling string eccentricity in the borehole on the quality of its cleaning. In: *New Developments in Mining Engineering 2015: Theoretical and Practical Solutions of Mineral Resources Mining*, 591–595. Book Chapter EID: 2-s2.0-85053652500. DOI: <https://doi.org/10.1201/b19901>
- 1.47. Лисканич М.В., Чудик І.І., Гриджук Я.С., Юрич Л.Р. (2015) Кінематичні передавальні функції колони бурильних та насосно-компресорних труб. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 3(56), 17–26. <https://pdogf.com.ua/uk/journals/3-56>
- 1.48. Івасів В.М., Яворський М.М., Чудик І.І., Рачкевич Р.В. (2003) Визначення кута закручування бурильної колони при коригуванні профілю свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 3(8), 122–124. <http://clar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/5444/1/5p.pdf>
- 1.49. Chudyk, I., Artym, V., Karpyk, R., Rachkevych, R. (2008) The graph-analytic method of optimum pumpage choice by criterion «mechanical drilling speed. *Scientific Bulletin Series C: Fascicle Mechanics, Tribology, Machine Manufacturing Technology*, 22, 1–8. <https://www.proquest.com/docview/215759714>
- 1.50. Чудик І.І. (2008) Дослідження впливу деяких техніко-технологічних чинників на холосте обертання бурильної колони. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*, 2(18), 76–81. <https://nv.nung.edu.ua/index.php/nv/article/view/175>
- 1.51. Чудик І.І., Мелінішин С.П. (2008) Еспериментальні дослідження процесу промивання свердловини. *Нафтогазова енергетика*, 1, 27–30. <http://clar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/1489/3/1760p.pdf>
- 1.52. Чудик І.І. (2010) Метод розрахунку сил притискання бурильної колони до стінок свердловини довільної кривизни. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*, 4(26), 32–36. <https://nv.nung.edu.ua/index.php/nv/article/view/454>
- 1.53. Чудик І.І., Різничук А.І., Мілостян М.О., Жолоб Н.Р. (2012) Експериментальні дослідження енергопередавальних функцій бурильної колони у стовбурі скерованої свердловини. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*, 3(33), 48–54. <http://clar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/2452/1/3144p.pdf>
- 1.54. Чудик І.І. (2013) Експериментальні дослідження неорієнтованих компоновок низу бурильної колони на механічних моделях. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*, 2(35), 92–102. <http://clar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/2518/1/3361p.pdf>

- 1.55. Чудик І.І. (2013) Узагальнена методика розрахунку енергетичних витрат при роботі неорієнтованих компоновок низу бурильної колони для роторного способу буріння. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*, 2(35), 121–128. <http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/2522/1/3364p.pdf>
- 1.56. Matkivskiyi, S., Chudyk, I. (2025) Modeling of bottom water cone formation and assessment of the impact of permeability on hydrocarbon recovery in gas condensate reservoirs. *Mineral Resources of Ukraine*, 3, 25–31. DOI: <https://doi.org/10.31996/mru.2025.3.25-31>
- 1.57. Чудик І.І., Кондрат О.Р., Коцюбинський А.О., Скірко Є.В. (2023) Експериментальні лабораторні дослідження процесу отримання водню з пластових флюїдів. *Нафтогазова енергетика*, 1(39), 16–23. <http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/9361/1/9007p.pdf>
- 1.58. Чудик І.І., Кондрат О.Р. (2023) Аналіз світового досвіду генерування «синього водню» із залишкових нафтових покладів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 1(86), 7–15. DOI: [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1\(86\)-7-15](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1(86)-7-15)
- 1.59. Kryzhanivskiyi, E.I., Nykyforchyn, H.M., Student, O.Z. et al. (2020) Role of nonmetallic inclusions in premature stress-corrosion fractures of drill pipes. *Mater. Sci.*, 55(6), 822–830. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-020-00375-4>
- 1.60. Chudyk, I., Poberezhny, L., Hrysanchuk, A., Poberezhna, L. (2019) Corrosion of drill pipes in high mineralized produced waters. *Procedia Structural Integrity*, 16, 260–264. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2019.07.050>
- 1.61. Оринчак М.І., Чудик І.І., Бейзик О.С. та ін. (2014) *Пристрій для покриття стінок свердловини герметизуючою речовиною*. Пат. на корисну модель 89519 Україна. МПК E21B 33/138. Власник ІФНТУНГ. № u201313071. Заявл. 11.11.2013. Опубл. 25.04.2014. Бюл. № 8.
- 1.62. Оринчак М.І., Чудик І.І., Бейзик О.С. (2017) *Кольматуюча суміш*. Пат. на корисну модель 120880 Україна. МПК C09K 8/00, E21B 33/00. Власник ІФНТУНГ. № u201704637. Заявл. 13.05.2017. Опубл. 27.11.2017. Бюл. № 22.
- 1.63. Білецький Я.С., Сенюшкович М.В., Чудик І.І., Забіяка В.І. (2017) *Спосіб цементування обсадних колон у інтервалах хомогенних відкладів*. Пат. на винахід 114746 Україна. МПК E21B 33/13. Власник ІФНТУНГ. № a201508657. Заявл. 07.09.2015. Опубл. 25.07.2017. Бюл. № 14.
- 1.64. Радецька О.Й., Вовк О.О., Чудик І.І. (2017) *Когенераційна установка*. Пат. на корисну модель 118005 Україна. МПК F02G 5/04. Власники Радецька О.Й., Вовк О.О., Чудик І.І. № u201705303. Заявл. 30.05.2017. Опубл. 10.07.2017. Бюл. № 13.
- 1.65. Оринчак М.І., Чудик І.І., Бейзик О.С., Волошин В.В. (2014) *Герметизуюча суміш для стінок свердловини*. Пат. на корисну модель 87986 Україна. МПК C09K 8/00, E21B 33/00. Власник ІФНТУНГ. № u201311424. Заявл. 27.09.2013. Опубл. 25.02.2014. Бюл. № 4.
- 1.66. Крижанівський Є.І., Восвідко І.В., Шандровський Т.Р., Чудик І.І. (2001) *Опорно-центруючий пристрій*. Патент на винахід 50920 Україна. МПК E21B 10/26. Власник ІФДТУНГ. № 2001053042. Заявл. 04.05.2001. Опубл. 15.11.2002. Бюл. № 11.
- 1.67. Фем'як Я.М., Федорів В.В., Чудик І.І. та ін. (2023) *Аналіз якості розкриття продуктивних пластів та освоєння свердловин: Навч. посіб.* Дрогобич, Посвіт. https://search.library.nung.edu.ua/DocDescription?doc_id=476291
- 1.68. Сенюшкович М.В., Чудик І.І., Білецький Я.С. (2017) *Розкриття та випробування продуктивних пластів: Навч. посіб.* Івано-Франківськ, ІФНТУНГ.

Розділ 2

ЗАКОНОМІРНОСТІ КОРОЗІЙНО-ВОДНЕВОЇ ДЕГРАДАЦІЇ МЕТАЛУ ТРУБОПРОВODІВ ТА ЕЛЕКТРОХІМІЧНІ МЕТОДИ ПРОГНОЗУВАННЯ МЕХАНІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ

2.1. ЗАКОНОМІРНОСТІ КОРОЗІЙНО-ВОДНЕВОЇ ДЕГРАДАЦІЇ СТАЛЕЙ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВODІВ

Встановлено низку закономірностей корозійно-водневої деградації трубних сталей магістральних газопроводів.

Під час експлуатації конструкцій за кліматичних умов мікроструктурні зміни у сталях відбуваються дуже повільно, тому їх складно виявляти [2.1, 2.2]. Метал зазнає, насамперед, деформаційного старіння, зумовленого нерівноважністю вихідної мікроструктури та релаксаційністю процесів під час експлуатації [2.1] і пошкодженості [2.1, 2.2]. Деформаційне зміцнення сталей під час експлуатації внаслідок осідання атомів вуглецю та азоту на дислокаціях утруднює мікропластичну деформацію та релаксацію пікових напружень.

Експериментальними дослідженнями виявлено, що внаслідок тривалої експлуатації змінюються механічні властивості сталей [2.1–2.20]. Зазвичай відбувається зниження характеристик міцності, а також відносного звуження (табл. 2.1). Іноді спостерігається деяке підвищення характеристик міцності внаслідок старіння сталей. Часто відзначають підвищення відношення $\sigma_{0,2}/\sigma_B$ (коефіцієнта деформаційного зміцнення n), яке слугує показником резерву пластичності: що нижче це відношення, то вищий резерв, який зменшує ризик крихкого руйнування (табл. 2.1). Коефіцієнт деформаційного зміцнення $n = 0,85 \dots 0,90$ часто вважають гранично допустимим, тому навіть за цим показником можна оцінювати можливість подальшої безпечної експлуатації металу. Твердість експлуатованих сталей загалом є нижчою порівняно з вихідним станом. Відносне видовження змінюється неоднозначно, зокрема у деяких випадках після тривалої експлуатації (сталі X52-10 та 17Г1С у табл. 2.1) виявляють його підвищення. Збільшення відносного видовження металу пов'язують із розвитком в його об'ємі розсіяної пошкодженості.

Таблиця 2.1. Механічні властивості трубних сталей API X52 та 17Г1С

Марка сталі	Тривалість експлуатації, роки	Ділянка труби	Границя плинності $\sigma_{0,2}$, МПа	Границя міцності σ_B , МПа	Твердість HB
X52	0	—	355	475	185
X52-12	30	низ	268	451	153
		верх	255	460	161
X52-10		низ	362	536	136
		верх	335	538	141
17Г1С	0	—	378	595	185/208
	28		403	590	170/170
	29		345	547	173/181
	31		419	574	146/153
	38		357	520	146/148
	40		302	515	148/150

Закінчення табл. 2.1

Марка сталі	Відносне звуження ψ , %	Відносне видовження δ , %	$n = \sigma_{0,2}/\sigma_B$	Ударна в'язкість KCV, Дж/см ²	Тріщино-стійкість $J_{0,2}$, кН/м
X52	72,9	22,7	0,59	350	412
X52-12	64,4	20,8	0,74	189	127
	62,5	22,9		182	
X52-10	54,6	29,7	0,82	173	79
	55,0	28,8		<145*	
17Г1С	79,0	20,2	0,58	206/194	322
	68,2	20,5		165/169	—
	71,1	19,6	0,76	138	—
	73,8	21,8		115/133	242
	73,1	25,4	0,97	154	—
	69,2	26,3	0,75	125	—

Примітка. У чисельнику – характеристики металу ближче до внутрішньої поверхні; у знаменнику — до зовнішньої; * — зразки не зруйнувались через розшарування в осьовому напрямі.

Встановлено, що найбільш істотно знижуються характеристики опору крихкому руйнуванню [2.1–2.5, 2.9, 2.13–2.15], які виявились найчутливішими до зміни стану металу. Тріщиностійкість (критичне значення J -інтегралу) та ударна в'язкість знижуються у 2...4 рази (табл. 2.1). Виявлено, що зниження ударної в'язкості трубних сталей внаслідок тривалої експлуатації спричинене, насамперед, зниженням опору поширенню тріщини (рис. 2.1), що вказує на те,

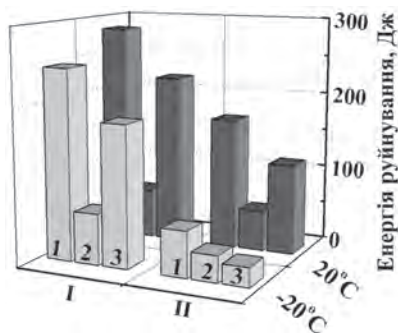


Рис. 2.1. Загальна енергія руйнування за випробуванням на ударну в'язкість за методом Шарпі (1) та її складники зародження (2) та поширення (3) тріщини для сталі API X52 у вихідному (I) та експлуатованому (II) станах за різних температур випробування

що саме компоненти механіки руйнування в ударній в'язкості є відповідальною за деградацію матеріалу [2.16].

Виявлено, що для металу у вихідному стані (резервної труби) його опір крихкому руйнуванню корелює з твердістю (табл. 2.1): матеріалу поблизу зовнішньої поверхні труби з вищою твердістю властива менша ударна в'язкість [2.1, 2.2, 2.16]. Експлуатований метал вирізняється іншою залежністю: ударна в'язкість і тріщиностійкість є нижчими для металу з меншою твердістю – тобто ближче до внутрішньої поверхні труби. Це свідчить про інтенсивнішу деградацію сталі саме поблизу внутрішньої поверхні труби й на деструктивну роль у цьому процесі водню, абсорбованого металом з боку внутрішньої поверхні. Дослідженнями опору водневій крихкості електролітичним наводненням металу встановлено, що експлуатовані сталі виявляють істотно вищу схильність до водневого окрихчення [2.1, 2.2, 2.6, 2.15, 2.16].

Механічна поведінка тривало експлуатованих трубних сталей відрізняється від поведінки неексплуатованих певними особливостями [2.1, 2.2, 2.15, 2.16]. Зокрема виявлено протилежну тенденцію зміни характеристик пластичності: відносне звуження знижується порівняно зі значенням, властивим вихідному стану сталі, що є ознакою окрихчення; водночас відносне видовження зростає, що мало б вказувати на підвищення пластичності, однак це є лише наслідком розкриття множинних мікрodefektів під час навантаження. Також для тривало експлуатованих трубних сталей характерним є одночасне зниження міцності, твердості, а також характеристик опору крихкому руйнуванню (ударної в'язкості та тріщиностійкості). Ці характерні ознаки механічної поведінки тривало експлуатованих трубних сталей свідчать про їхню деградацію.

Виявлене істотне зниження характеристик пластичності (відносного звуження) та опору крихкому руйнуванню свідчить про значне окрихчення металу впродовж його експлуатації [2.1, 2.2, 2.14, 2.16] та є, зазвичай, основною причиною підвищення ризику непередбачуваного руйнування. З опором крихкому

руйнуванню пов'язані й характеристики корозійно-механічного руйнування. Тому їхнє експлуатаційне зниження стає домінантним в аналізі роботоздатності матеріалів, які піддаються впливу агресивних корозивних і наводнювальних середовищ. Основним механізмом зниження опору руйнуванню ферито-перлітних трубних сталей є зменшення рухливості дислокацій в результаті їх закріплення, збільшення внутрішніх мікронапружень, накопичення дефектів, які одночасно є пастками водню.

Грунтуючись на основі результатів проведених комплексних досліджень і виявлених характерних, нетипових для неексплуатованих сталей, змін механічних властивостей трубних сталей після тривалої експлуатації прийшли до висновку, що їх причиною є експлуатаційна розсіяна пошкодженість (дефектність) металу, яка проявляється, насамперед, у зниженні твердості та характеристик опору крихкому руйнуванню й зростанні відносного видовження.

Внаслідок експлуатаційної пошкодженості сталей погіршуються не тільки механічні [2.1–2.20], але й корозійні [2.1, 2.2, 2.4, 2.21–2.31] та корозійно-механічні [2.1–2.3, 2.9, 2.11, 2.21–2.24, 2.32–2.34] характеристики. Крім того, посилюється чутливість тривало експлуатованих трубних сталей до водневої крихкості, корозійного та водневого розтріскування [2.1–2.3, 2.6, 2.23, 2.32, 2.35, 2.36], що найчастіше є причиною раптового руйнування конструкцій.

Виявлено, що магістральні газопроводи зазнають ураження загальною та локальною (пітинговою та виразковою) корозією не лише зовнішніх (унаслідок порушення цілісності захисних покриттів), але й внутрішніх поверхонь завдяки наявності у транспортованому газі залишкової вологи, що абсорбує агресивні домішки з газу [2.25, 2.29]. При цьому характер корозійного процесу істотно впливає на цілісність газопроводів: загальна корозія обумовлює загальне стоншення труби, а локальна — додатково ще створює концентратори напружень [2.37]. Виявили відмінності у корозійній тривкості сталі X52 у вихідному та експлуатованому станах у розчині, що моделює водний конденсат усередині газопроводу: понижена корозійна тривкість металу експлуатованих труб є наслідком корозійно-водневої деградації (рис. 2.2) [2.25, 2.29]. Зокрема за умов активного перемішування середовища швидкість корозії експлуатованої сталі в 1,6...1,7 рази вища порівняно зі сталлю у вихідному стані. Встановлено, що корозія у такому середовищі може протікати з водневою деполаризацією, що створює умови для наводнювання трубної сталі зі сторони внутрішньої поверхні при її тривалій експлуатації [2.25].

Виявлено корозійну деградацію низьколегованих трубних сталей магістральних газопроводів після їх тривалої експлуатації, зумовлену, очевидно, тривалим сумісним впливом корозивно-наводнювального середовища та робочих напружень у процесі експлуатації [2.2, 2.22, 2.25, 2.28–2.31, 2.38]. Зокрема електрохімічними дослідженнями низьколегованих ферито-перлітних трубних сталей різних класів міцності 17Г1С (клас міцності API 5L X52), API 5L X60 та

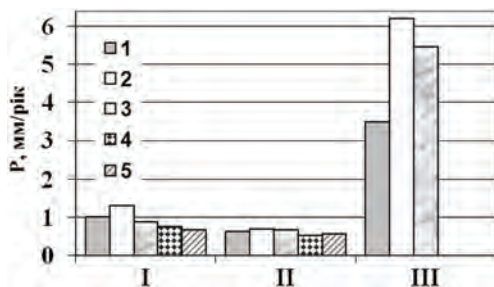


Рис. 2.2. Швидкість корозії сталі X52 у вихідному стані (1) та після експлуатації: сталі X52-12 верхньої (2) та нижньої (3) ділянок труби та сталі X52-10 верхньої (4) та нижньої (5) ділянок труби у модельному розчині водного конденсату всередині газопроводу після експозиції впродовж: I — 7 днів; II — 30 днів; III — 7 днів (динамічне середовище)

API 5L X70 (табл. 2.2) у модельному водному середовищі NS4 [2.31] встановлено погіршення низки електрохімічних характеристик сталей після тривалої експлуатації, насамперед, густини струму корозії та поляризаційного опору, що вказує на зниження їхньої корозійної тривкості.

Встановлено, що деградація корозійної тривкості газопровідних сталей супроводжує деградацію їхніх механічних властивостей [2.2, 2.8, 2.16, 2.39–2.41].

Проблема корозійно-водневої деградації сталей магістральних нафтогазопроводів є особливо актуальною для зварних з'єднань [2.42–2.44]. Встановлено, що внаслідок тривалої експлуатації зварних з'єднань сталі 17Г1С характеристики міцності змінюються незначно, однак знижуються характеристики пластичності, ударної в'язкості та корозійної тривкості всіх зон. Найінтенсивніше серед різних зон зварного з'єднання деградує метал зони термічного впливу: його властивості погіршуються найбільшою мірою порівняно зі зварним з'єднанням труби запасу. Для металу шва виявлене одночасне зниження

Таблиця 2.2. Вплив тривалої експлуатації на електрохімічні характеристики ферито-перлітних трубних сталей 17Г1С, API X60 та API X70 у розчині NS4

Сталь	Стан сталі	Потенціал корозії E_{corr} , В	Густина струму корозії i_{corr} , мкА/см ²	Константи Тафеля		Поляризаційний опір R_p , кОм·см ²
				$-b_c$, В	b_a , В	
17Г1С	Вихідний	–0,683	1,85	0,090	0,062	8,63
	Експлуатований 30 років	–0,687	4,20	0,083	0,058	3,53
API X60	Вихідний	–0,664	1,81	0,090	0,063	8,90
	Експлуатований 25 років	–0,696	3,86	0,090	0,056	3,89
API X70	Вихідний	–0,518	0,67	0,089	0,061	23,49
	Експлуатований 37 років	–0,642	2,24	0,088	0,060	6,92

внаслідок експлуатації міцності, твердості та опору крихкому руйнуванню, що свідчить про накопичення в ньому експлуатаційної пошкодженості.

2.2. ОСОБЛИВОСТІ ДЕГРАДАЦІЇ ТРУБНИХ СТАЛЕЙ, СПРИЧИНЕНОЇ ВОДНЕМ

Встановлено, що вагому роль у корозійно-водневої деградації трубних сталей відіграє водень [2.1, 2.2, 2.12, 2.16, 2.25, 2.31, 2.45–2.47]. Тривала взаємодія навантаженого металу з компонентами корозивних наводнювальних середовищ спричиняє його деградацію та погіршення експлуатаційних характеристик. Колівання температури та робочих навантажень під час експлуатації сприяють інтенсифікації деградації сталі. Під час тривалої експлуатації сталі магістральних газопроводів часто контактують із наводнювальними середовищами: ґрунтовими середовищами, які при порушенні цілісності ізоляційних покриттів контактують із металом зовнішніх поверхонь труб, а також транспортованим природним газом, що містить залишкову вологу, солі, домішки агресивних газів тощо і, відтак, є агресивним щодо металу внутрішніх поверхонь труб. Відповідно, оскільки корозія у таких середовищах може протікати й з виділенням водню під час катодної реакції [2.25], що відбувається за корозії сталі, то створюються умови для наводнювання металу упродовж його експлуатації.

Абсорбований металом водень інтенсифікує дифузійні процеси інших елементів у металі, які з часом призводять до змін у структурі внаслідок дифузійного перерозподілу фаз та елементів втілення, росту концентрації вакансій, мікропор, пор і, відповідно, властивостей експлуатованого металу. У результаті розвивається розсіяна пошкодженість металу не лише у приповерхневих шарах, але й в його об'ємі, а це спричиняє зниження його міцнісних характеристик і посилює його чутливість до корозійно-водневого розтріскування [2.23]. Крім того, водень впливає на зниження адгезійної міцності гібридних композиційних матеріалів, що обмежує їхнє застосування за дії корозійно-наводнювальних середовищ [2.48].

Проаналізовано експериментальні результати ударної в'язкості трубних сталей у вихідному та експлуатованому станах, а також експлуатованого металу з різних ділянок труб, лише частина з яких контактувала з наводнювальним середовищем [2.14, 2.49]. Виявлено (табл. 2.3), що ударна в'язкість зразків, вирізаних із верхніх ділянок труб, вдвічі менша за KCV металу у вихідному стані, що вказує на істотне зниження опору крихкому руйнуванню внаслідок експлуатації. Водночас значення ударної в'язкості експлуатованої сталі API X52 із нижньої частини труби суттєво нижчі не лише порівняно із сталлю у вихідному стані, але й з металом верхньої частини, а зразкам зі сталі 10ГС із низу труби властива переорієнтація площини руйнування на 90° вздовж дотичної труби (у напрямі текстури), тому не є можливим визначити ударну в'язкість, що вказує на схильність матеріалу до водневого розшарування. Виявлені ефекти є результатом інтенсивнішої деградації металу нижніх ділянок труб через їхнє навод-

Таблиця 2.3. Концентрація водню C_H та ударна в'язкість KCV трубних сталей

Марка сталі	Стан сталі		C_H , ppm	KCV, Дж/см ²
10ГС	Вихідний		1,6	180
	Експлуатований	верх	2,6	95
		низ	3,4	—
X52	Вихідний		1,5	196
	Експлуатований	верх	2,4	77
		низ	4,2	57

нювання впродовж експлуатації, що відбувається в результаті електрохімічної взаємодії сталі з наводнювальним середовищем. Виявлено, що зниження ударної в'язкості металу корелює зі збільшенням у ньому вмісту водню (табл. 2.3), що пов'язали з пошкодженістю металу внаслідок тривалого сумісного впливу абсорбованого ним водню та експлуатаційних навантажень. При цьому властивості металу біля внутрішньої поверхні труби магістрального газопроводу, що безпосередньо контактував із водним конденсатом та сильніше наводнювався, деградували інтенсивніше (табл. 2.1, 2.3).

Водень, який знаходиться в сталі, незалежно від джерела його появи в металі, прискорює розвиток тріщин як на макро-, так і на мікрорівні. Для того, щоб оцінити роль водню у прискоренні росту макродефекту (макротріщини), розроблено спосіб визначення опору сталей водневого окрихченню [2.50], який полягає в електролітичному наводнюванні частини зразка без тріщини, при цьому водень дифундує до вершини тріщини через метал. Розроблено спосіб гальмування росту втомної тріщини із застосуванням спеціального технологічного середовища [2.51].

Експериментальними дослідженнями встановлено, що експлуатовані трубні сталі виявляють схильність до корозійного та водневого розтріскування [2.16], хоча сталі у вихідному стані не схильні до цього виду руйнування. Зокрема випробуваннями гладких зразків на корозійне розтріскування у модельному середовищі водного конденсату всередині газопроводу не виявили чутливості сталі API X52 до корозійного та водневого розтріскування (рис. 2.3, а), проте експерименти на зразках із тріщинами показали таку чутливість (рис. 2.3, б, поріг корозійної тріщиностійкості J_{sc} порівнювали зі значенням J_i старту тріщини у повітрі), а накладення помірної катодної поляризації спричинило додаткове зниження рівня J_{sc} .

Проаналізовано чутливість трубних сталей різних категорій міцності до корозійного розтріскування, а також імовірність підвищення чутливості до цього виду руйнування сталей після певного періоду експлуатації [2.23]. Для цього розроблено метод прискореної деградації сталей за участі в ньому водню, який базується на інтенсифікації їхньої мікропошкодженості та дає можливість за лічені дні прогнозувати рівень механічних властивостей після десятків років експлуатації [2.8, 2.23, 2.49, 2.52–2.55].

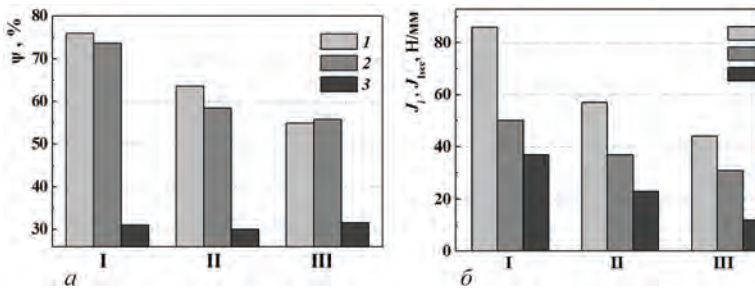


Рис. 2.3. Відносне звуження (а) та тріщиностійкість (б) сталі X52 у вихідному стані (I) та після 30 років експлуатації: X52-12 (II) та X52-10 (III) у повітрі (1), у модельному середовищі водного конденсату за потенціалу корозії (2) та катодної поляризації 0,1 А/м² (3)

Досліджено низьколеговані ферито-перлітні трубні сталі двох категорій міцності: 17Г1С (категорія міцності API X52) та API X60 [2.19, 2.20, 2.23, 2.55] у різних станах: вихідному стані (труб запасу), деформаційно зістареному та після лабораторної прискореної деградації. Результати експериментів щодо чутливості трубних сталей до корозійного розтріскування у розчині NS4 (рН5,7) за його насичення CO₂, що моделює кисле ґрунтове середовище, показали (табл. 2.4), що у вихідному стані вони не схильні до корозійного розтріскування, водночас після деформаційного старіння та деградації у модельних умовах таку їхню схильність виявили [2.23, 2.53]. Сталь із вищою міцністю X60 вирізняється вищим опором до корозійного розтріскування порівняно зі сталлю 17Г1С.

Зразки трубних сталей 17Г1С та X60, що досліджувалися, зруйновані після випробувань розтягом, піддали після відповідної підготовки поверхні шліфуванням наступному дослідженню їхньої мікротвердості. Однак істотних відмінностей у мікротвердості трубних сталей різної міцності та різних досліджених станів не виявили [2.19, 2.20, 2.54]. Фрактографічними дослідженнями виявили утворення вузьких каналів корозійного розтріскування за кризьзерним механізмом, що спостерігали у місцях руйнування від бокової поверхні зразка низьколегрованої ферито-перлітної трубної сталі 17Г1С у лабораторно деградованому стані [2.23]. Їхнє утворення пояснили синергетичним впливом напружень і водню на корозійне зростання тріщини та пов'язали з локальним полегшенням крихкого руйнування металу під впливом водню, накопиченого в пошкодженнях, які сформувалися у металі під час тривалої експлуатації. Тобто водень вплинув саме на формування цих пошкоджень на етапі прискореної деградації трубної сталі у лабораторних умовах. Виявлене міжзеренне руйнування у межах крихких фрагментів пов'язали з накопиченням водню поблизу меж зерен. Ці результати підтверджуються даними досліджень [2.46], які показали, що основним механізмом як ініціювання, так і поширення тріщин корозійного розтріскування у корозивному середовищі з рН, близьким до нейтрального, є водневе окрихчення трубної сталі.

Таблиця 2.4. Механічні характеристики за розтягу зразків із низьколегованих ферито-перлітних трубних сталей 17Г1С та Х60

Марка сталі	Стан сталі	Середовище	Границя міцності σ_B , МПа	Границя плинності $\sigma_{0,2}$, МПа	Відносне видовження δ , %	Відносне звуження ψ , %
17Г1С	Вихідний	Повітря	470	301	21,2	65,9
	Вихідний	NS4, насичений CO ₂	473	304	21,1	66,1
	Зістарений ¹	NS4, насичений CO ₂	486	375	16,1	63,2
	Деградований ²	NS4, насичений CO ₂	467	426	10,9	46,4
Х60	Вихідний	Повітря	592	510	23,2	81,9
	Вихідний	NS4, насичений CO ₂	565	489	21,9	77,6
	Деградований ²	NS4, насичений CO ₂	610	551	16,4	71,3

Примітки. ¹Деформаційне старіння реалізували за наступною процедурою: зразки навантажували осьовим розтягом до деформації $\epsilon = 2,8\%$ із наступним штучним старінням при 250 °С упродовж 1 год.
²Деградацію сталей здійснювали у лабораторних умовах за наступною процедурою: зразки електролітично наводнювали у розчині H₂SO₄ (рН 2) за $i = 20$ мА/см² упродовж 95 год, потім їх навантажували осьовим розтягом до деформації $\epsilon = 2,8\%$ із наступним штучним старінням при 250 °С упродовж 1 год.

Встановлені закономірності деградації механічних і корозійно-механічних властивостей конструкційних сталей у процесі їхньої тривалої експлуатації були використані при розробленні методу моделювання експлуатаційної деградації властивостей трубних сталей, що апробований на УМГ «Прикарпаттрансгаз» ПАТ «Укртрансгаз».

2.3. МЕХАНІЗМ І СТАДІЙНІСТЬ ПРОЦЕСУ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ ДЕГРАДАЦІЇ СТАЛЕЙ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

Встановлено, що деградація трубних сталей відбувається за двома основними механізмами: зміною мікроструктури та розвитком в об'ємі металу розсіяної пошкодженості. Ці механізми часто взаємопов'язані, оскільки мікроструктура сталей змінюється у напрямі полегшення розвитку пошкодженості. На макрорівні ці зміни спричиняють деградацію механічних властивостей сталей насамперед, зниження характеристик опору крихкому руйнуванню (ударної в'язкості, роботи зародження тріщини, тріщиностійкості тощо). З'ясовано механізм експлуатаційного окрихчення ферито-перлітних трубних сталей, пов'язаний зі збагаченням сполуками вуглецю меж і зерен, і дефектів у всередині зерен, на що вказує електрохімічно діагностована підвищена концентрація вуглецю на фасетках кризьзеренного відколу [2.27, 2.64, 2.65].

Розкрито негативну роль водневого чинника у деградації сталей, яка ґрунтується на реалізації механізму розвитку пошкодженості [2.32, 2.35, 2.47, 2.61]. Основним джерелом водню з подальшим наводнюванням сталі є її електрохімічна взаємодія з корозивним середовищем [2.32].

Обґрунтовано реалізацію декогезивно-деформаційного механізму формування мікропошкодженості в низькоміцних сталях під час тривалої експлуатації [2.32, 2.35, 2.47, 2.61]. Серед розмаїття механізмів деструктивної дії водню на здатність сталей до деформування та руйнування розглядають його пасткування у мікроефектах із утворенням у них напружень, співмірних за рівнем від механічного навантаження [2.65, 2.66]. Для низькоміцних сталей (API 5L X42 — API 5L X52) це створює передумови для інтенсифікації мікропошкодженості. Загалом високоміцні сталі здебільшого є високочутливими до водневої крихкості та розтріскування за дії водню, тоді як низькоміцні — імунні до дії водню. Однак для тривало експлуатованих (деградованих за механізмом мікропошкодженості) сталей ця закономірність може бути іншою. Підвищена пластичність, властива низькоміцним сталям, сприяє релаксації пікових напружень. Це утруднює досягнення критичної комбінації з концентрацією водню, необхідної для водневого мікророзтріскування. Однак тривала експлуатація сталей порушує зазначене загальне правило — у низькоміцних сталях виявляють інтенсивну мікропошкодженість і високу схильність до водневого мікро- і макророзтріскування [2.4]. Тобто низькоміцна сталь є слабо чутливою до водневої крихкості у стані постачання, набуває її під час експлуатації, що посилює ризик порушення цілісності трубопроводів при транспортуванні водню/газоводневих сумішей.

На полегшений розвиток у низькоміцних сталях розсіяної пошкодженості за механізмом деформування матеріалу під впливом високого тиску водню, рекомбінованого у дефектах [2.32, 2.35, 2.47, 2.61], впливають складові мікроструктури, зокрема неметалеві включення, орієнтовані у напрямі вальцювання. На їхніх межах із матрицею утворюються нанорозмірні пори, які є ефективними пастками водню. Водень знижує силу адгезії між включеннями та матрицею (рис. 2.4, *а*) й накопичується у порах та інших дефектах. Як наслідок, формується розшарування між складовими мікроструктури та метал під тиском рекомбінованого водню деформується, що зумовлює розвиток дефекту (рис. 2.4, *б*). Об'єм порожнини між контуром дефекту та включенням є незначними (рис. 2.4, *в*), що полегшує створення в ньому воднем високого тиску. Отже, розвиток мікропошкодженості низькоміцних сталей, полегшений воднем, супроводжується поєднанням деформаційного механізму з декогезивним. Як наслідок, навіть низькоміцна сталь із високою мірою мікропошкодженості має низький опір крихкому руйнуванню.

Реалізація певного механізму пошкодженості в трубних сталях за дії водню залежить від їхньої міцності: з її зменшенням пошкодженість формується,

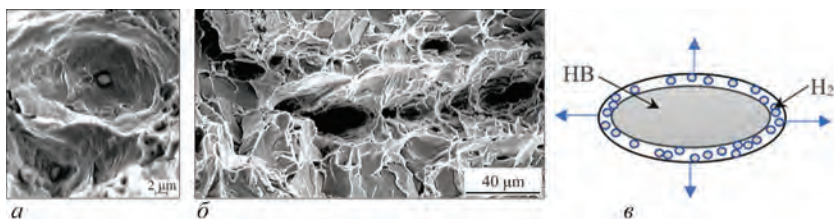


Рис. 2.4. Фрактограми (а, б) та схема (в), що ілюструють відшарування неметалевих включень від матриці (а), дефекти воднево-деформаційної природи (б) та їхнє формування (в): HB — неметалеve включення; H₂ — молізований водень

в основному, за умов досягнення критично високого тиску водню в порах, достатнього для деформаційного механізму їхнього росту та злиття. А механізм водневого розтріскування стає визначальним зі зростанням міцності сталей внаслідок зниження когезивної та адгезивної міцності під впливом абсорбованого водню. Ці механізми, очевидно, можуть відбуватися одночасно та посилювати один одного, а також супроводжувати корозійно-механічне руйнування сталей із низьким опором крихкому руйнуванню.

Характерною структурною особливістю сталей нафтогазопроводів є текстура [2.1–2.4, 2.61, 2.63], спричинена їхнім вальцюванням. Смуги феритних зерен перемежуються значно тоншими прошарками дрібніших зерен перліту. Крім того, неметалеві включення також витягуються у напрямі вальцювання. Внаслідок тривалої експлуатації порушується адгезія між неметалевими включеннями та матрицею, а також між феритними та перлітними зернами, що фрактографічно проявляється низькоенергоємними розшаруваннями. Внаслідок цього в сталях формуються пошкодження, які значно знижують їхній опір крихкому руйнуванню у площині вальцювання [2.4].

За змінами механічних властивостей феритно-перлітних трубних сталей внаслідок їхньої тривалої експлуатації виділили дві основні стадії їхньої деградації [2.1, 2.4, 2.61]: деформаційне старіння (стадія I) та розвиток розсіяної пошкодженості (стадія II). Під час першої міцність і твердість збільшуються, а характеристики пластичності та опірності крихкому руйнуванню зменшуються. Водночас під час другої через накопичення пошкодженості міцність і твердість металу знижуються. Метал досягає свого критичного стану та втрачає роботоздатність, зокрема характеристики опору крихкому руйнуванню (тріщиностійкість та ударна в'язкість) різко знижуються.

Стадія розвитку розсіяної пошкодженості реалізується після певного тривалого терміну експлуатації. На основі отриманих результатів досліджень стосовно впливу тривалої експлуатації на ударну в'язкість ферито-перлітних трубних сталей, схильних до розшарування, стадію розвитку розсіяної пошкодженості розділено на періоди утворення хаотично орієнтованих дефектів (IIa) та орієнтованих вздовж волокон вальцювання внаслідок експлуатаційного зниження когезії між ними (IIб) [2.4].

Проаналізовано особливості механічної поведінки експлуатованого металу на різних стадіях деградації. Кожній зі стадій властиві певні зміни механічних властивостей, якщо визначаються з використанням осьових зразків. Деформаційне старіння сталі вирізняється зростанням границь міцності та плинності, підвищенням твердості та зниженням характеристик пластичності (відносних видовження та звуження) і характеристик опору крихкому руйнуванню (ударної в'язкості та тріщиностійкості). Показники опору крихкому руйнуванню, на відміну від характеристик пластичності, відзначаються високою чутливістю до експлуатаційної деградації металу, при цьому тріщиностійкість зазвичай є чутливішою за ударну в'язкість.

У наступному періоді — утворення у металі хаотично орієнтованих дефектів — тенденції зміни механічних характеристик із тривалістю експлуатації є іншими: знижуються й характеристики міцності та твердості, й характеристики опору крихкому руйнуванню, й відносне звуження, водночас відносне видовження δ може навіть збільшуватися внаслідок розкриття в процесі навантаження множинних дефектів [2.2, 2.4, 2.16]. Звідси показник відносного видовження δ може некоректно характеризувати пластичність експлуатованого металу та не може слугувати інформативною ознакою експлуатаційної деградації металу у цьому періоді.

За подальшої експлуатації в трубних сталях розвивається пошкодженість, орієнтована у напрямі вальцювання, що є результатом експлуатаційного зниження когезії між волокнами. У трубах вона може набувати кільцевого макрочарактеру та поширюватися вздовж осі труби, зумовлюючи розшарування всередині стінки труби, без виходу на поверхню. Однак виникненню такого макроруйнування передують експлуатаційна мікропошкодженість матеріалу або розвиток у результаті тривалої експлуатації схильності матеріалу до розшарування, яке може проявитися, насамперед, під час механічних випробувань. Зокрема за випроб стандартних осьових зразків із такого металу на ударну в'язкість площа руйнування перетинає тріщини розшарування, орієнтовані вздовж осі труби, що підвищує енергоємність їхнього руйнування і, отже, зумовлює завищені значення опору крихкому руйнуванню, незважаючи на подальше підвищення ступеня експлуатаційної деградації металу. Отже, подібно до того, як відносне видовження для періоду IIа деградації може не характеризувати реальну пластичність сталі, ударна в'язкість для періоду IIб може не характеризувати реальний опір крихкому руйнуванню. Для усунення цих неоднозначностей рекомендовано у першому випадку використовувати радіальні зразки з конструктивним радіусом для локалізації руйнування, а в другому — радіальні зразки розробленої конструкції, яка забезпечує руйнування в площині, паралельній до напрямку потенційного розшарування.

Встановлено, що короткочасна тріщиностійкість $J_i(K_{Ic})$, будучи найчутливішою до експлуатаційної деградації механічною характеристикою, є єдиною

характеристикою зі сталою тенденцією зниження впродовж усіх описаних періодів експлуатаційної деградації трубних сталей. Це пов'язали з тим, що вона є характеристикою локального крихкого руйнування, рівень якої може тільки знижуватися в результаті пошкодженості металу. Це надає переваги характеристикам тріщиностійкості не тільки з огляду максимальної їхньої чутливості до оцінювання водневої деградації, але й однозначного трактування як характеристик опору крихкому руйнуванню тривало експлуатованих сталей. Отже, використання осьових зразків при оцінюванні експлуатаційної деградації металу, схильного до макророзшарування, однозначно придатне тільки за характеристикою $J_i(K_{Ic})$. Встановлені закономірності впливу експлуатаційної деградації на тріщиностійкість трубних сталей були використані при розробленні методики оцінювання залишкового ресурсу труб магістральних нафто- та газопроводів, яку впроваджено на УМГ «Львівтрансгаз» ПАТ «Укртрансгаз».

Висунуто та експериментально підтверджено гіпотезу про можливість реалізації деформаційного старіння як стадії експлуатаційної деградації сталей і без зовнішнього механічного навантаження, якщо джерелом генерування дислокацій слугують внутрішні напруження, спричинені наводнюванням [2.68, 2.69]. Високий рівень напружень у сталях, викликаний воднем [2.70, 2.71], може впливати як чинник окрихчення на їхнє деформаційне старіння [2.35]. Фізична природа деформаційного старіння полягає в осіданні атомів вуглецю та азоту на дислокаціях, що утруднює пластичну деформацію металу. Відповідно до ДСТУ 9166:2021 у лабораторних умовах для визначення схильності металу до старіння, та, відповідно, окрихчення, його піддають попередній пластичній деформації, яка є джерелом генерування дислокацій, та наступному нагріванню (250 °C) для дифузії елементів втілення до ядер дислокацій. Наводнювання може спричиняти в сталях залишкові напруження розтягу [2.70]. Цим обґрунтовують пухиріння, водневе розтріскування, мікро- та макророзшарування, а також утворення деформаційних пор [2.32, 2.35, 2.47] і за відсутності механічного навантаження. Напруження, зумовлені наводнюванням, будуть спричиняти мікропластичну деформацію лише у певних структурно обумовлених локальних місцях як пріоритетних для дифузії водню та його акумулювання. Гіпотезу підтвердили експериментально на сталі 17Г1С (табл. 2.5). Проаналізували її механічну поведінку в трьох станах: 1. постачання; 2. після низькотемпературного відпуску (НТВ) шляхом витримування зразків при 250 °C, 1 год; 3. після електролітичного наводнювання (ЕН) з наступним НТВ (ЕН + НТВ) та додаткового витримування 30 діб за кімнатної температури для десорбції водню. Визначали базові механічні властивості, опір крихкому руйнуванню та корозійному розтріскуванню у розчині NS4 [2.23] за індексом $\beta_{SCC} = [1 - (\psi_{SCC}/\psi_{пов})] \cdot 100 \%$, де ψ_{SCC} , $\psi_{пов}$ — відносне звуження зразка за випроб розтягом у розчині NS4 та повітрі відповідно.

Таблиця 2.5. Механічні та корозійно-механічні властивості сталі 17Г1С у різних станах за випроб у повітрі (чисельник) та розчині NS4 (знаменник)

Стан металу	$\sigma_{0,2}$, МПа	σ_B , МПа	ψ , %	KCV, Дж/см ²	$J_{0,2}$, Н/мм	β_{KP} , %
Постачання	428/429	531/529	71/69	129/–	322/–	–/3
НТВ	433/431	535/538	72/68	125/–	330/–	–/4
ЕН + НТВ	435/434	533/537	74/53	131/–	286/–	–/25

Не виявлено впливу НТВ на механічну поведінку сталі. Поєднанням ЕН і НТВ дещо знизили її в'язкість руйнування та суттєво — опір корозійному розтріскуванню (табл. 2.5) [2.69]. Абсорбований металом водень дифундує певними сприятливими шляхами, де слід очікувати максимальної концентрації акумульованого водню, а, отже, високих спричинених ним внутрішніх напружень. Відтак, саме в цих локальних об'ємах металу виникатимуть умови, сприятливі для його пластичної деформації. Отже, деформаційне старіння за безпосередньої участі водню (ЕН + НТВ) не вплинуло на властивості сталі на макрорівні (міцність, пластичність, ударну в'язкість), незначно знизило їх на мезо- (в'язкість руйнування) та найвідчутніше — на мікрорівні (опір КР): мікрофрактографічний аналіз зломів зразків підтвердив окрихчення сталі.

2.4. ЕЛЕКТРОХІМІЧНІ МЕТОДИ ОЦІНЮВАННЯ ДЕГРАДАЦІЇ СТАЛЕЙ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ МЕХАНІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ

Запропоновано принципово новий підхід до прогнозування механічних характеристик тривало експлуатованих трубних сталей, передусім характеристик опору крихкому руйнуванню, із застосуванням електрохімічного інструментарію [2.26, 2.27, 2.64, 2.72, 2.73]. Наукове підґрунтя підходу полягає в тому, що тривала експлуатація змінює не лише механічні властивості сталей, а й електрохімічні, які можна визначати на об'єкті в польових умовах.

Основою для використання електрохімічних методів для аналізу технічного стану конструкційних сталей є чутливість певних електрохімічних показників, зокрема: поляризаційного опору, густини струму корозії, потенціалу поверхні руйнування, до експлуатаційної зміни стану сталей [2.1, 2.26, 2.27, 2.41, 2.61, 2.72–2.76]. Це дає можливість використовувати їх як інформативні параметри стану металу для оцінювання ступеня деградації та прогнозування механічних властивостей і на їхній основі розвивати неруйнівні методи діагностування стану металу конструкцій. Крім того, показано, що електродний потенціал має високу чутливість до зміни концентрації водню у металі та, відповідно, може слугувати інформативним параметром для неруйнівного оцінювання вмісту водню в експлуатаційних умовах [2.77]. Важливим чинником для досягнення високої чутливості електрохімічного методу оцінювання змін у стані металу є вибір електроліту, який має забезпечувати активну поведінку металу [2.41].

Розроблено неруйнівний електрохімічний метод оцінювання опору крихкому руйнуванню тривало експлуатованих трубних сталей. Він базується на встановленій кореляції між параметрами, що вирізняють експлуатаційну зміну механічних (ударної в'язкості) та електрохімічних (поляризаційного опору) характеристик сталей, спричиненими їхньою експлуатаційною деградацією, та дає можливість оцінити міру корозійно-водневої деградації їхніх механічних властивостей у процесі експлуатації [2.26, 2.41, 2.73]. Електрохімічні характеристики металу залежать від його структури, напруженого стану тощо, тому вони змінюються внаслідок експлуатаційної деградації. Відтак не тільки корозійну деградацію сталей, але також і деградацію властивостей матеріалу в об'ємі можна оцінити за зміною електрохімічних характеристик як у лабораторних, так і польових умовах [2.28, 2.38, 2.39–2.40, 2.75]. Проаналізували чутливість електрохімічних характеристик до експлуатаційної деградації трубних сталей і виявили, що вона є різною [2.28, 2.38, 2.75]. Зокрема оцінили зміну базових електрохімічних характеристик трубних сталей внаслідок їхньої тривалої експлуатації: потенціал корозії E_{corr} , густину струму корозії i_{corr} , густину анодного струму за певного постійного потенціалу $i_{E=const}$, константи Тафеля катодної та анодної реакцій b_c та b_a , а також поляризаційний опір R_p . Виявили, що відносні зміни потенціалу корозії та констант Тафеля є незначними, проте густина струму корозії, густина струму при певному анодному потенціалі та поляризаційний опір є достатньо чутливими до деградації трубних сталей (рис. 2.5).

Виявлено, що найперспективнішим для оцінювання ступеня деградації сталей є поляризаційний опір. На основі проаналізованих даних щодо ударної в'язкості та поляризаційного опору низьковуглецевих та низьколегованих трубних сталей феритно-перлітного класу у вихідному стані та після їх тривалої експлуатації побудували залежність між відносними змінами цих показників, спричиненими експлуатацією (рис. 2.6), яка вказує на те, що деградація корозійної тривкості газопровідних сталей корелює з деградацією їхніх механічних властивостей [2.26, 2.72, 2.73, 2.76]. Ця кореляційна залежність ($KCV_{deg}/KCV_n = -0,308 + 1,309R_{p deg}/R_{p n}$, коефіцієнт кореляції $R = 0,98$) є основою електрохімічного неруйнівного методу діагностування експлуатаційної деградації

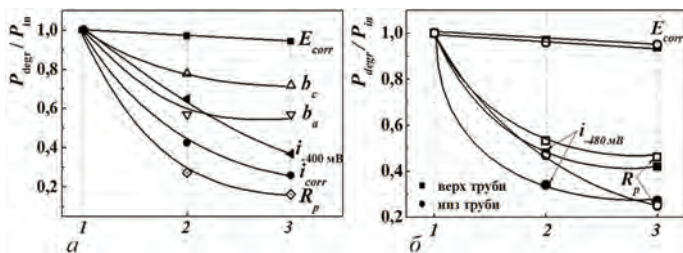


Рис. 2.5. Вплив деградації на електрохімічні характеристики сталі 10ГС (а) у вихідному стані (1) та після експлуатації з верхньої (2) та нижньої (3) ділянок труби у водному середовищі та сталі X52 (б) у вихідному (1) та експлуатованому (2, 3) станах у водогінній воді

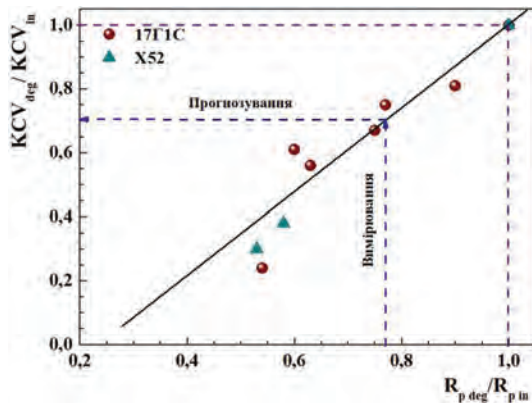


Рис. 2.6. Залежність між експлуатаційними змінами механічних (KCV_{deg}/KCV_{in}) та електрохімічних ($R_{p\ deg}/R_{p\ in}$) параметрів для низьколегованих феритно-перлітних трубних сталей газопроводів 17Г1С та X52

трубних сталей і дає змогу прогнозувати опір крихкому руйнуванню металу за допомогою польових електрохімічних вимірювань.

Ґрунтуючись на встановлених закономірностях корозійно-водневої деградації трубних сталей, електрохімічний метод може бути застосований для діагностування інших механічних чи корозійно-механічних характеристик металу, прогнозування яких є важливим для використання в інженерних розрахунках міцності та довговічності, зокрема залишкового ресурсу.

Розроблений електрохімічний підхід до діагностування деградації сталей було розвинуто для проведення технічних експертиз експлуатаційних руйнувань [2.26, 2.27]. Новий науково-методичний підхід базується на визначенні електрохімічних характеристик поверхонь зламів як інформативних параметрів поточного стану експлуатованого металу [2.64, 2.65]. Його наукова основа полягає в тому, що експлуатаційна пошкодженість є структурно вибірковою та формується за участі мікроструктурних складових із найнижчим опором руйнуванню за певних експлуатаційних умов, наприклад, під дією водню, що й визначає опір крихкому руйнуванню. Кореляційна залежність між експлуатаційними змінами опору крихкому руйнуванню металу та електродного потенціалу його поверхні руйнування дає можливість прогнозувати ударну в'язкість металу.

Згідно з відомою концепцією, упродовж тривалої експлуатації ферито-перлітних трубних сталей відбувається утворення на межах зерен мережі карбідів нанотовщини, які спричиняють зерномежове крихке руйнування сталей. Для їх утворення за тривалої (10...20 років) експлуатації трубопроводів за кліматичних умов достатньо дифузії вуглецю з тіла зерен до їхніх меж на відстань усього ~ 1 мкм. Розвинули цю концепцію, припустивши, що впродовж тривалої експлуатації додатково відбувається дифузія вуглецю, яку може інтенсифікувати водень, усередині зерен до дефектів типу меж субзерен чи інших дефектів

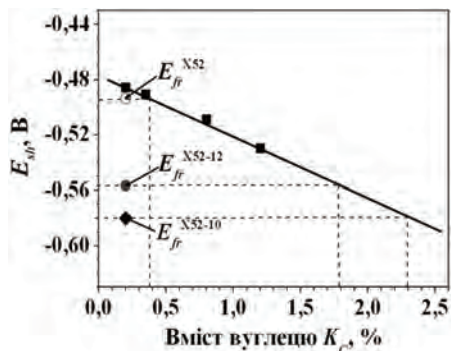


Рис. 2.7. Залежність між потенціалом E_{sh} вуглецевих сталей у 0,3 % NaCl та вмістом вуглецю K_c , а також потенціали E_{fr} сталі API X52 у вихідному (X52) та експлуатованому (X52-12 та X52-10) станах

із утворенням там нанопрошарків карбідів, які окрихчують метал і, відповідно, спричиняють експлуатаційне зниження енергоємності руйнування та його кризьеренний характер, властивий випробуванням на ударну в'язкість [2.26, 2.27, 2.65]. За такого механізму експлуатаційної деградації металу на поверхні зламу мали б виявлятися сполуки вуглецю (типу карбідів) у більшій кількості, ніж загалом у металі, а електрохімічні характеристики мали б бути чутливими до цього. Визначили потенціали шліфів E_{sh} вуглецевих сталей із різним вмістом вуглецю (метал у стані постачання, близький до рівноважного стану після відпалу), а також потенціали поверхонь руйнування (зламів) E_{fr} після випробувань на ударну в'язкість KCV ферито-перлітних трубних сталей X52 у вихідному стані та після 30 років експлуатації (X52-12 та X52-10) та 17Г1С (клас міцності API 5L X52) після 28...30 років експлуатації. Отримана залежність (рис. 2.7) підтвердила відому для вуглецевих сталей закономірність зсуву потенціалу в негативний бік зі зростанням вмісту вуглецю, а її застосування дає можливість прогнозувати вміст вуглецю на поверхні зламу на основі електрохімічних замірів. Зокрема за такими оцінками вміст вуглецю K_c на поверхні руйнування для сталі X52 у вихідному та експлуатованому (X52-10 і X52-12) станах становив близько 0,4, 1,8 та 2,3 % відповідно.

Виявили, що деградація ферито-перлітних сталей супроводжується різким зміщенням електродного потенціалу поверхні зламу відносно електродного потенціалу шліфованої поверхні ($\sim 70...90$ мВ, рис. 2.8), що, очевидно, спричинено підвищенням вмістом сполук вуглецю на поверхнях зламів (через виділення карбідів), враховуючи залежність $E_{sh} = f(K_c)$ (рис. 2.7) [2.48–2.51]. Отже, тривала експлуатація окрихчує метал завдяки утворенню не тільки зерномежевих, але й кризьеренних прошарків із карбідів нанорозмірної товщини. Звідси слід очікувати експлуатаційного зниження опору крихкому руйнуванню і за зерномежевим, і за кризьеренним механізмом. Таким чином, розкрито механізм експлуатаційного окрихчення ферито-перлітних трубних сталей, який полягає у збагаченні сполуками вуглецю не тільки меж зерен, але й дефектів усередині

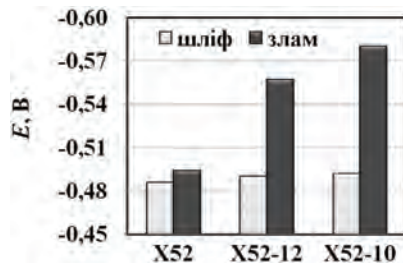


Рис. 2.8. Вплив експлуатації на потенціал сталі API X52 у вихідному (X52) та експлуатованому (X52-12 та X52-10) станах, визначені на шліфах E_{sh} та зламах E_{fr}

зерен, на що вказує електрохімічно діагностований підвищений вміст вуглецю на поверхнях кризьзеренного відколу.

Встановлено кореляційну залежність між експлуатаційними змінами опору крихкому руйнуванню (ударної в'язкості KCV) металу та електродного потенціалу його поверхні руйнування E_{fr} (рис. 2.9): $KCV_{deg}/KCV_{in} = 14,2...34,3 \cdot [E_{fr in}/E_{fr deg}] + 21,1[E_{fr in}/E_{fr deg}]^2$ ($R = 0,99$). Ця кореляційна залежність дає можливість прогнозувати опір крихкому руйнуванню металу на основі оцінювання електрохімічних характеристик, отриманих на зламах. Метод може застосовуватись при проведенні технічних експертиз експлуатаційних руйнувань, доповнюючи відомі методи неруйнівного контролю, для підвищення точності та достовірності оцінювання поточних механічних характеристик експлуатованого металу за неможливості їхнього визначення випробуваннями відповідних зразків у лабораторних умовах.

З використанням неруйнівного електрохімічного методу можна також опосередковано оцінювати напружено-деформований стан металу виявлених макророзшарувань трубних сталей [2.22]. Для цього необхідно контролювати

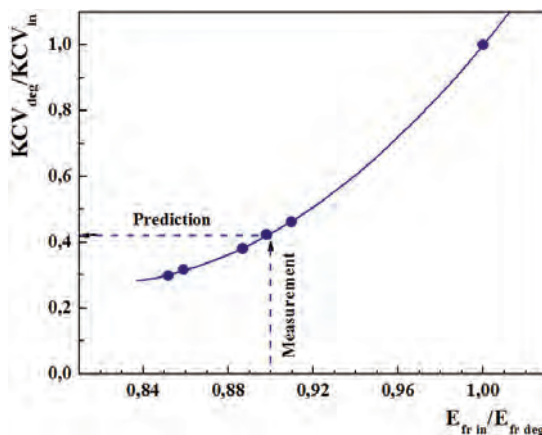


Рис. 2.9. Кореляція між змінами ударної в'язкості KCV_{deg}/KCV_{in} та потенціалу поверхні зламу $E_{fr in}/E_{fr deg}$, зумовленими експлуатаційною деградацією, для ферито-перлітних трубних сталей класу міцності API X52 після тривалої (28...30 років) експлуатації

в польових умовах електрохімічний стан поверхні труби з виявленим макродефектом. Ми запропонували критерій небезпеки виходу макродефекту на поверхню над розшаруванням за рівнем посилення НДС на зовнішній поверхні труби. Для дослідження пошкодженості сталей ефективним є електрохімічний метод водневої проникності: ступінь дефектності металу оцінюють за співвідношенням ґраткового та ефективного коефіцієнтів дифузії [2.32], а розвиток дефектів у сталі внаслідок водневого розтріскування визначають за показником критичної густини струму електролітичного наводнювання мембрани ступінчастим підвищенням його інтенсивності до появи піка на часовій залежності густини струму анодного окиснення водню [2.3].

Отже, для того, щоб оцінювати та прогнозувати деградацію сталей магістральних трубопроводів у польових умовах, розроблено та апробовано неруйнівний електрохімічний метод. Ці результати є корисними для операторів газотранспортної мережі як в Україні (Оператор ГТС України), так і за кордоном (Eni, Італія). Зокрема ця розробка фінансувалася Організацією Північноатлантичного договору, яка надала грант НАТО NUKR.SFPP 985055 «Розроблення новітніх методів для запобігання руйнуванню трубопроводів задля безпеки» у рамках програми «Наука заради миру та безпеки», а кінцевими споживачами були компанія Eni (Італія) та АТ «Укртрансгаз» (Оператор ГТС України).

2.5. ВИМОГИ ТА ПРАКТИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО БЕЗПЕЧНОГО ТРАНСПОРТУВАННЯ ЗЕЛЕНОГО ВОДНЮ ТРУБОПРОВІДНОЮ СИСТЕМОЮ УКРАЇНИ

Розвиток водневої енергетики є важливою частиною переходу до зеленої енергетики та безпеки загалом. Тут однією з проблем є транспортування водню трубопроводами, зокрема перепрофілювання наявних газових мереж [2.78–2.80]. Відповідно до Європейської водневої стратегії (European hydrogen backbone), майже 70 % водневої інфраструктури до 2030 р. ґрунтуватиметься на наявних газопроводах, а Україну визначено як пріоритетного партнера завдяки її потенціалу з виробництва зеленого водню та наявності інфраструктури, з'єднаної з інфраструктурою Європейського Союзу. Реалізовані за цим напрямом дослідження враховують отриманий раніше у співпраці з оператором ГТС України досвід досліджень експлуатаційної деградації сталей магістральних газопроводів і роль водню в цьому процесі, насамперед через його вплив на розвиток мікро- та макропошкодженості [2.1–2.4]. Саме пошкодженість є головною причиною зниження опору крихкому руйнуванню сталей, що є найнебезпечнішим наслідком їхньої експлуатаційної деградації та найчастіше спричиняє неконтрольоване руйнування магістральних трубопроводів. Запобігти цьому можна, застосовуючи ефективні методи та засоби діагностування поточного технічного стану трубних сталей, а також методи оцінювання їхньої роботоздатності з урахуванням ступеня деградації та експлуатаційних умов.

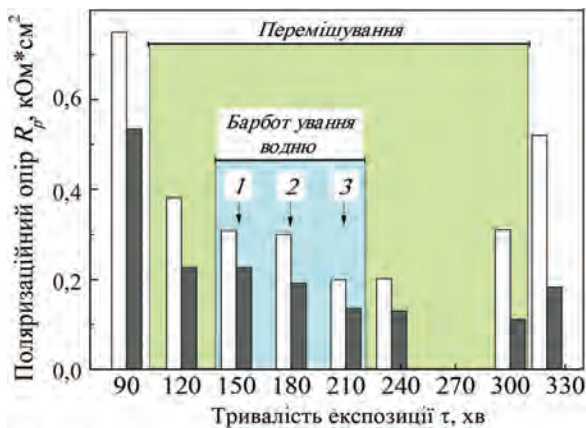


Рис. 2.10. Зміна поляризаційного опору R_p трубної сталі X70 у вихідному стані (світлі стовпчики) та після 37 років експлуатації (темні) у модельному розчині за сумісного впливу перемішування та газоподібного водню, генерованого за $i = 14,3$ (1), 57,1 (2) та 142,9 mA/cm^2 (3)

У контексті розвитку водневої енергетики загалом і викликів, пов'язаних із транспортуванням водню тривало експлуатованою газопровідною мережею України, встановлено низку нових аспектів у реалізації механізмів водневої крихкості феритно-перлітних трубних сталей.

Розроблено спеціальну методіку для вивчення впливу газоподібного водню на корозію, наводнювання та пошкодженість сталей у корозивному середовищі, за якою моделювали його вплив у реальних умовах транспортування на корозію в шарі конденсованої вологи на внутрішній поверхні труби [2.83–2.85]. Було виявлено, що присутність газоподібного водню в електроліті посилює як корозію, так і наводнювання трубної сталі, особливо в експлуатованому стані (рис. 2.10). На це слід зважати під час оцінювання ризику порушення цілісності діючих газопроводів у разі транспортування ними водню. Це також вказує на доцільність перегляду нормативних вимог щодо максимально допустимої вологості транспортованого газу в бік її зниження.

Встановлено вплив газоподібного водню на механізм та кінетику корозійної взаємодії феритно-перлітних трубних сталей із корозивно-наводнювальним середовищем (конденсованою вологою на внутрішній поверхні труби), який полягає у зміщенні рівноваги реакції рекомбінації та десорбції водню у бік адсорбованого водню, що так само посилює абсорбування водню металом. Показано, що внаслідок цього знижуються опір сталей корозії та зростання тріщин, а також збільшується їхня схильність до водневого розтріскування. Це є підґрунтям для визначення критичних чинників впливу на втрату робоздатності сталей у системах водневої інфраструктури та розроблення ефективних методів її запобігання.

На прикладі газорозподільних мереж у співпраці з ТОВ «Нафтогазбудінформатика» розроблено методологію досліджень опору водневій крихкості тривало

експлуатованих трубних сталей в умовах, близьких до експлуатаційних за транспортування водню [2.78, 2.81, 2.82, 2.86]. Випробування реалізували як в лабораторних, так і напівнатурних (на полігоні) умовах, де зразки-свідки витримували у навантаженому стані 18 місяців у газоподібному водні під тиском 0,3 МПа. Дослідили опір водневій крихкості експлуатованих 50 років трубних сталей та їхніх зварних з'єднань і порівняли з сучасними [2.81, 2.82, 2.86]. Виявлено низку особливостей наводнювання сталей за тривалої витримки у водні на полігоні газорозподільних мереж, зокрема значне зростання концентрації водню в металі та зниження опору водневій крихкості, особливо для експлуатованого металу. Спостерігалось значне зниження тріщиностійкості для тривало експлуатованої сталі та її зварного з'єднання. Це вказує на важливість проведення подібних досліджень для оцінювання роботоздатності газопроводів.

Проаналізовано вплив структурно-механічного стану сталі транзитного газопроводу на схильність до водневого окрихчення [2.87, 2.88], враховуючи умови тривалої експлуатації, умови наводнювання, особливості мікроструктури. Дослідили сталь 17Г1С із труб резерву та після експлуатації 38 років на транзитному газопроводі. Експлуатованій властиві нижчі пластичність та ударна в'язкість за практично незмінної міцності. Обґрунтовано різні режими катодної поляризації зразків трубної сталі за густиною струму, які дали змогу ранжувати інтенсивність наводнювання як помірну та високу. За помірної інтенсивності наводнювання сталь труби резерву має високий опір водневному окрихченню за розтягом як поздовжніх, так і поперечних зразків, а за високої — дещо нижчий тільки для поперечних зразків (рис. 2. 11). Експлуатована 38 років сталь 17Г1С чутлива до водневого окрихчення за випроб і поздовжніх, і поперечних зразків. Аналіз за показником *HES* виявив значний вплив текстури сталі на її водневу крихкість.

Обґрунтовано ефективність застосування підходів механіки руйнування для оцінювання опору воднево-механічному руйнуванню сталей [2.35, 2.89–2.92]. В'язкість руйнування (статична тріщиностійкість) є важливою розрахунковою

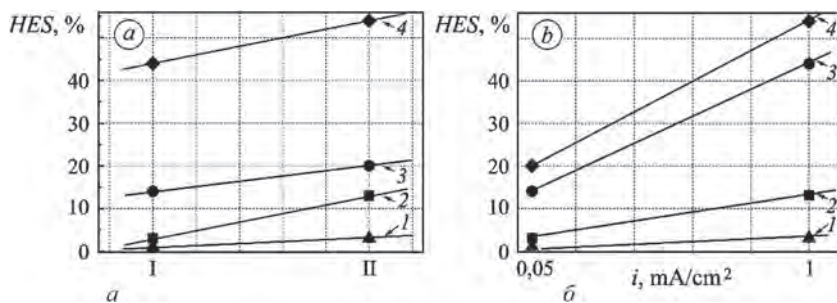


Рис. 2.11. Схильність до водневого окрихчення за показником *HES* сталі 17Г1С труби резерву (1, 2) та після 38 років експлуатації (3, 4) залежно від орієнтації зразків (а: 1 — поздовжні; II — поперечні, отримані за густини струму під час ПЕН 0,05 (1, 3) та 1 мА/см² (2, 4)) та густини струму i під час ПЕН (б: 1, 3 — поздовжні; 2, 4 — поперечні)

механічною характеристикою. Застосовуючи підходи нелінійної механіки руйнування (метод J -інтеграла), згідно з вимогами стандарту ASTM E 813 при навантаженні зразків із попередньо наведеними втомними тріщинами оцінювали рівень J_0 , що відповідає старту тріщини. Його перераховували за відомою залежністю на критичне значення коефіцієнта інтенсивності напружень K_{Jc} .

Запропоновано підхід до оцінювання роботоздатності трубопроводів в умовах транспортування водню, який ґрунтується на критерії експлуатаційного зниження в'язкості руйнування сталей за дії водню, визначеному методом J -інтеграла. На основі експериментальних досліджень опору крихкому руйнуванню трубних сталей, визначеного методом J -інтеграла, встановлено істотний вплив швидкості механічного навантаження зразків на тріщиностійкість за дії водню [2.35, 2.89–2.92]. Дослідили вплив водню на в'язкість руйнування феритно-перлітних сталей двох груп міцності з використанням методу J -інтеграла: 17Г1С (група міцності API 5L X52) та API 5L X67 у стані постачання (резервні труби) та після 38 (сталь 17Г1С) і 34 (сталь X67) років експлуатації на магістральних газопроводах. Труби мали зовнішній діаметр 1220 та 1420 мм і товщину стінки труби 12,0 та 18,7 мм для сталей 17Г1С та X67 відповідно. Механічні характеристики сталей: 17Г1С у стані постачання — $\sigma_B = 568$ МПа, $KCV = 129$ Дж/см², в експлуатованому — $\sigma_B = 570$ МПа, $KCV = 103$ Дж/см², сталі X67 у стані постачання — $\sigma_B = 577$ МПа, $KCV = 196$ Дж/см², в експлуатованому — $\sigma_B = 576$ МПа, $KCV = 154$ Дж/см². Використали балкові зразки з одностороннім боковим надрізом і втомною тріщиною розмірами 4×15×100 мм для сталі 17Г1С та 10×18×160 мм для сталі X67. Їх перед навантаженням згином електролітично наводнювали в розчині H₂SO₄ (pH1) + 10 г/л тіосечовини за густини струму $i = 0,05$ мА/см² тривалістю 120 год для 17Г1С та 100 год для X67.

За стандартної швидкості навантаження зразків (0,5 мм/хв) виявили незначне зниження в'язкості руйнування K_{Jc} сталі 17Г1С труби резерву після її попереднього наводнювання (рис. 2.12). Водночас для сталі в експлуатованому стані ці відмінності є суттєвішими. Загалом тріщиностійкість сталі 17Г1С у вихідному та експлуатованому станах відрізнялася незначно. При цьому за випроб поздовжніх зразків зафіксували її зниження після тривалої експлуатації, тоді як за випроб поперечних зразків отримали дещо вищі значення для експлуатованої сталі порівняно з металом у стані постачання як без наводнювання, так і після нього. Сталі 17Г1С труби резерву властива значна анізотропія в'язкості руйнування (значення для поздовжніх і поперечних зразків відрізняються на 50 %, тоді як для експлуатованого металу — на 23 %).

Для сталі X67 встановлено зниження тріщиностійкості за випроб поперечних зразків після попереднього електролітичного наводнювання, інтенсивніше за нижчої швидкості навантаження зразків (табл. 2.6). Звідси J_0 та K_{Jc} як воднево-механічні параметри залежать як від умов наводнювання, так і умов механічного навантаження.

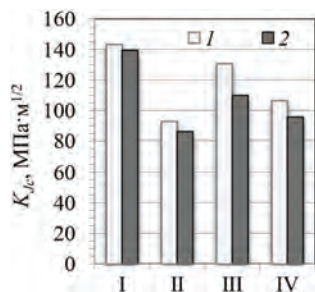


Рис. 2.12. В'язкість руйнування K_{Jc} (МПа·м^{1/2}) сталі 17Г1С труби резерву (I, II) та труби після 38 років експлуатації (III, IV), визначена на поздовжніх (I, III) і поперечних (II, IV) зразках без (1) і після електролітичного наводнювання (2); швидкість навантаження 0,5 мм/хв

Виявлено незначні відмінності для вихідного та експлуатованого станів сталі Х67 у значенні J -інтеграла за стартом тріщини ненаводнених зразків і наводнених, однак випробуваних за порівняно високих швидкостей навантаження — 0,5 і 0,05 мм/хв. Така механічна поведінка сталей є неочікуваною, оскільки оцінки ударної в'язкості показали відчутну різницю в опорі крихкому руйнуванню для їхніх різних станів. Її пояснили на основі фрактографічного аналізу тим, що експлуатованому металу властиве розшарування, яке ділило потенційну зону поширення попередньо наведеної втомної тріщини по товщині зразка (10 мм) на вузькі прошарки (1...2 мм), що спричинило зростання енергоємності руйнування окремих зразків «мінітовщини» і, як наслідок, макрозразка в цілому. Поділ фронту тріщини (у цьому випадку — розшаруваннями) ослаблює напружений стан у вершині основної тріщини та, відповідно, зумовлює підвищення в'язкості руйнування [2.93]. Це вказує на необхідність враховувати специфічну морфологію тріщин статичного підростання в експлуатованих сталях.

За використання найменшої (0,005 мм/хв) швидкості навантаження зразків отримано істотно нижче значення в'язкості руйнування для експлуатованої сталі за дії водню, що пов'язали з інтенсивнішим акумулюванням водню в околі вершини тріщини.

Таблиця 2.6. Параметри тріщиностійкості — J -інтеграл по старту тріщини J_0 (Н/мм, у чисельнику) та в'язкість руйнування K_{Jc} (МПа·м^{1/2}, у знаменнику) сталі API 5L X67 залежно від її стану, впливу водню та швидкості навантаження (поперечні зразки)

Стан сталі	Умови випроб	Швидкість навантаження, мм/хв		
		$5 \cdot 10^{-1}$	$5 \cdot 10^{-2}$	$5 \cdot 10^{-3}$
Вихідний	Без наводнювання	188,0/207,0	—	—
	Наводнювання	147,0/183,0	113,0/160,5	47,0/103,5
Експлуатований 34 роки	Без наводнювання	176,0/200,3	—	—
	Наводнювання	150,0/185,0	114,0/161,0	33,0/86,7

Застосування методу J -інтеграла ефективне й для випадку електрохімічного механізму наводнювання сталі, який реалізується внаслідок корозійної взаємодії з вологою, конденсованою у локальних зонах трубопроводу [2.32], і посилюється за насичення газоподібним воднем [2.84]. Це моделює експлуатаційні умови транспортування водню на ділянках конденсації вологи на внутрішній поверхні труби. В'язкість руйнування сталі 17Г1С, визначена експериментально за таких умов наводнювання, є на $\sim 9\%$ нижчою, ніж без водню, тобто метал деградує за опором росту тріщини.

Оцінювання стану тривало експлуатованих сталей газопроводів та їхньої роботоздатності в умовах транспортування водню повинні, насамперед, ґрунтуватися на критерії експлуатаційного зниження їхнього опору крихкому руйнуванню за дії водню, зокрема тріщиностійкості за методом J -інтеграла [2.94]. Для водневих трубопроводів регламентовано (відповідно до стандарту ASME B31.12) граничне значення тріщиностійкості $K_{Jc} = 55 \text{ МПа} \cdot \text{м}^{1/2}$. Відповідно сталі газопроводів із тріщиностійкістю вище за це значення можна у першому наближенні вважати придатними для транспортування водню. Обчислений граничний рівень J_0 склав $13,3 \text{ Н/мм}$. Базуючись на даних рис. 2.13, можна переконатися у тому, що J -інтеграл для досліджених умов є вищим за критичний рівень тріщиностійкості. Подальші дослідження необхідно спрямувати на визначення тріщиностійкості сталей за нижчої швидкості навантаження наводнених зразків, де вплив водню може бути істотнішим, а також на вибіркові дослідження сталей із різних характерних ділянок трубопроводів за чутливими до водневої крихкості сталей показниками в'язкості руйнування.

На основі виявлених закономірностей впливу транспортованого та абсорбованого металом водню на деградацію сталей запропоновано процедуру

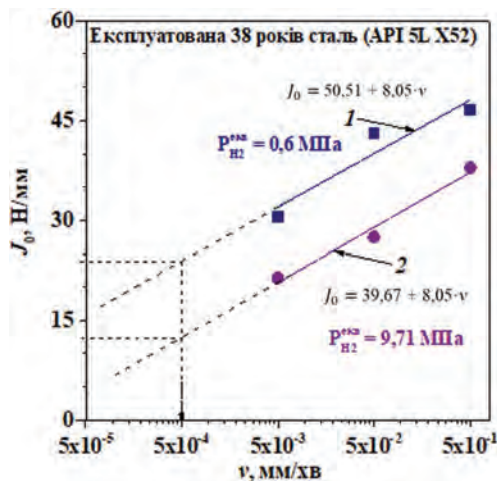


Рис. 2.13. Залежність показника опору росту тріщини J_0 від швидкості навантаження за різного тиску водню для сталі 17Г1С після 38 років експлуатації

технічної експертизи лінійної частини газотранспортної системи України, щоб обґрунтувати режими безпечного транспортування водню. Вона передбачає вибіркові дослідження характерних ділянок трубопроводів за чутливими до водневої деградації сталей механічними показниками та відповідними критеріями їхньої роботоздатності. Зокрема найчутливішою характеристикою є тріщиностійкість, для якої встановили критерій за її граничним значенням. Для прогнозування тріщиностійкості трубних сталей за дії водню розроблено модель на основі фізико-інформованих нейронних мереж, яка враховує поточний структурно-механічний стан металу та концентрацію водню [2.95, 2.96].

Отже, для оцінювання роботоздатності сталей наявних в Україні магістральних газопроводів в умовах транспортування водню розроблено та апробовано методологію, яка ґрунтується на врахуванні експлуатаційних умов наводнювання сталей, їхньої деградації за опором крихкому руйнуванню та мікроструктурним розвитком пошкодженості, а також критерії досягнення критичного стану за в'язкістю руйнування залежно від тиску газу в трубі та наявності тріщиноподібних дефектів. Методологія спрямована на обґрунтування можливості адаптації магістральних газопроводів до транспортування ними зеленого водню. Впровадження методології Оператором ГТС України дає змогу оцінити можливість безпечного транспортування водню тривало експлуатованою газотранспортною мережею в рамках реалізації Центрально-європейського водневого коридору відповідно до Водневої стратегії України та Європейської водневої стратегії. Це сприятиме безпечному впровадженню технологій транспортування зеленого водню в енергетичну систему України, що є визначальним кроком для переходу до екологічно чистої енергетики та інтеграції України в європейський енергетичний простір.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

1. Розроблено та апробовано нові методи та підходи до оцінювання роботоздатності сталей магістральних газопроводів, відмова яких загрожує стабільності в роботі критичної для країни енергетичної інфраструктури як ключової складової безпеки та оборони.

2. Досліджено вплив умов і тривалості експлуатації сталей магістральних трубопроводів на їхню мікроструктуру, механічні та корозійні характеристики, опір корозійно- та воднево-механічному руйнуванню, тріщиностійкість і механізм руйнування. На основі результатів досліджень встановлено, що через деградацію сталей під час експлуатації їхній поточний технічний стан погіршується. Встановлені закономірності впливу експлуатаційної деградації на тріщиностійкість трубних сталей були використані при розробленні методики оцінювання залишкового ресурсу труб магістральних трубопроводів.

3. Розроблено наукові засади оцінювання стану сталей магістральних трубопроводів після їхньої тривалої експлуатації за сукупного впливу температурних, силових і корозійно-наводнювальних чинників. Встановлено, що

найчутливішими до експлуатаційної деградації сталей є характеристики опору руйнуванню (статична тріщиностійкість та ударна в'язкість). Аналіз цих характеристик з урахуванням впливу на них водню, абсорбованого сталлями під час тривалої експлуатації, дає можливість прогнозувати ризики крихкого руйнування елементів конструкцій. Встановлено закономірності зміни показників роботоздатності сталей за їх впливу, а також кореляційні залежності між ними. Комплексний підхід до оцінювання та прогнозування деградації з їх використанням дав змогу обґрунтувати критичний стан сталей трубопроводів, що є необхідною передумовою їхньої безпечної експлуатації.

4. Розроблено та апробовано неруйнівний електрохімічний метод оцінювання деградації сталей магістральних трубопроводів у польових умовах і прогнозування поточного рівня механічних властивостей.

5. Розроблено та апробовано експрес-метод лабораторної симуляції експлуатаційної деградації сталей магістральних трубопроводів. Метод прискореної деградації сталей за участі в ньому водню базується на інтенсифікації їхньої мікропошкодженості та дає можливість за лічені дні прогнозувати рівень механічних властивостей після десятків років експлуатації.

6. Розроблено методику діагностування кільцевого розшарування у трубах газопроводів та оцінювання ризику виходу такого дефекту на зовнішню поверхню труби, використання якої АТ «Укртрансгаз» дає можливість обґрунтувати умови безпечної подальшої експлуатації магістральних газопроводів із виявленим макророзшаруванням.

7. Для оцінювання роботоздатності сталей магістральних газопроводів в умовах транспортування водню розроблено та апробовано методологію, яка ґрунтується на комплексному аналізі структурно-механічного стану матеріалів трубопроводів та особливостей їхньої зміни за додаткового впливу водню, а також критеріях досягнення ними критичного стану. Методологія спрямована на обґрунтування можливості адаптації магістральних газопроводів до транспортування ними зеленого водню. Її впровадження Оператором ГТС України дає змогу оцінити можливість безпечного транспортування водню тривало експлуатованою газотранспортною мережею в рамках реалізації Центрально-європейського водневого коридору відповідно до Водневої стратегії України та Європейської водневої стратегії. Це сприятиме безпечному впровадженню технологій транспортування зеленого водню в енергетичну систему України, що є визначальним кроком для переходу до екологічно чистої енергетики та інтеграції України в європейський енергетичний простір.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ ДО РОЗДІЛУ 2

- 2.1. Zvirko, O.I. (2021) In-service degradation of structural steels (A survey). *Mater. Sci.*, 57(3), 319–330. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-021-00547-w>
- 2.2. Nykyforchyn, H., Zvirko, O., Dzioba, I. Et al. (2021) Assessment of operational degradation of pipeline steels. *Materials*, 14(12), 3247. DOI: <https://doi.org/10.3390/ma14123247>

- 2.3. Zvirko, O., Mytsyk, B., Nykyforchyn, H. et al. (2023) Application of the various methods for assessment of in-service degradation of pipeline steel. *Mechanics of Advanced Materials and Structures*, 30(24), 5058–5067. DOI: <https://doi.org/10.1080/15376494.2022.2111732>
- 2.4. Nykyforchyn, H., Tsyrlunyk, O., Zvirko, O., Kret, N. (2017) Analysis and mechanical properties characterization of operated gas main elbow with hydrogen assisted large-scale delamination. *Eng. Fail. Anal.*, 82, 364–377. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2017.07.015>
- 2.5. Demianchuk D.O., Tsyrlunyk O.T., Solovei P.R. et al. (2025) The influence of operation and notch orientation on the impact toughness of API 5L X67 steel. *Mater. Sci.*, 61(2), 249–255. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-025-00986-9>
- 2.6. Zvirko, O. (2022) Anisotropy of hydrogen embrittlement in ferrite-pearlitic steel considering operational degradation. *Proc. Structural Integrity*, 42, 522–528. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2022.12.066>
- 2.7. Meshkov, Yu.Ya., Shyyan, A.V., Zvirko, O.I. (2015) Evaluation of the in-service degradation of steels of gas pipelines according to the criterion of mechanical stability. *Mater. Sci.*, 50(6), 830–835. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-015-9790-3>
- 2.8. Никифорчин Г.М., Цирульник О.Т., Звірко О.І., Волошин В.А. (2016) Діагностування схильності трубної сталі до деградації властивостей внаслідок тривалої експлуатації. *Техническая диагностика и неразрушающий контроль*, 3, 33–37. DOI: <https://doi.org/10.15407/tdnk2016.03.05>
- 2.9. Zvirko, O.I., Nykyforchyn, H.M., Tsyrlunyk, O.T. et al. (2022) In-service degradation of structural steels under cyclic loading. *Mater. Sci.*, 58(2), 222–228. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-022-00653-3>
- 2.10. Nykyforchyn, H., Zvirko, O., Oliynyk, O. et al. (2023) In-service degradation of rolled carbon steels: the role of damaging. *Proc. Structural Integrity*, 47, 190–194. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2023.07.011>
- 2.11. Zvirko, O., Venhryniuk, O., Nykyforchyn, H. (2023) The effect of long-term operation on fatigue and corrosion fatigue crack growth in structural steels. *Proc. Structural Integrity*, 51, 24–29. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2023.10.062>
- 2.12. Nykyforchyn, H., Zvirko, O. (2022) Operational degradation of fatigue strength of structural steels: Role of corrosive-hydrogenating environments. *Proc. Structural Integrity*, 24, 253–258. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-97822-8_29
- 2.13. Zvirko, O., Tsyrlunyk, O., Lipiec, S., Dzioba, I. (2021) Evaluation of corrosion, mechanical properties and hydrogen embrittlement of casing pipe steels with different microstructure. *Materials*, 14(24), 7860. DOI: <https://doi.org/10.3390/ma14247860>
- 2.14. Петрина Д.Ю., Звірко О.І., Греділь М.І. (2008) Оцінювання експлуатаційної деградації сталей магістральних нафто- і газопроводів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 4(29), 76–79. <http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/4374/1/397p.pdf>
- 2.15. Греділь М.І., Звірко О.І., Дзіоба І.Р. (2007) Вплив експлуатаційної деградації сталей магістральних трубопроводів на їх механічні властивості. *Машинознавство*, 12, 39–42.
- 2.16. Никифорчин Г.Н., Цирульник О.Т., Звірко О.И. и др. (2013) Оценка деградации физико-механических свойств сталей длительно эксплуатируемых магистральных газопроводов. *Заводская лаборатория. Диагностика материалов*, 79(9), 48–55.
- 2.17. Zvirko, O.I., Lipiec, S., Vengreniuk, O.I., Dzioba, I. (2023) Evaluation of the stress-strain state at the crack tip in casing pipes based on numerical simulation. *Mater. Sci.*, 58(4), 460–465. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-023-00685-3>

- 2.18. Dzioba, I., Zvirko, O., Lipiec, S. (2021) Assessment of operational degradation of pipeline steel based on true stress-strain diagrams. *Lecture Notes in Civil Engineering*, **102**, 175–187. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-58073-5_14
- 2.19. Bolzon, G., Rivolta, B., Nykyforchyn, H., Zvirko, O. (2018) Mechanical analysis at different scales of gas pipelines. *Engineering Failure Analysis*, **90**, 434–439. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2018.04.008>
- 2.20. Bolzon, G., Rivolta, B., Nykyforchyn, H., Zvirko, O. (2017) Micro and macro mechanical analysis of gas pipeline steels. *Proc. Structural Procedia*, **5**, 627–632. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2017.07.031>
- 2.21. Nyrkova, L.I., Osadchuk, S.O., Goncharenko, L.V. et al. (2024) Influence of long-term operation on the properties of main gas pipeline steels. A review. *Phys. Chem. Solid State.*, **25**(1), 191–202. DOI: <https://doi.org/10.15330/pcss.25.1.191-202>
- 2.22. Zvirko, O.I., Mytsyk, A.B., Tsyurulnyk, O.T. et al. (2017) Corrosion degradation of steel of an elbow of gas pipeline with large-scale delamination after long-term operation. *Mater. Sci.*, **52**(6), 861–865. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-017-0032-8>
- 2.23. Zvirko, O.I., Savula, S.F., Tsependa, V.M. et al. (2016) Stress corrosion cracking of gas pipeline steels of different strength. *Proc. Structural Procedia*, **2**, 509–516. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2016.06.066>
- 2.24. Zvirko, O., Gabetta, G., Tsyurulnyk, O., Kret, N. (2019) Assessment of in-service degradation of gas pipeline steel taking into account susceptibility to stress corrosion cracking. *Proc. Structural Procedia*, **16**, 121–125. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2019.07.030>
- 2.25. Tsyurul'Nyk, O.T., Slobodyan, Z.V., Zvirko, O.I. et al. (2008) Influence of operation of Kh52 steel on corrosion processes in a model solution of gas condensate. *Mater. Sci.*, **44**(5), 619–629. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-009-9138-y>
- 2.26. Zvirko, O., Tsyurulnyk, O. (2021) Non-destructive electrochemical evaluation of pipeline degradation. *Lecture Notes in Civil Engineering*, **102**, 31–44. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-58073-5_3
- 2.27. Nykyforchyn, H., Tsyurulnyk, O., Zvirko, O., Krechkovska, H. (2019) Non-destructive evaluation of brittle fracture resistance of operated gas pipeline steel using electrochemical fracture surface analysis. *Engineering Failure Analysis*, **104**, 617–625. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2019.06.037>
- 2.28. Цирульник О.Т., Слободян З.В., Звірко О.І., Греділь М.І. (2008) Електрохімічні аспекти деградації властивостей металу експлуатованих конструкцій. *Вісник НТУ «ХПІ». Зб. наук. праць. Темат. вип. «Хімія, хімічна технологія та екологія»*, **16**, 114–117. <https://repository.kpi.kharkov.ua/handle/KhPI-Press/33857>
- 2.29. Греділь М.І., Звірко О.І. (2008) Корозійна тривкість тривало експлуатованих сталей типу Х52 у модельному розчині газового конденсату. *Вісник НТУ «ХПІ». Зб. наук. праць. Темат. вип. «Хімія, хімічна технологія та екологія»*, **32**, 59–63.
- 2.30. Никифорчин Г.М., Цирульник О.Т., Звірко О.І., Волошин В.А. (2013) Вплив температури на корозійно-електрохімічні характеристики тривало експлуатованих трубних сталей. *Вісник Східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля*, **13**(202), 32–37. http://nbuv.gov.ua/UJRN/VISUNU_2013_13_7
- 2.31. Zvirko, O.I. (2017) Corrosion degradation of pipeline steels with different strength grades. *J. of Hydrocarbon Power Engineering*, **4**(1), 38–42. <https://ogpe.nung.edu.ua/index.php/jhpe/article/view/49>

- 2.32. Nykyforchyn, H., Tsyurulnyk, O., Zvirko, O., Hredil, M. (2020) Role of hydrogen in operational degradation of pipeline steel. *Proc. Structural Integrity*, **28**, 896–902. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2020.11.060>
- 2.33. Nykyforchyn, H., Krechkovska, H., Student, O., Zvirko, O. (2019) Feature of stress corrosion cracking of degraded gas pipeline steels. *Proc. Structural Integrity*, **16**, 153–160. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2019.07.035>
- 2.34. Tsyurulnyk, O.T., Zvirko, O.I., Voloshyn, V.A. (2022) Corrosion-fatigue life of 35 steel in tap water under additional cavitation loading. *Mater. Sci.*, **57**(4), 527–532. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-022-00574-1>
- 2.35. Богданов В.Л., Назарчук З.Т., Звірко О.І. (2024) Особливості застосування підходів фізико-хімічної механіки для оцінювання крихкості феритно-перлітних сталей. *Допов. Нац. акад. наук Укр.*, **6**, 21–30. DOI: <https://doi.org/10.15407/dopovidi2024.06.021>
- 2.36. Zvirko, O.I., Tsyurulnyk, O.T., Dzioba, I. et al. (2021) Influence of the structural features of steels of casing pipes on their mechanical properties and hydrogen brittleness. *Mater. Sci.*, **56**(6), 748–754. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-021-00491-9>
- 2.37. Chmelko, V., Šulko, M., Garan, M. et al. (202) Influence of additional factors on the integrity of pipelines with small corrosion defects. *Proc. Structural Procedia*, **42**, 315–320. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2022.12.223>
- 2.38. Греділь М., Звірко О. (2012) Застосування електрохімічних характеристик для оцінки деградації сталей тривало експлуатованих об'єктів. *Фіз.-хім. механіка матеріалів, Спец. вип.*, **9**(1), 51–55.
- 2.39. Nykyforchyn, H., Tsyurulnyk, O., Hredil, M., Zvirko, O. (2011) Correlation between degradation of corrosion and mechanical properties of long-term exploited oil and gas pipeline steels. *Zeszyty Naukowe. Mechanika/Politechnika Opolska*, **99**, 41–43. https://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element.baztech-article-BPOK-0034-0015?q=bwmeta1.element.baztech-volume-1429-6055-zeszyty_naukowe__mechanika__politechnika_opolska-2011-z__99;14&qt=CHIL-DREN-STATELESS
- 2.40. Звірко О.І. (2016) Використання електрохімічних підходів для оцінювання експлуатаційної деградації конструкційних сталей. *Техническая диагностика и неразрушающий контроль*, **4**, 34–39. DOI: <https://doi.org/10.15407/tdnk2016.04.06>
- 2.41. Zvirko, O.I. (2017) Electrochemical methods for the evaluation of the degradation of structural steels intended for long-term operation. *Mater. Sci.*, **52**(4), 588–594. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-017-9994-9>
- 2.42. Zvirko, O.I., Tsyurulnyk, O.T., Voloshyn, V.A. (2012) Characteristics degradation of gas transmission pipeline steel welded joints due to long-term operation. In: *Proc. of the 19th European Conf. on Fracture Fracture Mechanics for Durability Reliability and Safety Ecf. 2012*. https://www.researchgate.net/publication/264713470_Characteristics_degradation_of_gas_transmission_pipeline_steel_welded_joints_due_to_long-term_operation
- 2.43. Tsyurulnyk, O.T., Voloshyn, V.A., Petryna, D.Yu. et al. (2011) Degradation of properties of the metal of welded joints in operating gas mains. *Mater. Sci.*, **46**(5), 628–632. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-011-9333-5>
- 2.44. Греділь М., Цирульник О., Звірко О., Волошин В. (2011) Деградація механічних властивостей металу зварного з'єднання експлуатованого магістрального газопроводу. *Вісник Тернопільського національного технічного університету. Спецвипуск*, **1**, 63–66.

- 2.45. Nykyforchyn, H.M., Zvirko, O.I., Tsyurulnyk, O.T. (2016) Hydrogen assisted macodelamination in gas lateral pipe. *Proc. Structural Procedia*, **2**, 501–508. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2016.06.065>
- 2.46. Voloshyn, V.A., Zvirko, O.I., Sydor, P.Y. (2015) Influence of the compositions of neutral soil media on the corrosion cracking of pipe steel. *Mater. Sci.*, **50(5)**, 671–675. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-015-9770-7>
- 2.47. Zvirko, O.I., Hredil, M.I., Tsyurulnyk, O.T. et al. (2023) Mechanism of development of damage of low-strength pipe steel due to hydrogenation under operation. *Mater. Sci.*, **59(3)**, 306–312. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-024-00778-7>
- 2.48. Звірко О.І., Кречковська Г.В., Максимів О.В., Курнат І.М. (2020) Оцінка стану межі розділу нових гібридних композиційних матеріалів. *Міжвузівський збірник «Наукові нотатки»*, **70**, 12–17. DOI: <https://doi.org/10.36910/6775.24153966.2020.70.2>
- 2.49. Tsyurul'nyk, O.T., Kret, N.V., Voloshyn, V.A., Zvirko, O.I. (2018) A procedure of laboratory degradation of structural steels. *Mater. Sci.*, **53(5)**, 674–683. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-018-0123-1>
- 2.50. Греділь М.І., Никифорчин Г.М., Цирульник О.Т., Штойко І.П. (2018) *Спосіб визначення опору металевих конструкційних матеріалів водневому окрихченню*. Пат. на корисну модель № 127310. Заявл. 23.02.2018. Опубл. 25.07.2018. Заявка № U 2018 01845. Бюл. № 14.
- 2.51. Никифорчин Г.М., Пустовий В.М., Слободян З.В. та ін. (2018) *Спосіб гальмування росту втомної тріщини*. Пат. на корисну модель № 128514. Заявл. 05.03.2018. Опубл. 25.09.2018. Заявка № U 2018 02248, Бюл. № 18.
- 2.52. Никифорчин Г.М., Цирульник О.Т., Волошин В.А., Греділь М.І. (2013) *Спосіб моделювання експлуатаційної деградації конструкційних сталей магістральних трубопроводів*. Пат. на корисну модель UA № 85446. Заявл. 28.03.2013. Опубл. 25.11.2013 р. Заявка № U 2013 03851. Бюл. № 22.
- 2.53. Hredil, M.I., Zvirko, O.I., Tsyurulnyk, O.T., Nykyforchyn, H.M. (2022) Development of the laboratory method of degradation of steels for the evaluation of their resistance to corrosion cracking. *Mater. Sci.*, **57(6)**, 840–845. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-022-00616-8>
- 2.54. Nykyforchyn, H., Tsyurulnyk, O., Zvirko, O. (2019) Laboratory method for simulating hydrogen assisted degradation of gas pipeline steels. *Proc. Structural Integrity*, **17**, 568–575. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2019.08.076>
- 2.55. Bolzon, G., Zvirko, O. (2017) An indentation based investigation on the characteristics of artificially aged pipeline steels. *Proc. Structural Integrity*, **3**, 172–175. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2017.04.033>
- 2.56. Kharchenko, L.E., Kunta, O.E., Zvirko, O.I. et al. (2016) Diagnostics of hydrogen macodelamination in the wall of a bent pipe in the system of gas mains. *Mater. Sci.*, **51(4)**, 530–537. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-016-9872-x>
- 2.57. Звірко О.І., Савула С.Ф., Кунта О.Є., Цирульник О.Т. (2016) Діагностичні ознаки розшарування в стінці відвідних від компресорної станції труб газотранспортної системи. *Нафтогазова енергетика*, **1(25)**, 38–43. <https://nge.nung.edu.ua/index.php/ngе/article/view/373>
- 2.58. Stasyuk, B.M., Kret, N.V., Zvirko, O.I., Shtoiiko, I.P. (2019) Analysis of the stressed state of a pipe of gas pipeline with hydrogen-induced macrodefect. *Mater. Sci.*, **55(1)**, 124–129. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-019-00259-2>
- 2.59. Цирульник О.Т., Крет Н.В., Звірко О.І., Никифорчин Г.М. (2020) Розроблення методу оцінювання роботоздатності та залишкової довговічності магістральних трубопроводів з ек-

- плуатаційним макророзшаруванням. *Технічна діагностика та неруйнівний контроль*, **4**, 3–7. DOI: <https://doi.org/10.37434/tdnk2020.04.01>
- 2.60. Никифорчин Г., Звірко О., Цирульник О., Крет Н. (2020) Особливості воднем спричиненого розшарування та руйнування газопроводу. *Фізико-хімічна механіка матеріалів. Спецвипуск*, **13**, 293–297.
- 2.61. Zvirko, O.I., Kryzhanivskiy, E.I., Nykyforchyn, H.M., Krechkovska, H.V. (2021) Methods for the evaluation of corrosion-hydrogen degradation of steels of oil-and-gas pipelines. *Mater. Sci.*, **56**(5), 585–592. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-021-00468-8>
- 2.62. Никифорчин Г.М., Цирульник О.Т., Крет Н.В. та ін. (2017) *Спосіб випробування на ударну в'язкість металу труб з надрізом*. Пат. на корисну модель № 122223. Заявл. 17.07.2017. Опубл. 26.12.2017. Заявка № U 2017 07491. Бюл. № 24.
- 2.63. Zvirko, O.I., Kret, N.V., Tsyulnyk, O.T., Vengrynyuk, T.P. (2018) Influence of textures of pipeline steels after operation on their brittle fracture resistance. *Mater. Sci.*, **54**(3), 400–405. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-018-0198-8>
- 2.64. Никифорчин Г.М., Цирульник О.Т., Кречковська Г.В., Греділь М.І. (2018) *Електрохімічний спосіб діагностування експлуатаційної деградації механічних властивостей конструкційних сталей*. Пат. на корисну модель № 127309. Заявл. 23.02.2018. Опубл. 25.07.2018. Заявка № U 2018 01836. Бюл. № 14.
- 2.65. Nykyforchyn, H., Tsyulnyk, O., Zvirko, O. (2018) Electrochemical fracture analysis of in-service natural gas pipeline steels. *Proc. Structural Integrity*, **13**, 1215–1220. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2018.12.250>
- 2.66. Skalskyi, V.R., Dmytrakh, I.M., Tsyulnyk, O.T. et al. (2023) Development of a method for controlled hydrogen fragmentation of medium-carbon steels to reduce their crack resistance. *Strength Mater.*, **55**(6), 1101–1106. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11223-024-00600-4>
- 2.67. Дмитрах І.М., Цирульник О.Т., Сиротюк А.М., Лещак Р.І. (2024) Спосіб оцінювання впливу водню на опір крихкому руйнуванню. Пат. на корисну модель UA № 158626. Заявка № u 2024 04684. Чинний з 27.02.2025 р. МПК G01N 27/26 (2006.01), G01N 3/32 (2006.01). Заявл. 30.09.2024 р. Опубл. 26.02.2025 р. Бюл. № 9.
- 2.68. Nykyforchyn, H., Tsyulnyk, O., Venhryniuk, O. et al. (2024) Hydrogen role in strain aging of low alloy steels under operation. *Proc. Structural Integrity*, **59**, 82–89. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2024.04.013>
- 2.69. Zvirko, O., Demianchuk, D., Tsyulnyk, O., Nykyforchyn, H. (2025) Effect of hydrogen-assisted strain aging on mechanical and fracture properties of pipe steel. In: *Advanced and Novel Technologies — Interdisciplinary Collaboration in Materials Science. ANTICM 2025. Advances in Science, Technology & Innovation*. Eds by M. Aikin et al. Springer, Cham, 221–225. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-032-00373-7_30
- 2.70. Zvirko, O.I., Nykyforchyn, H.M., Krechkovska, H.V., Venhryniuk, O.I. (2024) Evaluation of stresses caused by electrochemical hydrogenation of pipe carbon steel. *Mater. Sci.*, **60**(2), 156–162. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-025-00866-2>
- 2.71. Zvirko, O., Tsyulnyk, O., Venhryniuk, O., Nykyforchyn, H. (2025) Hydrogen related issues at hydrogen transport via existing gas pipelines. In: *TRANSBALTICA XV: Transportation Science and Technology. TRANSBALTICA 2024. Lecture Notes in Intelligent Transportation and Infrastructure*. Eds by O. Prentkovskis, I. Yatskiv, P. Skačkauskas, M. Karpenko, M. Stosiak. Springer, Cham, 210–219. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-85390-6_21

- 2.72. Zvirko, O., Nykyforchyn, H., Tsyulnyk, O. (2019) Evaluation of impact toughness of gas pipeline steels under operation using electrochemical method. *Proc. Structural Integrity*, **22**, 299–304. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2020.01.038>
- 2.73. Zvirko, O., Tsyulnyk, O., Nykyforchyn, H. (2020) Non-destructive evaluation of operated pipeline steel state taking into account degradation stage. *Proc. Structural Integrity*, **26**, 219–224. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2020.06.025>
- 2.74. Никифорчин Г., Цирульник О., Звірко О. (2018) Оцінювання експлуатаційної деградації трубних сталей за аналізом поверхні руйнування електрохімічним методом. *Фізико-хімічна механіка матеріалів. Спецвипуск*, **12**, 237–241.
- 2.75. Цирульник О., Никифорчин Г., Слободян З. та ін. (2006) Електрохімічні показники експлуатаційної деградації сталей нафто- та газогонів. *Фізико-хімічна механіка матеріалів. Спецвипуск*, **5(1)**, 284–289.
- 2.76. Nykyforchyn, H., Zvirko, O., Tsyulnyk, O. (2017) Non-destructive diagnostics of hydrogen-induced degradation of pipelines steels by electrochemical method. In: *Proc. of the 14th Inter. Conf. on Fracture (ICF 2017), June 18–23, 2017, Rhodes, Greece*, 596–597. <https://www.icfweb.org/Proc/ICF14/Vol1/596/>
- 2.77. Dmytrakh, I.M., Syrotyuk, A.M., Mokryi, O.M. et al. (2024) Comparison of applicability of different nondestructive testing methods for assessing hydrogen concentration in carbon steel. *Mater. Sci.*, **60(3)**, 328–334. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-025-00889-9>
- 2.78. Nykyforchyn, H., Unigovskiy, L., Zvirko, O. et al. (2021) Pipeline durability and integrity issues at hydrogen transport via natural gas distribution network. *Proc. Structural Integrity*, **33(C)**, 646–651. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2021.10.071>
- 2.79. Zvirko, O. (2025) Serviceability assessment of existing gas pipelines under hydrogen transportation. *Proc. Structural Integrity*, **68**, 868–873. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2025.06.143>
- 2.80. Zvirko, O. (2024) Development of the methodology for assessing the serviceability of existing gas pipelines of Ukraine under green hydrogen transportation. *Proc. Structural Integrity*, **59**, 120–124. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2024.04.018>
- 2.81. Nykyforchyn, H., Zvirko, O., Hredil, M. et al. (2022) Methodology of hydrogen embrittlement study of long-term operated natural gas distribution pipeline steels caused by hydrogen transport. *Frattura Ed Integrita Strutturale*, **16(59)**, 396–404. DOI: <https://doi.org/10.3221/IGF-ESIS.59.26>
- 2.82. Nykyforchyn, H., Unigovskiy, L., Zvirko, O. et al. (2022) Susceptibility of carbon pipeline steels operated in natural gas distribution network to hydrogen-induced cracking. *Proc. Structural Integrity*, **36**, 306–312. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2022.01.039>
- 2.83. Греділь М.І., Соловей П.Р., Венгринюк О.І., Цирульник О.Т. (2023) *Електрохімічний спосіб дослідження впливу газоподібного водню на електродні реакції та наводнювання сталі у водному середовищі*. Пат. на корисну модель UA № 153951, Україна. Заявка № U 2023 01973. Чинний з 21.09.2023 р. МПК G01N 17/02 (2006.01). Заявл. 26.04.2023 р. Опубл. 20.09.2023 р. Бюл. № 38.
- 2.84. Zvirko, O.I., Hredil, M.I., Tsyulnyk, O.T. et al. (2024) Method of assessing the influence of gaseous hydrogen on corrosion and hydrogenation of steels. *Mater. Sci.*, **59(5)**, 524–531. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-024-00807-5>
- 2.85. Hredil, M., Tsyulnyk, O., Shtoyko, I., Zvirko, O. (2024) Influence of gaseous hydrogen on corrosion of pipeline steel. *Proc. Structural Integrity*, **59**, 151–157. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2024.04.023>

- 2.86. Zvirko, O.I., Kryzhanivskiy, Y.I., Hredil, M.I. et al. (2025) Susceptibility of a welded joint of an operated gas distribution pipeline to brittle fracture. *Mater. Sci.*, 61(1), 59–65. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-025-00963-2>
- 2.87. Zvirko, O., Nykyforchyn, H., Krechkovska, H. et al. (2024) Evaluating hydrogen embrittlement susceptibility of operated natural gas pipeline steel intended for hydrogen service. *Eng. Failure Analysis*, 163(A), 108472. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2024.108472>
- 2.88. Zvirko, O.I., Tsyrlunyk, O.T., Krechkovska, H.V. et al. (2024) The influence of the structural-mechanical state of the gas transit pipeline steel on the susceptibility to hydrogen embrittlement. *Mater. Sci.*, 60(1), 20–26. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-024-00845-z>
- 2.89. Nykyforchyn, H.M., Zvirko, O.I., Tsyrlunyk, O.T., Venhryniuk, O.I. (2025) Assessing hydrogen embrittlement of gas pipeline steels using fracture mechanics approaches. *Inter. Applied Mech.*, 61(2), 207–211. DOI: <https://doi.org/10.1007/s10778-025-01346-5>
- 2.90. Zvirko, O.I., Tsyrlunyk, O.T., Venhrynyuk, O.I., Nykyforchyn, H.M. (2024) Sensitivity of the J-integral method for estimating the hydrogen embrittlement of ferritic-pearlitic pipe steel. *Strength Mater.*, 56(5), 928–935, 104534. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11223-024-00704-x>
- 2.91. Tsyrlunyk, O.T., Student, O.Z., Zvirko, O.I. et al. (2024) Assessment of hydrogen embrittlement of operated pipe steel using the J-integral method. *Mater. Sci.*, 59(6), 694–701. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-024-00830-6>
- 2.92. Nykyforchyn, H., Tsyrlunyk, O., Venhryniuk, O., Zvirko, O. (2024) Techniques for investigation of hydrogen influence on fracture toughness and embrittlement of pipeline steels. *Proc. Structural Integrity*, 59, 125–130. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2024.04.019>
- 2.93. Zvirko, O.I., Tsyrlunyk, O.T., Krechkovska, H.V. et al. (2025) The influence of the crack morphology caused by delaminations in the operated ferrite-pearlite steel on its fracture toughness. *Mater. Sci.*, 60(6), 729–735. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-025-00943-6>
- 2.94. Венгринюк О.І., Звірко О.І. (2025) Обґрунтування критерію граничного стану сталей газопроводів за їх перепрофілювання для водню. *Міжвузівський збірник «Наукові нотатки»*, 84, 307–312. DOI: <https://doi.org/10.36910/775.24153966.2025.84.23>
- 2.95. Venhryniuk, O., Zvirko, O. (2025) Application of physics-informed neural networks for modeling hydrogen distribution in gas pipeline wall. In: *Advanced and Novel Technologies — Interdisciplinary Collaboration in Materials Science. ANTICM 2025. Advances in Science, Technology & Innovation*. Ed. by M. Aikin et al. Springer, Cham, 209–214. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-032-00373-7_28
- 2.96. Venhryniuk, O., Zvirko, O. (2025) Modeling of hydrogen-induced fracture toughness degradation of pipe steel. *Scientific J. of TNTU*, 120(4), 120–129. DOI: https://doi.org/10.33108/visnyk_tntu2025.04.120

Розділ 3

КОРОЗІЙНА ТА КОРОЗІЙНО-МЕХАНІЧНА ДЕГРАДАЦІЯ СТАЛЕЙ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

3.1. ЗАКОНОМІРНОСТІ КОРОЗІЙНОЇ ДЕГРАДАЦІЇ ТА КОРОЗІЙНОГО РОЗТРІСКУВАННЯ СТАЛЕЙ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

Забезпечення надійності експлуатації ГТС є важливим завданням з огляду на значні протяжності газопроводів, високий тиск газу, тривалі терміни експлуатації та складні природно-кліматичні умови. Система магістральних газо- і нафтопроводів істотно впливає на екологічний стан довкілля, що особливо проявляється при аваріях. Під час тривалої експлуатації підземних газопроводів можливим є розвиток різних видів пошкоджень із боку зовнішнього середовища, як то: відшарування захисних покриттів, утворення дефектів у стінці труби, зокрема корозійних. Найнебезпечнішим явищем, яке важко прогнозувати та попереджати, є корозійне розтріскування (КР). За результатами аналізу статистичних даних різних фахівців частка відмов магістральних трубопроводів, спричинених КР, є досить вагомою та становить 24...36 %.

Перше руйнування такого типу, що супроводжувалось аварією магістрального газопроводу (МГ) діаметром 610 мм, відбулося близько 50 років тому в США. Пізніше подібні руйнування описані дослідниками Аргентини, Австралії, Канади, Ірану, Іраку, Італії, Нідерландів, Пакистану, Саудівської Аравії та інших країн. До корозійного розтріскування здебільшого схильні магістральні газопроводи. В Україні перша відмова магістрального трубопроводу через КР зареєстрована в 2003 р. на МГ розміром 1420×15,7 мм після 20 років експлуатації. Згідно з даними досліджень Інституту електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України осередок руйнування знаходився поблизу поздовжнього шва труби, виготовленої зі сталі контрольованої прокатки X70 [3.1–3.10]. Дві інші аварії, які сталися пізніше на тому ж газопроводі, та три аварії на газопроводах іншого діаметру та технології виробництва труб майже за всіма ознаками подібні до першої.

Враховуючи небезпеку та масштабність КР, розглянута проблема залишається актуальною, а вивчення механізму процесів, що спричиняють його розвиток, має наукове та практичне значення. Важливість детальнішого вивчення КР магістральних трубопроводів обумовлює актуальність проведення фундаментальних досліджень і пошук нових підходів до визначення ймовірності його розвитку.

Розроблено та застосовано науковий підхід до дослідження закономірностей процесу КР магістральних газопроводів, який ґрунтується на моделюванні в лабораторних умовах, тотожних умовам експлуатації, чинників КР. Розроблено нову методологію оцінювання схильності трубних сталей до КР в умовах моделювання комплексу зовнішніх і внутрішніх чинників, введено коефіцієнт K_s , який враховує зміну пластичних властивостей металу в корозивному середовищі у порівнянні з його властивостями в повітрі [3.11–3.18]. K_s визначали за формулою:

$$K_s = \frac{\psi_{\Pi}}{\psi_p} = \left(\frac{S_0 - S_1^{\Pi}}{S_0} \right) / \left(\frac{S_0 - S_1^p}{S_0} \right), \quad (3.1)$$

де ψ_{Π} і ψ_p — відносне звуження зразків у повітрі та у розчині; S_0 — площа поперечного перерізу зразків до випробувань, мм²; S_1^{Π} та S_1^p — площа поперечного перерізу зразків у місті руйнування після випробувань у повітрі та у розчині, мм².

Зміну механічних властивостей в умовах комплексного впливу чинників корозійного розтріскування оцінювали також за коефіцієнтами втрати властивостей F_x (відносного подовження при розриві F_{δ} , границі міцності F_{σ_b} та границі текучості F_{σ_t}) відносно до аналогічних показників у повітрі:

$$F_x = \frac{F^{\Pi} - F^p}{F^{\Pi}} 100\%, \quad (3.2)$$

де F^p та F^{Π} — середні значення показників у розчині та у повітрі.

Під час досліджень у лабораторних умовах моделювали чинники КР, які можуть бути присутніми на ділянці МГ: корозивне середовище — модельний ґрунтовий електроліт; розчин NS4 (neutral soil solution), який застосовується для дослідження корозійного розтріскування; захисний потенціал, накопичені цикли змін напруження; концентратор напружень; періодичне змочування розчином; наявність полімерних покривів різних типів [3.19–3.33]. Випробування зразків зі сталі X70 методом деформації з малою швидкістю показали, що при зміщенні потенціалу в катодну область ($E_{\text{кор}} \rightarrow -1,0 \text{ В} \rightarrow -2,0 \text{ В}$) збільшується площа поперечного перерізу зразків після руйнування порівняно з повітрям (табл. 3.1, зразки 1, 2, 12), що свідчить про підвищення схильності сталі до крихкого руйнування.

Таблиця 3.1. Показники корозійно-механічних властивостей трубної сталі Х70 в умовах впливу чинників корозійного розтріскування

№ з/п	Умови випробувань та чинники корозійного розтріскування	τ , год	S_1 , мм ²	ψ , %	F_δ , %	F_{σ_T} , %	F_{σ_B} , %	K_s
1	Повітря	19,5	3,97	56	—	—	—	—
2	Зразок із труби А у вихідному стані, повне занурення у розчин, $E = -1,0$ В	18,0	6,07	33	27,1	-0,9	-2,1	1,70
3	Зразок із труби Б у вихідному стані, повне занурення у розчин, $E = -1,0$ В	20,0	4,35	52	4,0	1,4	0	1,31
4	Зразок із труби А, після циклічного навантаження, повне занурення у розчин, $E = -1,0$ В	17,0	5,94	34	19,9	0	1,5	1,65
5	Зразок із труби А у вихідному стані, КН, повне занурення у розчин, $E = -1,0$ В	6,5	6,26	30	27,4	1,4	10,2	1,87
6	Зразок із труби А у вихідному стані, періодичне змочування розчином, $E = -1,0$ В	14,5	6,67	26	33,1	-0,9	-3,3	2,15
7	Зразок із труби А після циклічного навантаження, періодичне змочування розчином, $E = -1,0$ В	16	6,62	26	26,4	0,2	4,6	2,15
8	Зразок із труби А після циклування, КН, періодичне змочування розчином, $E = -1,0$ В	7,5	6,53	40	28,3	1,4	3,3	2,07
9	Зразок із труби А у вихідному стані з шаром полімерної ґрунтівки, періодичне змочування розчином, $E = -1,0$ В	16,0	6,06	33	31,1	-3,5	-6,7	1,70
10	Зразок із труби А після циклування з шаром полімерної ґрунтівки, періодичне змочування розчином, $E = -1,0$ В	18,0	6,19	32	21,2	-1,2	-4,2	1,75
11	Зразок із труби А у вихідному стані, E_k	18,3	4,97	45	4,0	1,6	0,4	1,24
12	Зразок із труби А у вихідному стані, повне занурення у розчин, $E = -2,0$ В	14,0	7,55	16	26,4	-1,2	0,2	3,5
<i>Примітка.</i> Зразки труб А і Б мають хімічний склад, типовий для сталі Х70. Розмір феритного зерна труби А відповідає 9–10 номеру, смугастість — бал 4 (ряд Б). Розмір феритного зерна труби Б — номер 10–11, смугастість — бал 2, ряд Б. Кількість і розміри перлітної структурної складової у металі труби Б менше, ніж у металі труби А. Забрудненість основного металу труби А неметалевими включеннями дещо більша, ніж металу труби Б.								

Водночас за потенціалу $-1,0$ В можуть проявлятися деякі відмінності у схильності до корозійного розтріскування сталей Х70, які мають певні структурні особливості (див. примітку до табл. 3.1). Зокрема руйнування зразка з труби Б супроводжувалося пластичною деформацією (рис. 3.1, а, крива 3),

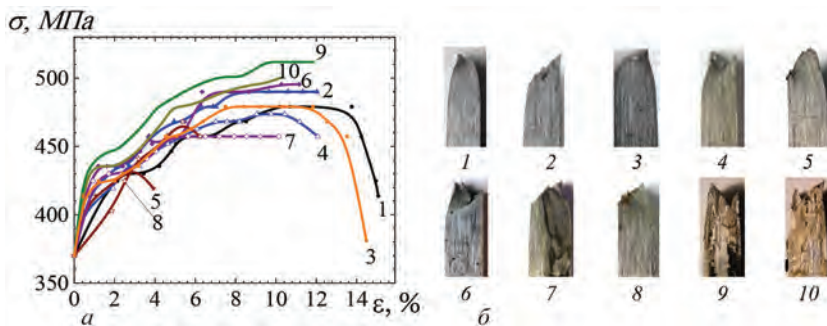


Рис. 3.1. Діаграми руйнування зразків трубної сталі X70 у повітрі та у NS4 при потенціалі $-1,0$ В за впливу чинників КР (а), фото зламів зразків (б). Номери зразків наведено відповідно до табл. 3.1, швидкість деформації 10^{-6} с^{-1}

його площа поперечного перерізу менша (рис. 3.1, б, фото 3), ніж у труби А ($\sim 4,35 \text{ мм}^2$ та $\sim 6,07 \text{ мм}^2$ відповідно), K_s дорівнюють $\sim 1,31$ та $\sim 1,7$. Тобто для металу з меншою забрудненістю неметалевими включеннями та меншим розміром перлітної структурної складової властива нижча схильність до КР за інших однакових умов.

Згідно з ДСТУ 4219-2003 нормоване значення захисного поляризаційного потенціалу знаходиться в діапазоні $-0,85 \dots -1,15$ В (відносно мідносульфатного електроду порівняння, м.с.е.), що $-0,75 \dots -1,05$ В (відносно х.с.е.). Корозійно-механічні властивості сталі X70 дослідили за потенціалу, наближеного до максимального захисного, $-1,00$ В (відносно х.с.е.) за різних комбінацій чинників КР.

Руйнування зразків за потенціалу $-1,00$ В (рис. 3.1, а) при повному зануренні у розчин NS4 (крива 2), при періодичному змочуванні розчином (крива 6), після циклічних навантажень та при періодичному змочуванні розчином (крива 7), у присутності шару полімерної ґрунтівки та при періодичному змочуванні розчином (крива 9), після циклічних навантажень у присутності полімерної ґрунтівки та при періодичному змочуванні розчином (крива 10) відбувалося практично без пластичної деформації. Для всіх зразків властивим є збільшення площі поперечного перерізу на $\sim 52 \dots 66$ % порівняно з поперечним перерізом зразків у повітрі. Значення коефіцієнта K_s становили $\sim 1,7$ (зразок 2) і $\sim 2,15$ (зразки 6 і 7), $\sim 2,07$ (зразок 8), $\sim 1,75$ (зразок 10) та $\sim 1,7$ (зразок 9).

На кривих руйнування зразків у розчині, після попередньої дії на зразок циклічних навантажень (крива 4), наявна коротка область в'язкого руйнування. Площа поперечного перерізу цих зразків порівняно зі зразками у повітрі більша на ~ 65 %, значення коефіцієнта $K_s = 1,65$.

Криві руйнування зразків із концентратором напружень відрізняються від розглянутих вище значно меншим видовженням (рис. 3.1, а, криві 5, 8). Площа поперечного перерізу зразків після руйнування більша (табл. 3.1, зразки 5, 8), ніж для зразків 2, 6, 7, 9, 10, $\sim 40 \text{ мм}^2$, значення коефіцієнта схильності до КР

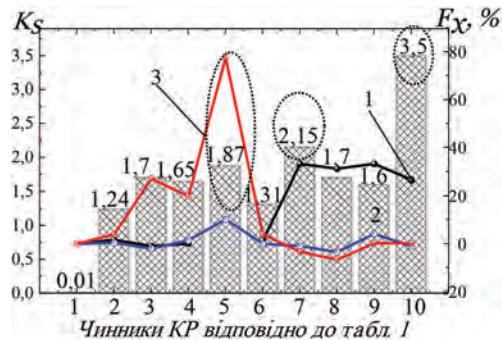


Рис. 3.2. Вплив чинників КР на схильність трубної сталі X70 (стовпчики) до розтріскування у NS4 за різних потенціалів і коефіцієнти деградації властивостей (лінії): 1 — границя плинності; 2 — границя міцності; 3 — відносне подовження

K_s дорівнюють $\sim 1,87$ і $\sim 2,07$ відповідно. Слід підкреслити, що за потенціалу $-1,0$ В у зламах зразків (крім зразка 3) при різній комбінації чинників КР, є крихка складова (рис. 3.1, б, фото 2, 4–10), її частка більша, ніж за потенціалу корозії. Значення коефіцієнта K_s змінюються від $\sim 1,65$ до $\sim 2,15$ (рис. 3.2). Найінтенсивніше на схильність до КР при цьому потенціалі впливають наявність КН і періодичне змочування розчином.

Отже, в залежності від схильності сталі до корозійного розтріскування можна виділити два граничних випадки.

1. Якщо $S_1^p \rightarrow S_1^H$, то $\psi_p \rightarrow \psi_H$ і $K_s \rightarrow 1$ — руйнування в'язке.
2. Якщо $S_1^p \rightarrow S_0$, то $\psi_p \rightarrow 0$ то $K_s \rightarrow \infty$ — руйнування крихке.

Тобто теоретично чисельні значення коефіцієнта K_s можуть змінюватися від 1 до нескінченності. Для його практичного застосування важливо встановити граничне значення, вище за яке слід вважати сталь схильною до КР. Для цього проаналізували результати корозійно-механічних досліджень сталі X70 за впливу різних чинників КР (табл. 3.2), види зламів (рис. 3.3, а) та відповідні значення коефіцієнтів K_s (рис. 3.3, б).

За зовнішнім виглядом зруйнованих за різних умов зразків можна виділити принаймні дві серії, характер зламів яких принципово відрізняється (рис. 3.3, а).

Зразки з номерами 2–7 під час випробувань зазнавали пластичного деформування, внаслідок чого відбулося характерне утягування в області руйнування, при цьому злам мав в'язкий характер, а значення коефіцієнта K_s змінювалися від $\sim 1,04$ до $\sim 1,56$. Злами зразків 8–15 відрізняються від вищенаведених: візуально можна зазначити меншу частку пластичного деформування, і, як наслідок — збільшення коефіцієнта K_s до $\sim 1,6 \dots 3,5$. Під час проведення робіт із встановлення причин руйнування магістрального газопроводу розміром $1420 \times 15,7$ мм на прилеглий до корозійної тріщини ділянці руйнування залишкова товщина стінки труби становила близько $\sim 35 \dots 40$ % від номінальної, і

Таблиця 3.2. Значення коефіцієнта K_s сталі X70 в NS4 за різних комбінацій чинників корозійного розтріскування при випробуванні методом деформації з малою швидкістю

№	Характеристика чинників корозійного розтріскування	K_s
1	Повітря	—
2	Вихідний стан, полімерна ґрунтівка, $-0,75$ В, періодичне змочування розчином	1,04
3	Після циклічного навантаження, без покриву, $-0,75$ В, періодичне змочування розчином	1,14
4	Вихідний стан, епоксидний покрив, $-0,75$ В, періодичне змочування розчином	1,17
5	Вихідний стан, без покриву, КН, потенціал корозії, повне занурення у розчин	1,44
6	Після циклічного навантаження, епоксидний покрив, $-0,75$ В, періодичне змочування розчином	1,51
7	Вихідний стан, епоксидний покрив, $-1,0$ В, періодичне змочування розчином	1,56
8	Після циклічного навантаження, епоксидний покрив, $-1,0$ В, періодичне змочування розчином	1,60
9	Після циклічного навантаження, без покриву, $-1,0$ В, повне занурення у розчин	1,65
10	Вихідний стан, полімерна ґрунтівка, $-1,0$ В, періодичне змочування розчином	1,70
11	Після циклічного навантаження, полімерна ґрунтівка, $-1,0$ В, періодичне змочування розчином	1,75
12	Вихідний стан, без покриву, $-1,0$ В, періодичне змочування розчином	2,15
13	Після циклічного навантаження, без покриву, $-1,0$ В, періодичне змочування розчином	2,15
14	Після циклічного навантаження, без покриву, $-2,0$ В, повне занурення у розчин	2,43
15	Вихідний стан, без покриву, $-2,0$ В, повне занурення у розчин	3,5

характер зламу (рис. 3.4) за багатьма ознаками був схожий на той, що спостерігали у лабораторних умовах. Це відповідає значенню коефіцієнта $K_s = 1,6$.

Аналізуючи вищенаведені експериментальні дані, запропонували вважати сталь схильною до КР, якщо значення коефіцієнта K_s дорівнює або більше 1,60. Отже, на основі аналізу експериментального матеріалу розроблено методологію оцінювання схильності трубної сталі до корозійного розтріскування в умовах комплексного впливу чинників і запропоновано критерій оцінювання.

Виявлено комплекс чинників, які спричиняють деградацію полімерних покривів (зокрема стрічкового) за катодного захисту [3.34, 3.35].

Експериментально підтверджено, що при контакті з модельним ґрунтовим електролітом NS4 відбувається деградація ґрунтувального та клейового шарів стрічкового покриву, яка проявляється у порушенні суцільності ґрунтувального шару та збільшенні покривом вологопоглинання через 2,5 міс.: до

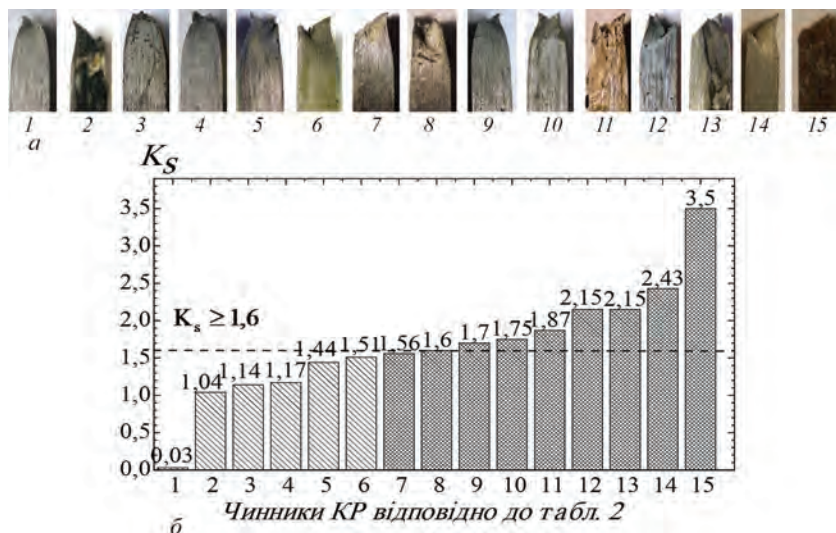


Рис. 3.3. Фото зламів зразків трубної сталі X70 після руйнування за різних умов (а) і значення коефіцієнта K_s (б)

~0,46 % — за температури 20 °С, до ~0,78 % — за температури 60 °С (табл. 3.3). Процес деградації покриття супроводжується зміною властивостей модельного ґрунтового електроліту, з яким він контактував (рН та електропровідності), що, ймовірно, обумовлено переходом у розчин компонентів ґрунтувального шару. Отже, через 1 міс. рН та електропровідність зросли, при збільшенні тривалості випробувань до 2,5 міс. — зменшилися (табл. 3.3). Зазначено зміну корозивності середовища відносно сталі X70 (рис. 3.5).

Швидкість корозії сталі X70 у розчині після витримування в ньому покриття за температури 20 °С впродовж 1 міс. зростає майже на ~13 % (від ~0,089 мм/рік у вихідному розчині до ~0,101 мм/рік у розчині, що контактував з покритвом), у розчині, що контактував з покритвом впродовж 2,5 міс. — зменшується на ~76 % — до ~0,021 мм/рік (рис. 3.5). За температури 60 °С закономірності зміни швидкості корозії сталі X70 є подібними: збільшення до ~0,09 мм/рік через 1 міс. з наступним зменшенням до ~0,012 мм/рік — через 2,5 міс.

Вплив катодної поляризації на властивості покриття досліджували методом катодного відшарування на розробленому в цій роботі лабораторному стенді (рис. 3.6). За потенціалу -1,45 В процес деградації перебігає інтенсивніше, ніж за потенціалу корозії, що підтверджено збільшенням радіусу відшарування покриття від основи (від ~11,0 мм при $E_{\text{кор}}$ до ~17,0 мм при -1,45 В). Під час відшарування покриття при катодній поляризації на ~15 % зросло рН розчину (від ~9,6 при $E_{\text{кор}}$ до ~11,0 при потенціалі -1,45 В), втричі збільшилася його електропровідність (від $\sim 2,2 \cdot 10^{-3}$ до $\sim 6,6 \cdot 10^{-3}$ См/см відповідно), підвищилась корозивність відносно сталі X70 (швидкість корозії зросла від ~0,167 до ~0,234 мм/рік) (рис. 3.5).

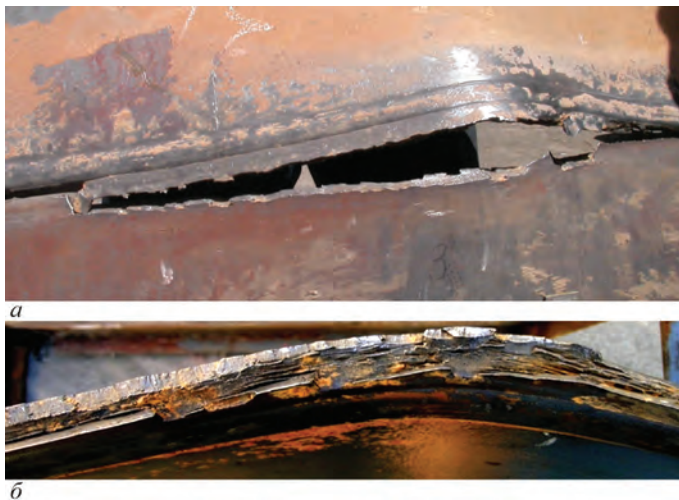


Рис. 3.4. Вигляд зламу труби зі сталі X70 біля осередку корозійної тріщини, що утворилася під час експлуатації магістрального газопроводу розміром 1420×15,7 мм

Зниження значень рН, електропровідності та швидкості корозії сталі X70 у модельному ґрунтовому електроліті при продовженні тривалості контакту покриття з розчином можна пояснити осіданням карбонату кальцію внаслідок взаємодії розчиненого вуглекислого газу з іонами кальцію.

Дослідженнями впливу присутності продуктів деградації покриття у розчині на схильність сталі X70 до КР (табл. 3.4) встановили, що значення коефіцієнта K_s зростають (рис. 3.7, зразки 3, 4, 6, 8): від $\sim 1,7$ у розчині у вихідному стані до $\sim 2,03$ і $\sim 2,63$ (у розчинах, в яких витримували покриття за температури 20 та 60 °C) до $\sim 1,75$ і $\sim 1,82$ (у розчинах, в яких проводили випробування методом катодного відшарування покриття при $E_{\text{кор}}$ та при $-1,45$ В). Для з'ясування, що саме сприяло підвищенню схильності сталі до КР (підвищення рН або при-

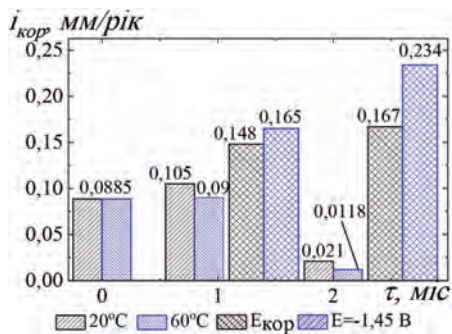


Рис. 3.5. Швидкість корозії сталі X70 у NS4 після витримування в ньому стрічкового покриття при 20 ° та 60 °C та після випробувань методом катодного відшарування при потенціалі корозії та при потенціалі поляризації $-1,45$ В

Таблиця 3.3. Вплив температури та катодної поляризації на властивості покриття та розчину на основі NS4, що контактував із покритвом

№	Чинники (температура, тривалість випробувань)	Електропровідність, См/см	pH	Вологопоглинання, %
	Під впливом температури			
1	До випробувань	$0,8 \cdot 10^{-3}$	8,6	—
2	20 °C, 1 міс.	$1,9 \cdot 10^{-3}$	9,6	0,28
3	20 °C, 2,5 міс.	$1,8 \cdot 10^{-3}$	8,9	0,46
4	60 °C, 1 міс.	$2,6 \cdot 10^{-3}$	10,1	0,34
5	60 °C, 2,5 міс.	$1,8 \cdot 10^{-3}$	9,0	0,78

Закінчення табл. 3.3

№	Чинники (температура, потенціал, тривалість випробувань)	Електропровідність, см/см	pH	Радіус відшарування, мм
	При катодній поляризації			
1	До випробувань	$0,8 \cdot 10^{-3}$	8,6	—
2	20 °C, $E_{\text{кор}}$, 1 міс.	$4,5 \cdot 10^{-3}$	9,0	0
3	20 °C, $E_{\text{кор}}$, 2,5 міс.	$2,2 \cdot 10^{-3}$	9,6	11,0
4	20 °C, $E = -1,45$ В, 1 міс.	$3,4 \cdot 10^{-3}$	9,2	7,0
5	20 °C, $E = -1,45$ В, 2,5 міс.	$6,6 \cdot 10^{-3}$	11,0	17,0

сутність продуктів деградації стрічкового покриття) випробування проведені у модельному ґрунтовому електроліті зі штучно створеним pH 11.

Експериментально показано, що у цьому розчині K_s становив $\sim 1,15$ (рис. 3.7, б). Тобто підвищення схильності до крихкого руйнування обумовлено впливом саме продуктів деградації ґрунтувального шару, а не власне зміщенням pH розчину в лужну область. Методом інфрачервоної спектроскопії дослідили стрічковий покриття у вихідному стані та після випробувань. Встановили, що після його витримання за підвищеної температури або після випробувань методом катодного відшарування поліетиленова стрічка впродовж 2,5 міс. випробувань не деградує. У спектрах з'являються смуги неорганічних наповнювачів карбонату кальцію й тальку, які входять до складу ґрунтувального шару, що вказує на початок його деградації. Процес деградації ґрунтувального шару викликає зміну властивостей розчину (pH, електропровідності та корозивності відносно сталі X70). У розчині, в якому наявні продукти деградації стрічкового покриття, відзначено підвищення схильності сталі X70 до КР, оціненої за K_s .

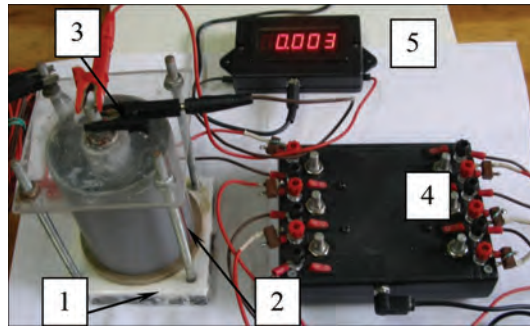


Рис. 3.6. Лабораторний стенд для дослідження катодного відшарування захисних покриттів: 1 — сталева пластина з покритвом, 2 — електрохімічна комірка, 3 — анод; 4 — потенціостатичний пристрій; 5 — мікроамперметр

Отже умовами, які спричиняють деградацію полімерного стрічкового покритву, визначено контакт із корозивним середовищем, наявність дефекту та катодну поляризацію. Підвищення температури прискорює процес, при збільшенні тривалості випробувань процес деградації покритву продовжує розвиватися. Деградацію ґрунтувального шару підтверджено методом інфрачервоної спектроскопії. Присутність продуктів деградації покритву у розчині підвищує схильність сталі Х70 до крихкого руйнування.

Обґрунтовано та запропоновано новий спосіб оцінювання схильності сталі різної категорії міцності до КР в умовах катодного захисту та введено кое-

Таблиця 3.4. Корозійно-механічні властивості зразків трубної сталі Х70 за потенціалу $-1,0$ В у розчинах на основі NS4 після його контакту зі стрічковим покритвом за різних умов

№	Умови випробувань на КР, чинники деградації покритву	τ , год	S , мм ²	ψ , %	K_s	Характер руйнування
1	Повітря	17,0	3,32	63	—	В'язкий
2	Розчин у вихідному стані	15,0	5,67	37	1,70	В'язкий
3	Розчин, $T = 20$ °С, 1 міс.	13,0	6,18	31	2,03	В'язкий з крихкою складовою
4	Розчин, $T = 60$ °С, 1 міс.	14,0	6,8	24	2,63	В'язкий з крихкою складовою
5	Розчин, $T = 20$ °С, $E_{\text{кор}}$, 1 міс.	19,0	4,78	47	1,34	В'язкий
6	Розчин, $T = 20$ °С, $E_{\text{кор}}$, 2,5 міс.	14,0	5,78	36	1,75	В'язкий з крихкою складовою
7	Розчин, $T = 20$ °С, $E = -1,45$ В, 1 міс.	16,5	5,47	41	1,54	В'язкий
8	Розчин, $T = 20$ °С, $E = -1,45$ В, 2,5 міс.	14,2	5,3	39	1,82	В'язкий з крихкою складовою
9	Розчин зі штучно створеним рН 11	15,5	4,08	55	1,15	В'язкий

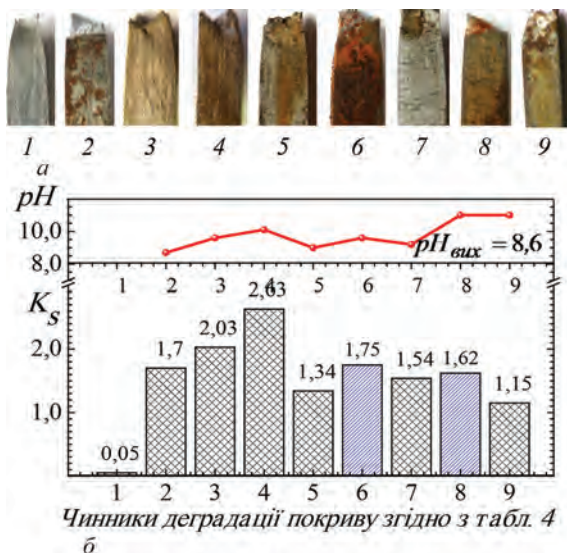


Рис. 3.7. Зовнішній вигляд зразків сталі X70 в області розриву (а) після випробувань за потенціалу $-1,0$ В у NS4 у вихідному стані та розчинах на його основі після деградації в них стрічкового покриття за різних умов; зміна коефіцієнта схильності до корозійного розтріскування K_s і pH (б)

фіцієнт K_r , в якому враховано зміну довжини ділянок від початку руйнування зразка до його розриву в повітрі порівняно з розчином [3.36–3.39].

Порівняльні дослідження корозійних, електрохімічних і корозійно-механічних властивостей трубної сталі категорій X70 та X80, границі міцності яких склали 640 МПа — для X70 і 691 МПа — для X80 у модельному ґрунтовому електроліті показали, що тривкість проти суцільної корозії практично однакова ($\sim 0,023$ мм/рік для X80 і $\sim 0,022$ мм/рік для X70).

Для сталі X80 спостерігається зниження потенціалу виділення водню до $-0,850$ В порівняно зі сталлю X70, для якої цей потенціал дорівнює $-0,950$ В (рис. 3.8). Це можна пояснити особливостями формування поверхневого шару під час виготовлення сталевих листів. Механізм анодного розчинення залишається незмінним і визначається швидкістю відновлення кисню. За результатами тривалих корозійно-механічних досліджень (впродовж 1 року) у модельному ґрунтовому електроліті при постійній деформації та катодного потенціалу $-1,0$ В показано, що для X70 властива підповерхнева корозія, для X80 — міжкристалітне руйнування, спричинене воднем (рис. 3.9, а). На сталі X70 виявлено окремі ділянки підповерхневої корозії протяжністю до ~ 280 мкм завглибшки до ~ 17 мкм і локальні ділянки міжзеренного руйнування, спричиненого воднем, яке розповсюджується на довжину ~ 132 мкм та глибину ~ 430 мкм (рис. 3.9, а). У приповерхневих шарах сталі X80 після випробувань виявлено окремі ділянки міжзеренного руйнування завдовжки до ~ 495 мкм та завглибшки до ~ 7 мкм (рис. 3.9, б). Такий вид корозії може бути обумовлений проникненням водню, що утворюється в електроліті під дією катодної поляризації, у метал.

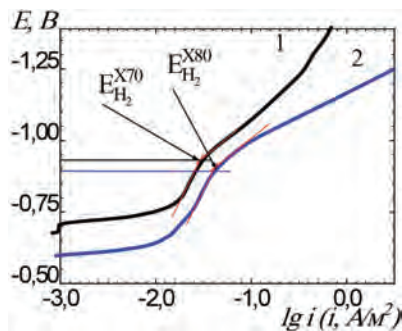


Рис. 3.8. Катодні поляризаційні криві сталей X70 (1) та X80 (2) за температури 20 °C у NS₄

Результати досліджень схильності до корозійного розтріскування в умовах катодної поляризації (рис. 3.10, *а*) показали, що при зміщенні прикладеного потенціалу від $E_{кор}$ до -1,0 В, після руйнування зразків обох сталей зазначається збільшення площі їхнього поперечного перерізу та частки крихкої складової у зламі (рис. 3.10, *б*).

За мінімального захисного потенціалу -0,75 В закономірності та характер руйнування сталей практично однакові (табл. 3.5). Різниця у схильності до крихкого руйнування проявляється за потенціалу, що наближається до максимального захисного -1,0 В. Зазначено, що для сталі X80 протяжність спадної ділянки кривої руйнування зразка є суттєво коротшою (рис. 3.10, *а, б*, криві 4). Встановлено, що, незважаючи на близькі значення коефіцієнта K_s і схожий характер руйнування за захисних потенціалів -0,75...-1,0 В, довжина спадної ділянки кривої руйнування для сталі X70 більша, ніж для X80.

Для точнішого оцінювання схильності сталі різної категорії міцності до корозійного розтріскування вважали доцільним порівнювати саме ці ділянки (рис. 3.11). Запропоновано коефіцієнт, який ґрунтується на аналізі часу від початку руйнування до повного руйнування зразка у повітрі та у розчині K_t :

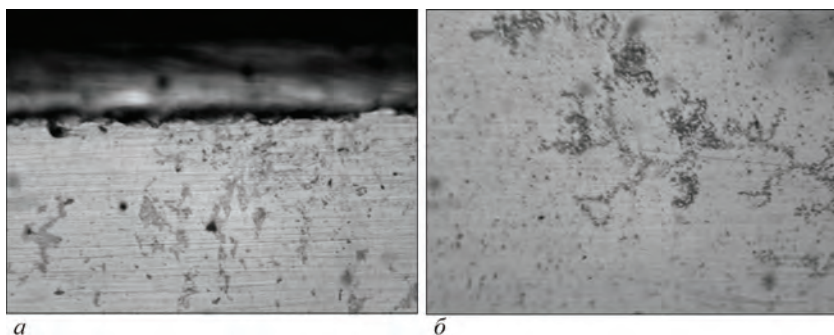


Рис. 3.9. Під поверхневою корозією сталі X70 (*а*) та міжзеренне руйнування сталі X80 (*б*) після випробувань у NS₄, $\times 500$

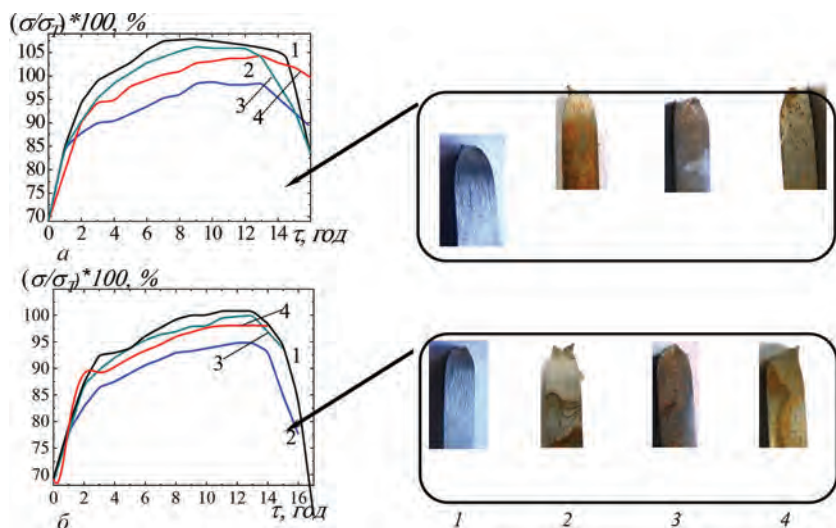


Рис. 3.10. Діаграми руйнування (а) та вигляд зразків біля області руйнування (б) сталей X70 та X80 у повітрі та у NS4 за різних умов: 1 — у повітрі; 2 — $E_{\text{кор}}$; 3 — при $E = -0,75$ В; 4 — $E = -1,0$ В. Швидкість деформації 10^{-6} c^{-1}

$$K_{\tau} = \frac{(\tau - \tau_0)_{\text{П}}}{(\tau - \tau_0)_{\text{Р}}}, \quad (3.3)$$

τ_0 — час початку руйнування зразка (год); τ — час повного руйнування зразка (год), індекси П і Р стосуються повітря та розчину відповідно.

Можна виділити два граничні випадки зміни коефіцієнта K_{τ} .

1. Якщо $(\tau - \tau_0)_{\text{Р}} \rightarrow (\tau - \tau_0)_{\text{П}}$ то $K_{\tau} \approx 1$ — сталь не схильна до крихкого руйнування.

2. Якщо $(\tau - \tau_0)_{\text{Р}} < (\tau - \tau_0)_{\text{П}}$ то $K_{\tau} > 1$ — сталь схильна до крихкого руйнування.

Коефіцієнт K_{τ} доцільно використовувати для порівняльного оцінювання схильності до корозійного розтріскування сталі різної категорії міцності при однаковій комбінації чинників корозійного розтріскування. Отже, коефіцієнти K_{τ} за потенціалів $-0,75$ та $-1,0$ В для сталі X80 вищі ($\sim 1,8$ та $\sim 3,6$ відповідно), ніж для X70 ($\sim 1,43$ та $\sim 1,36$ відповідно) (табл. 3.5). Такі закономірності руйнування свідчать про те, що при інших однакових умовах X80 більш схильна до крихкого руйнування.

Встановлено, що для сталі більшої міцності різниця у схильності до корозійного розтріскування при катодному захисті проявляється вже за мінімального захисного потенціалу $-0,75$ В та збільшується при його зміщенні до від'ємніших значень. Застосування цього коефіцієнту дасть змогу отримати дані про порівняльну схильність трубної сталі до корозійного розтріскування при однаковій комбінації чинників цього явища. Встановлені закономірності схильно-

Таблиця 3.5. Характеристики корозійно-механічного руйнування зразків трубної сталі категорії міцності Х70 та Х80 в NS4 за різних умов

№	Умови випробувань	τ , год	S_1 , мм ²	K_s	τ_0 , год	K_τ
1	Повітря Х70	17	3,91	—	14	—
2	Х70, NS4, $E_{\text{кор}}$	18	4,43	1,12	13,1	0,61
3	Х70, NS4, $-0,750$ В	14,7	5,75	1,57	12,6	1,43
4	Х70, NS4, $-1,0$ В	18,0	6,07	1,7	13,8	1,36
5	Повітря, Х80	17	3,45	—	13,4	—
6	Х80, NS4, $E_{\text{кор}}$	16,5	4,04	1,37	13,8	1,33
7	Х80, NS4, $-0,750$ В	15	5,36	1,54	13	1,80
8	Х80, NS4, $-1,0$ В	14	7,22	3,16	13	3,60

сті сталі підвищеної міцності до корозійного розтріскування застосовані під час розроблення зміни № 1 до ДСТУ 4219-2003.

Досліджено вплив різних способів підготування поверхні (зокрема шліфування та дробоструминного оброблення) на схильність сталі різної категорії міцності до корозійного розтріскування. Встановлено існування принципових відмінностей в їхній поведінці: для сталі Х70 зазначено збільшення значень коефіцієнта K_τ , що вказує на зростання схильності до корозійного розтріскування після дробоструминного оброблення поверхні порівняно зі шліфованою, для Х80 — навпаки, зменшення. Але в цілому дробоструминне оброблення сприяє зменшенню різниці у схильності сталі різної міцності до корозійного розтріскування (рис. 3.12): ця різниця, оцінена за коефіцієнтом K_τ , зменшується від $\sim 2,2$ для шліфованої поверхні до $\sim 1,1$ для поверхні після дробоструминного оброблення.

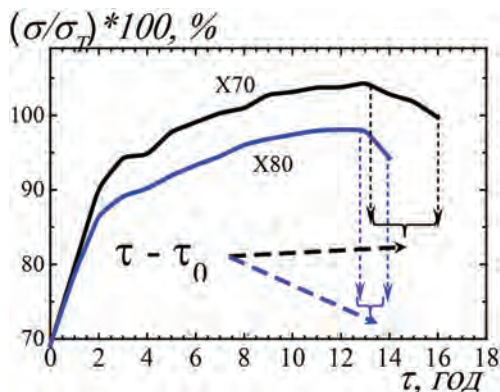


Рис. 3.11. Діаграми руйнування сталей Х70 та Х80 за потенціалу $-1,0$ В у NS4 і порівняння довжини спадних ділянок

Встановлено, що деградація поліуретанового та епоксидного покриттів на сталі категорії міцності X70 та X80 у розчині 3 %-го NaCl, за катодного захисту, за температури 20 °С визначається тільки властивостями покриттів і потенціалом поляризації. За циклічної зміни температури (від 20 до 50 °С) катодне відшарування покриттів від сталі X80 відбувається інтенсивніше, що обумовлено будовою приповерхневого шару та зменшенням (за абсолютним значенням) потенціалу виділення водню на цій сталі [3.40, 3.41].

У комплексі досліджень вивчено особливості деградації за потенціалу поляризації $-1,45$ В полімерних захисних покриттів: стрічкового та покриттів нового покоління на поліуретановій та епоксидній основах, нанесених на сталі X70 та X80. Показано, що за температури 20 °С радіуси відшарування дорівнюють відповідно: $\sim 13,5$ та $\sim 13,2$ мм для поліуретанового, $\sim 2,3$ та $\sim 3,7$ мм для епоксидного покриттів (рис. 3.13, а). Тобто ступінь відшарування визначається тільки властивостями покриттів і не залежить від властивостей сталі. Цей висновок є важливим, якщо трубопровід з такими покриттями експлуатується на відстані від компресорної станції більше ніж 5 км, оскільки на такий відстані температура стінки труби наближена до температури ґрунту, в якому він прокладений.

За циклічної зміни температур від 20 до 50 °С упродовж 1 міс. катодне відшарування поліуретанового, епоксидного та стрічкового покриттів від сталі X80 відбувається повільніше, на що вказують менші радіуси відшарування порівняно зі сталлю X70 (рис. 3.13, б). Але зі збільшенням тривалості випробувань до 2 міс. зростають радіуси відшарування та змінюється його характер для всіх типів покриттів — від когезійно-адгезійного за температури 20 °С до адгезійного за циклічної зміни температур. Стійкішим до дії катодної поляризації за підвищеної температури визначено епоксидний покритив, захисні властивості якого вирізняються меншим радіусом відшарування ($\sim 8,5$ мм для X70, $\sim 9,3$ мм для X80) порівняно з поліуретановим ($\sim 16,6$ мм для X70, $\sim 23,1$ мм для X80)

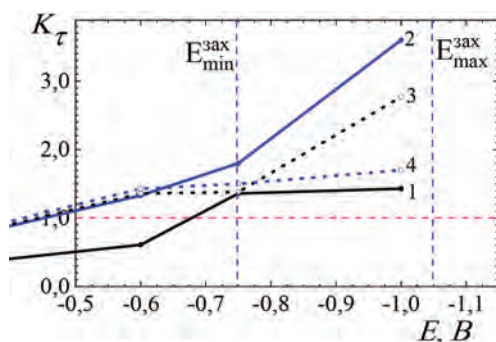


Рис. 3.12. Вплив способу оброблення поверхні на схильність до КР сталі X70 (1, 3) та X80 (2, 4) у NS4 за різних потенціалів: 1, 2 — шліфувана поверхня; 3, 4 — поверхня після дробоструминного оброблення

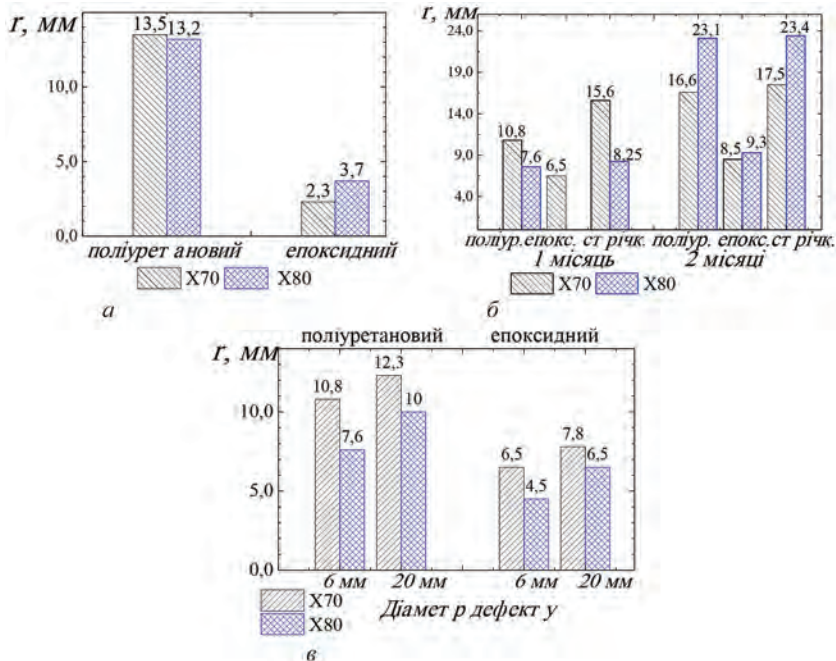


Рис. 3.13. Радіуси відшарування різних типів захисних покриттів від сталі X70 та X80 у 3 %-му NaCl за різних умов: *а* — за температури 20 °C після 1 міс. випробувань; *б* — за циклічної зміни температур від 20 до 50 °C після випробувань впродовж різного часу; *в* — за циклічної зміни температур від 20 до 50 °C після 1 міс. випробувань за різних діаметрів штучного дефекту

та стрічковим (~17,5 мм для X70, ~23,4 мм для X80). Отже за циклічної зміни температур на відшарування епоксидного, поліуретанового та стрічкового покриттів від сталей X70 та X80 впливають властивості сталі: радіус відшарування покриттів від сталі X80 більший, що корелює з меншим (за абсолютним значенням) потенціалом виділення водню (рис. 3.8).

Дослідженнями впливу розміру штучного дефекту (6 та 20 мм) на деградацію покриттів за катодної поляризації встановлено, що при збільшенні розміру дефекту в ~3,3 рази для різних типів покриттів радіус відшарування зростає, але по-різному: для поліуретанового на сталі X70 — на ~14 %, на сталі X80 — на ~31,5 %, для епоксидного на сталі X70 — на ~20 %, на сталі X80 — на ~44 %. Зазначено, що й за більшої площі дефекту епоксидний покриття виявився стійкішим при катодній поляризації. Тривала експлуатація в умовах катодної поляризації призводить до погіршення захисних властивостей полімерних покриттів. З'ясовано ступінь деградації різних типів захисних покриттів в умовах катодного захисту за потенціалів -1,45 та -0,75 В за максимальної температури експлуатації 50 °C: стрічкового полімерного (цей покриття особливо потребує детального вивчення, оскільки більшість випадків корозійного розтріскування зареєстровано на трубопроводах саме з таким покриттям), епоксидного та

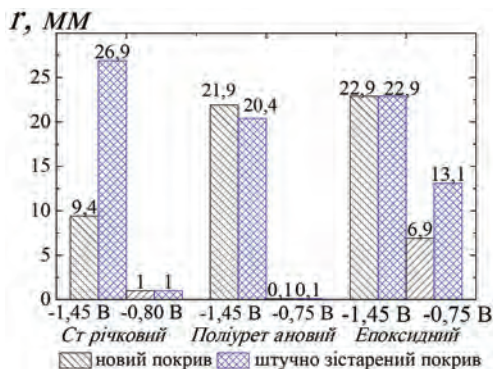


Рис. 3.14. Вплив катодної поляризації на захисні властивості полімерних покриттів різних типів після випробувань за циклічної зміни температур від 20 до 50 °С (для стрічкового та епоксидного), від 20 до 70 °С (для поліуретанового). Тривалість випробувань покриттів — 1, 4, 2 міс. для стрічкового, епоксидного, поліуретанового відповідно

поліуретанового (сучасні покритви нового покоління, які включені до реєстру ізоляційних матеріалів, дозволених до застосування на ГТС АТ «Укртрансгаз», тому потребують детального дослідження). Підтримування катодного потенціалу на рівні $-1,45$ В призводить до швидшого відшарування штучно зістареного стрічкового покриття порівняно з новим: радіуси відшарування дорівнюють $\sim 9,4$ і $\sim 26,9$ мм відповідно (рис. 3.14). Зменшення потенціалу поляризації до $-0,8$ В суттєво уповільнює відшарування, як нового, так і штучно зістареного покриття, їхні радіуси відшарування зменшуються до ~ 1 мм. Захисні властивості гібридного епоксидного покриття в різних станах за потенціалу $-1,45$ В практично однакові: радіуси відшарування нового та штучно зістареного покриттів становлять $\sim 22,9$ і $\sim 2,3$ мм відповідно (рис. 3.14). При зниженні рівня катодної поляризації до $-0,75$ В відшарування як нового, так і штучно зістареного покриттів уповільнюється, причому для нового покриття — інтенсивніше (радіуси відшарування дорівнюють $\sim 6,9$ і $\sim 13,1$ мм відповідно). Відшарування поліуретанового покриття зупиняється при зниженні (за абсолютним значенням) потенціалу поляризації від $-1,45$ до $-0,75$ В.

Отже, зниження катодного потенціалу від $-1,45$ до $-0,75$ В ($-0,8$ В) за підвищеної температури 50 °С (70 °С) сприяє збереженню захисних властивостей покриттів (оцінених за показником радіусу відшарування): стрічковим новим і штучно зістареним — у $\sim 9,4$ і $\sim 26,9$ разів відповідно; новим гібрид-епоксидним — у $\sim 3,3$ рази, штучно зістареним — у $\sim 1,7$ разів; новим і штучно зістареним поліуретановим — більш ніж у ~ 20 разів. Узагальнені підходи щодо нанесення сучасних захисних покриттів, властивості яких задовольняють вимогам ДСТУ 4219-2003, використані при розробленні ДСТУ-Н Б А.3.1-29 [3.42].

Розширено теоретичні уявлення про механізм КР трубних сталей за катодної поляризації у модельному ґрунтовому середовищі. Показано, що залежно від рівня катодної поляризації в нормованому ДСТУ 4219-2003 діапазоні за-

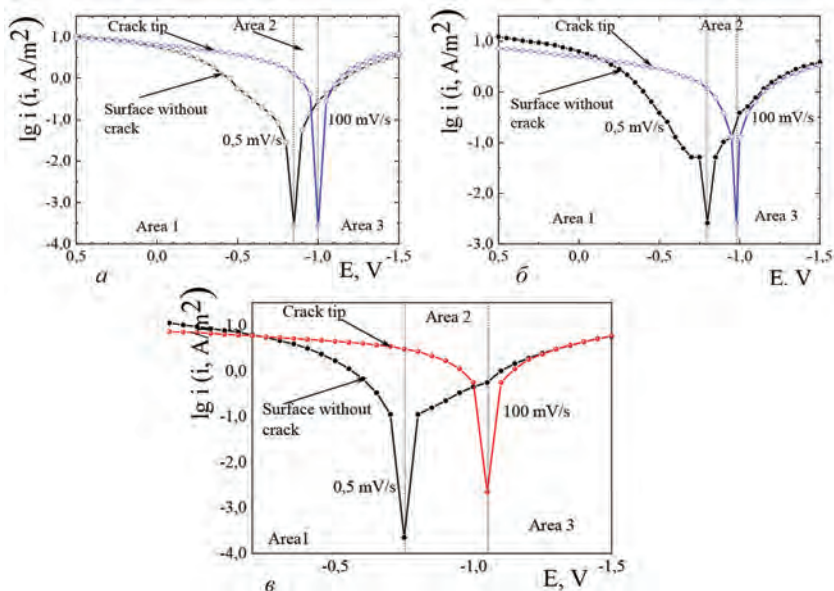


Рис. 3.15. Поляризаційні криві сталей 09Г2С (а), 17Г1С (б), 10Г2ФБ (в) у NS4, отримані з різною швидкістю сканування потенціалу: 1 — 0,5 мВ/с; 2 — 100 мВ/с, область 1 — локальний механізм анодного розчинення, область 2 — локальний механізм анодного розчинення та водневого окрихнення, область 3 — механізм водневого окрихнення

хисних потенціалів корозійне КР трубного сортаменту (09Г2С, 17Г1С, 10Г2ФБ (Х70)) відбувається за механізмами локального анодного розчинення, водневого окрихнення та змішаним механізмом [3.43–3.46].

Корозійне розтріскування досліджених сталей за змішаним механізмом, коли починається проникнення водню в сталь, відбувається за різних потенціалів: для сталі 09Г2С за потенціалу $-0,850$ В, 17Г1С за потенціалу $-0,800$ В (рис. 3.15).

Визначено, що механізм КР залежить від хімічного складу сталі та рівня катодної поляризації. Встановлено, що КР за водневим механізмом, яке є найнебезпечнішим чинником руйнування магістральних газопроводів, для сталі 09Г2С починається за потенціалів від'ємніше за $-0,98$ В, для сталі 17Г1С — від'ємніше за $-1,00$ В, що підтверджено результатами оцінювання схильності до КР за коефіцієнтом K_s та сканувальної електронної мікроскопії (рис. 3.16).

Отримано нові дані щодо проникнення водню в сталі різного хімічного складу за електролітичного наводнювання. У діапазоні змішаного механізму ($-0,85 \dots -1,00$ В) для сталі 09Г2С у розчині NS4 схильність до КР та наводнювання змінюється немонотонно: проникнення водню збільшується (рис. 3.17, а, крива 1), схильність до КР дещо позитивніше зросла порівняно з діапазоном потенціалів $-0,85$ В і залишається майже постійною (рис. 3.17, а, крива 2). В області потенціалів (менше за $-1,00$ В), в якій концентрація водню, що прони-

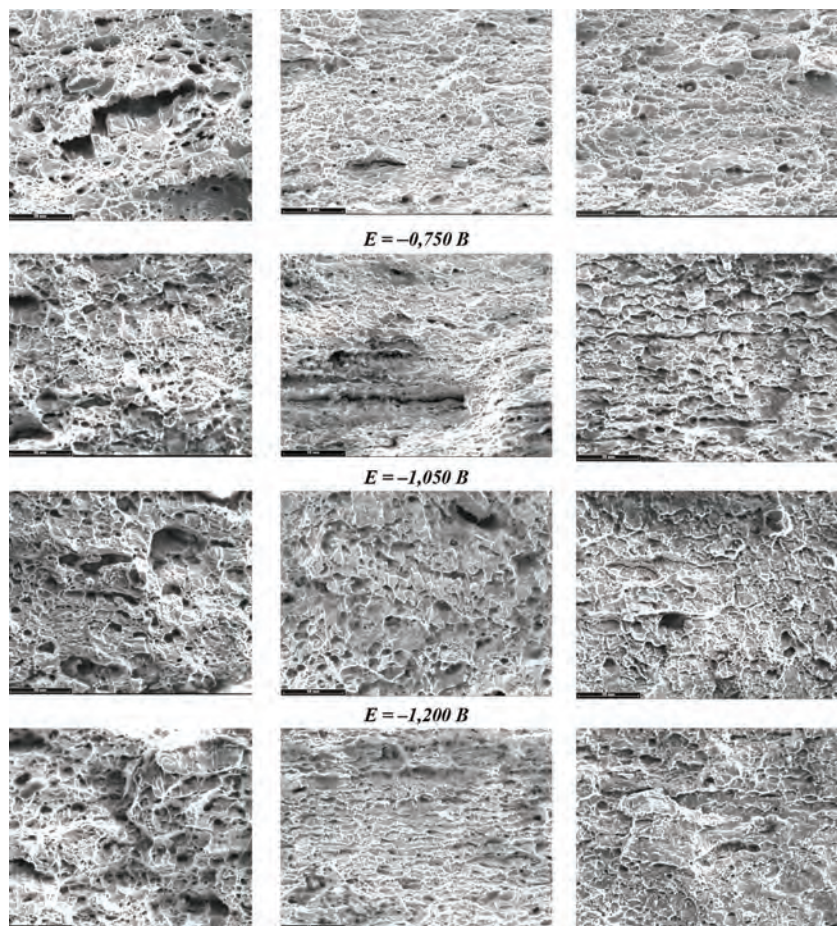


Рис. 3.16. Поверхні руйнування зразків після випробувань на корозійне розтріскування за різних потенціалів катодної поляризації у розчині NS4

кає через сталь 09Г2С у розчині NS4, інтенсивно зростає, спостерігається різке зростання схильності до корозійного розтріскування (рис. 3.17, *а*, крива 2).

Для сталі 17Г1С в області дії змішаного механізму корозійного розтріскування ($-0,80 \dots -0,98$ В) збільшується концентрація водню, який здатен проникати в сталь (рис. 3.17, *б*, крива 1). У цій області потенціалів зростає тенденція до КР сталі 17Г1С (рис. 3.17, *б*, крива 2). Різке збільшення концентрації водню та відповідне збільшення схильності до КР спостерігалось для потенціалів, від'ємніших за $-0,98$ В (рис. 3.17, *б*, крива 2).

Для сталі 10Г2ФБ за потенціалів, позитивніших від $-0,75$ В, проникнення водню не спостерігається (рис. 3.17, *в*, крива 1), схильність до корозійного розтріскування не перевищує 1,1 (рис. 3.17, *в*, крива 2). У діапазоні потенціалів $-0,75 \dots -1,05$ В встановлено зростання проникнення водню та немонотонне

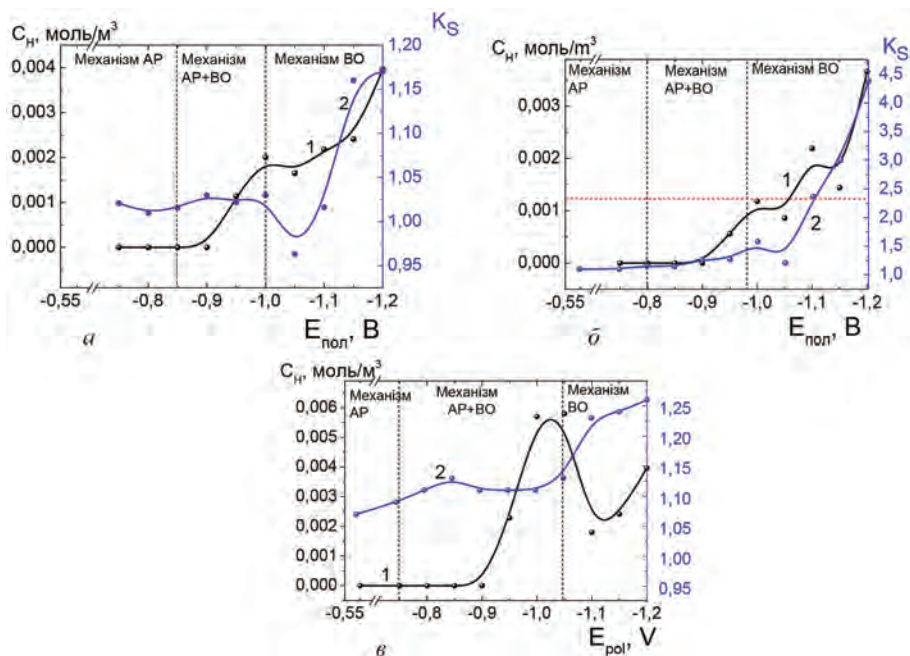


Рис. 3.17. Залежність показників, що впливають на корозійне розтріскування сталей від потенціалу катодної поляризації у розчині NS4: 1 — концентрація водню, що проникає в сталь за катодної поляризації; 2 — схильність до корозійного розтріскування; а — 09Г2С; б — 17Г1С; в — 10Г2ФБ (X70)

зростання коефіцієнта K_S (рис. 3.17, в, крива 2), що зумовлено зміщенням рівноваги процесу руйнування від анодного розчинення до водневого окрихчення. У діапазоні потенціалів від'ємніше за $-1,05$ В, в якому концентрація водню, що проникає в сталь, різко змінюється від 0,002 до 0,006 моль/м³, схильність до корозійного розтріскування продовжує зростати від 1,11 до 1,25.

Розроблено методику визначення потенційно корозійно-небезпечних ділянок в умовах катодного захисту на діючих магістральних газопроводах України та приклад реалізації цієї методики. Основою методики є нова концепція комплексного обстеження та діагностики МГ, в якій використовується аналіз даних проектної, виконавчої та експлуатаційної документації на газопровід, оброблення результатів наземного технічного діагностування і обстежень в шурфах [3.47–3.52].

Згідно з концепцією, необхідними й достатніми умовами початку та розвитку корозійного розтріскування магістрального газопроводу є наявність на ділянці, що обстежується, трьох основних чинників певної інтенсивності, які прийняті основними, та умовно названі: «корозія» – C_i ; «захист від корозії» – Z_i ; «механічні напруження» – N_i . На кожен з основних чинників впливають додаткові. Інтенсивність впливу основного та додаткових чинників на ділянці

МГ є різною, тому кожному чиннику поставлено у відповідність рекомендовані чисельні значення, які обрано з урахуванням схильності трубної сталі до корозійного розтріскування за впливу досліджених у цій роботі чинників. Мета обстеження полягає у виявленні наявних на ділянці магістрального газопроводу чинників і визначенні рівнів інтенсивності їхнього впливу. Згідно з методикою, визначення потенційно корозійно-небезпечних ділянок магістральних газопроводів передбачає проведення таких заходів: аналіз проєктної, виконавчої та експлуатаційної документації; виявлення зовнішніх і внутрішніх чинників за даними наземного технічного діагностування та лабораторних досліджень; аналіз результатів та оцінювання ймовірності КР ділянки МГ; ранжування потенційно корозійно-небезпечних ділянок МГ за ступенем схильності до КР; технічне обстеження МГ у шурфах; розроблення рекомендацій щодо ремонту ділянки МГ із тріщиноподібними дефектами. Під час проведення обстеження МГ виконують комплекс робіт із визначенням умов і чинників, що сприяють КР відповідно до вищенаведених алгоритмів (рис. 3.18, 3.19).



Рис. 3.18. Алгоритм визначення потенційно корозійно-небезпечної ділянки магістрального газопроводу в умовах катодного захисту за даними проєктної, виконавчої та експлуатаційної документації



Рис. 3.19. Алгоритм визначення потенційно корозійно-небезпечної ділянки магістрального газопроводу в умовах катодного захисту за даними наземного технічного діагностування та лабораторних досліджень

Запропоновано ймовірність корозійного розтріскування на i -й ділянці магістрального газопроводу обчислювати з урахуванням чисельних значень показників основних і додаткових чинників за формулою:

$$R_i = r_{C_i} r_{Z_i} r_{N_i} = \prod_{j=1}^n r_{ji} \left(1 - \sum_{k=1}^m G_{ki} \right), \quad (3.4)$$

де R_i — ймовірність корозійного розтріскування на i -й ділянці МГ; r_{C_i} , r_{Z_i} , r_{N_i} — чисельні значення показників основних незалежних чинників, r_{ji} — чисельне значення показника основного незалежного чинника; j — поточний номер одного з незалежних основних чинників; n — кількість основних незалежних

чинників (три); G_{ki} — чисельні значення додаткових чинників, які впливають на відповідний основний чинник на i -й ділянці; k — поточний номер додаткового чинника; m — кількість додаткових чинників, що впливають на відповідний основний чинник.

3.2. ОЦІНЮВАННЯ ЙМОВІРНОСТІ КОРОЗІЙНОГО РОЗТРІСКУВАННЯ ТИПОВИХ ДІЛЯНОК МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

Ділянка А, труба розміром 1420×15,7 мм. Магістральний газопровід А введений в експлуатацію в 1982 р. Досліджувана ділянка має довжину 21,6 км (відлік починали від компресорної станції). На ділянці прокладені двошовні труби розміром 1420×18,7 і 1420×15,7 мм зі сталі контрольованої прокатки Х70. Тиск газу — 6 МПа. У радіусі 1 км від місця діагностування є автодорога та лінія електропередач напругою понад 30 кВ. Перетин із іншими технологічними об'єктами відсутній. Тип ґрунту — суглинки та супіски лісовидні, тверді та напівтверді з питомим опором 21...28 Ом·м, рН 7,8. Для захисту від корозії використано стрічковий покрив «Полікен 980-25» з обгорткою «Полікен 955-25» конструкції (2+2) та електрохімічний захист.

На рис. 3.20 наведено результати обчислення загальної ймовірності корозійного розтріскування ділянки магістрального газопроводу А та результати оцінювання сумарного впливу всіх незалежних чинників. За результатами розрахунків із використанням даних проектної, експлуатаційної та виконавчої документації встановлено, що для обстежуваної ділянки загальна ймовірність корозійного розтріскування знаходиться в межах від 0 (область повітряного переходу газопроводу) до 0,138 і оцінена як «низька», на відстані 3 км від КС –0,95 і оцінена як «дуже висока» (рис. 3.20, а).

Слід зазначити, що на відстані 3 км від КС ділянка газопроводу А прокладена через яр на глибині 1,6 м, ґрунтові води знаходяться на рівні тіла труби, а суглинистий ґрунт сприяє затриманню вологи навколо труби, що може призвести до відшаровування стрічкового покриття, чим обумовлений «дуже високий» сумарний вплив чинника «корозія» (рис. 3.20, а, крива 1). Крім того, на цій ділянці застосовані двошовні труби, тому хоча б один зі швів обов'язково буде знаходитися у контакті з ґрунтовою вологою. Близькість до КС і тривалий час експлуатації газопроводу ускладнюють корозійну ситуацію, створюючи умови для відшарування захисного покриття.

Сумарний вплив чинника «захист від корозії» у цьому місці також оцінено як «дуже високий» (рис. 3.20, а, крива 2), оскільки за результатами раніше проведених обстежень зазначено, що градієнт потенціалів на цій ділянці змінювався від –3 до 100 мВ. Згідно з СОУ 60.3-30019801-070 значення градієнту потенціалів понад 10 мВ вказують на ймовірність відшарування покриття. Тому стан пасивного захисту потребує підвищеного контролю, оскільки, як було зазначено вище, тривалий і частий контакт із вологою навіть при задовільному

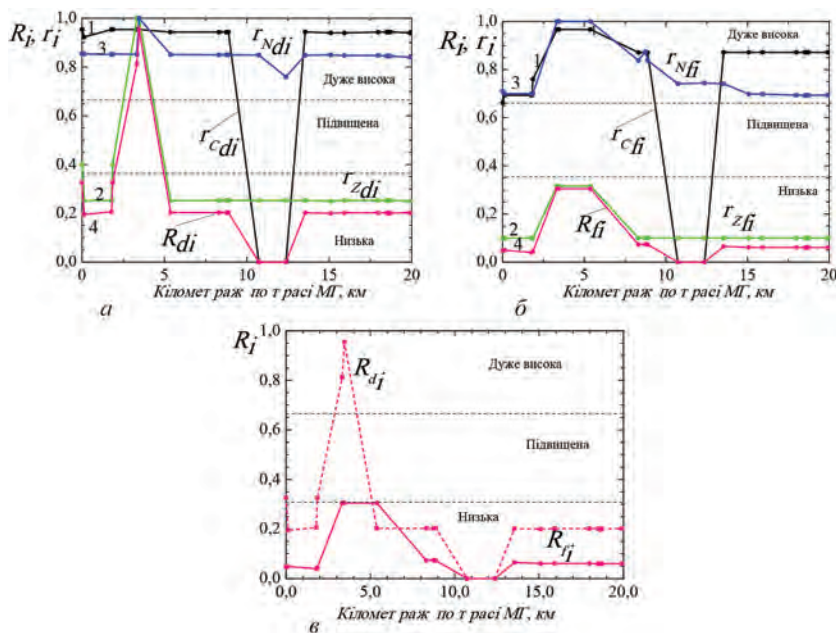


Рис. 3.20. Ймовірність корозійного розтріскування на ділянці магістрального газопроводу А розміром 1420×15,7 мм (тут і на рис. 3.21, 3.22): а — за даними проєктної, експлуатаційної та виконавчої документації R_{di} ; б — за даними наземного діагностування та лабораторних досліджень R_{fi} ; в — загальна ймовірність корозійного розтріскування за даними проєктної, експлуатаційної та виконавчої документації R_{di} і наземного діагностування та лабораторних досліджень R_{fi} ; 1 — сумарний вплив незалежного чинника «корозія» r_{ci} ; 2 — сумарний вплив незалежного чинника «захист від корозії» r_{zi} ; 3 — сумарний вплив незалежного чинника «механічні напруження» r_{Ni} ; 4 — загальна ймовірність корозійного розтріскування R_i

стані активного захисту може стати причиною відшарування покриття. Сумарний вплив чинника «механічні напруження» на цій ділянці оцінено як «дуже високий» внаслідок прогину ділянки (рис. 3.20, а, крива 3).

Ймовірність КР, розрахована за даними наземного технічного діагностування, знаходиться в межах 0...0,23 й оцінена як «низька», незважаючи на локальну «дуже високу» ймовірність корозійного розтріскування за результатами аналізу проєктної, виконавчої та експлуатаційної документації. На цій ділянці захисні потенціали не виходять за межі нормованого ДСТУ 4219-2003 діапазону: потенціал із омичною складовою знаходиться у межах -1,4...-1,56 В, поляризаційний (без омичної складової) -1,05 В. Задовільний стан активного та пасивного захисту забезпечує «низький» сумарний вплив чинника «захист від корозії» (рис. 3.20, б, крива 2). Висока корозивність ґрунту (внаслідок високої швидкості ґрунтової корозії та слабколужного рН), наявність лінії електропередач (ЛЕП) і автодороги у радіусі менше 1 км обумовлює «дуже високий» вплив чинника «корозія» (рис. 3.20, б, крива 1). Сумарний вплив чинника «механічні напруження», як і за даними проєктної, виконавчої та експлуатаційної

документації, залишається «дуже високим» (рис. 3.20, б, крива 3) внаслідок прогину газопроводу на цій ділянці.

Отже, за результатами оцінювання на магістральному газопроводі А виявлено ділянку з підвищеною ймовірністю корозійного розтріскування. Слід зазначити, що на цій ділянці в період експлуатації відбулася аварія через корозійне розтріскування.

Ділянка В, труба розміром 1420×19,5 мм. Загальна довжина досліджуваної ділянки магістрального газопроводу В становить 2,5 км (від ПК 731,7 до ПК 746,6). Газопровід В прокладений в 1976–1978 рр. із труб розміром 1420×19,5 мм зі сталі Х-60 фірми «Mannesmann» і введений в експлуатацію в 1980 р. Газопровід ізольований стрічковим ізоляційним покривом типу «Полікен» (за попередньою інформацією, покрив мав назву «Плайкофлекс»). Тиск газу 4,3 МПа, температура транспортованого газу 26,0 °С. Внутрішньотрубна діагностика на ділянці не проводилася у зв'язку з технічною неможливістю. На ПК 743+22 км 74,0, кут повороту становить близько 19°12'. Глибина залягання газопроводу змінюється від 0,20 м (заболочення) до 1,1 м (рілля). Загальна довжина заболочених та обводнених ділянок по трасі обстеженої ділянки становить 230 м. Приблизно 1,49 % від загальної довжини газопровід проходить по водороздільній частині гірського комплексу в ґрунтах, які представлені суглинками з ущільненнями щебенем, утвореннями вулканічного походження, які прикривають осадові породи — сланці, піщаники та мергелі. Глибина прокладання газопроводу В на ділянці від ПК744+68 до ПК745+40 становить від 3,1 м до 1,9 м. Слід зауважити, що в таких ґрунтах існує ймовірність механічного ушкодження захисного покриття камінням із ґрунту. МГ на ділянці від ПК 744 до ПК 746 (від 74,4 до 74,6 км) знаходиться на підйомі вгору з ухилом від 0,003 до 0,161, можливо, як і лупінг, на яких не виключені перегини труби й утворення додаткових напружень. На ділянці від ПК745+00 до ПК745+40 (від 74,5 до 74,54 км) ухил становить 0,028. По трасі наявні лотки для відводу води, які знаходяться на ділянці від ПК 745+68 до ПК 747 (від 74,568 до 74,7 км). Питомий електричний опір ґрунтів по трасі змінюється від 70 до 763 Ом·м, що, згідно з ДСТУ 4219-2003, відповідає низькій (понад 50 Ом·м) корозійній активності по відношенню до вуглецевої та низьколегованої сталі. Ділянок із високим ступенем активності ґрунтів по трасі під час обстеження не виявлено.

Від 74,735 до 77,65 км зазначена ділянка, яка проходить у технічному коридорі, в якому, крім досліджуваного газопроводу, знаходяться нитки магістральних газопроводів діаметром 1420 мм та дві нитки діаметром 820 мм. Далі від 79,170 км паралельно до досліджуваної ділянки прокладений етиленопровід діаметром 300 мм. Блукаючих струмів за період обстеження не зафіксовано. Відстань від компресорної станції до ділянки (ПК 745) близько 67,3 км, що, згідно з методикою, практично не впливає схильність до корозійного розтріскування. При існуючому протикорозійному захисті швидкість корозії металу

труби становить 0,03 мм/рік. За результатами попередніх обстежень відомо, що на ділянці (8,950 км) зафіксовано розрив труби внаслідок зсуву ґрунту. Аварійних і непридатних для експлуатації ділянок з причини корозії по трасі не виявлено. Поперечний градієнт потенціалу на ділянці газопроводу від ПК 744 до ПК 746 (від 74,4 до 74,6 км) змінювався від -68 до $+3$ мВ. У точці ПК 745 (74,5 км) градієнт потенціалу становив -4 мВ. Потім відбулося падіння градієнта потенціалу до -41 мВ (74,510 км). Згідно з СОУ 60.3-30019801-070 такі значення градієнту потенціалів свідчать про можливість порушення цілісності захисного покриття. Захищеність ділянки газопроводу по всій довжині при існуючій системі протикорозійного захисту становила 96,84 % довжини обстеженої ділянки, загальна довжина незахищених ділянок — приблизно 4,16 %, захищеність лупінгу в часі на період обстеження становила 98 %. Захисні потенціали на ділянці від ПК 744 до ПК 746 (від 74,4 до 74,6 км) становлять: «труба-земля» $-0,98 \dots -1,15$ В, поляризаційні $-0,96 \dots -1,13$ В, що відповідає вимогам ДСТУ 4219-2003. За даними проєктної, експлуатаційної та виконавчої документації на ділянці газопроводу від 73,17 до 75,66 км загальна ймовірність корозійного розтріскування знаходиться в межах $0,06 \dots 0,356$ та оцінена як «низька» та на ділянці від 74,05 до 75,02 км (від ПК 740,5 до ПК 750,2) — «підвищена» (рис. 3.21, а).

Ґрунтові води на ділянці, де ймовірність є «підвищеною», розташовані на рівні тіла труби, питомий опір ґрунту є високим, що не сприяє інтенсивній

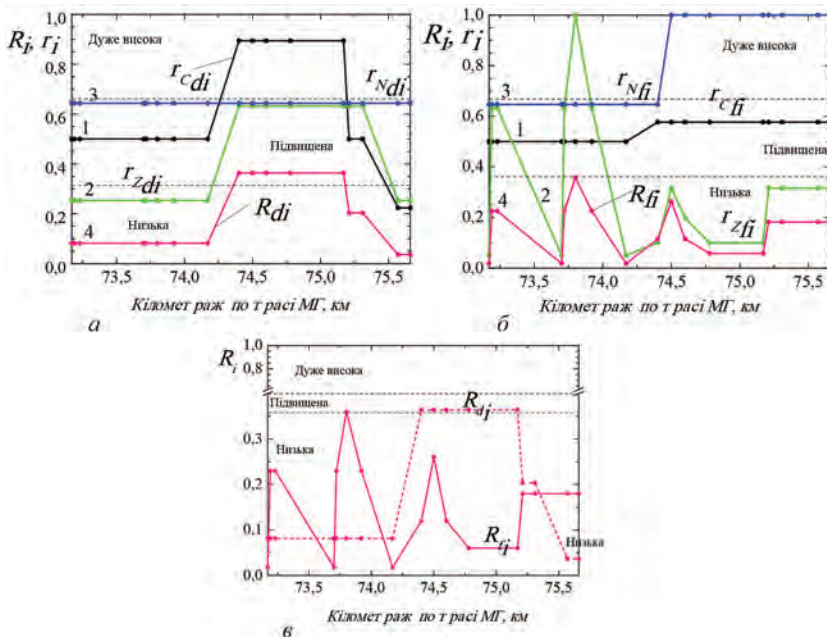


Рис. 3.21. Імовірність корозійного розтріскування на ділянці магістрального газопроводу В розміром 1420 мм×19,5 мм

корозії стінки. Застосовано одношовні труби зі сталі контрольованої прокатки. Як згадувалось вище, наявність лотків для відводу води обумовлює можливість змінного змочування ділянки в період дощів. Це сприяє підвищеному сумарному впливу чинника «корозія» (рис. 3.21, а, крива 1). У «підвищений» сумарний вплив чинника «захист від корозії» роблять внесок підвищені значення градієнту потенціалу, які вказують на можливість втрати захисних властивостей покритвом (рис. 3.21, а, крива 2). Крім того, глибина прокладання ділянки змінюється від 3,1 до 1,9 м, що може спричиняти механічне ушкодження захисного покриття. «Підвищений» вплив чинника «механічні напруження» (рис. 3.21, а, крива 1) обумовлений складною конфігурацією ділянки. Ділянка знаходиться на підйомі вгору з ухилом від 0,003 до 0,161, тому не виключені перегин труби та утворення додаткових напружень. Імовірність корозійного розтріскування за заданими наземного технічного діагностування знаходиться в межах 0,06...0,36 та оцінена як «низька» та «підвищена». Ділянки з «підвищеною» ймовірністю корозійного розтріскування знаходяться на відмітках 73,19 км (ПК 731,9) та 73,8 км (ПК 738). Це можна пояснити тим, що комбінація середньої агресивності ґрунту та слаболужного значення рН за відсутності інших негативних впливів обумовлює «підвищений» сумарний вплив чинника «корозія» (рис. 3.21, б, крива 1). Локальне підвищення сумарного впливу чинника «захист від корозії» (рис. 3.21, б, крива 2) можна пояснити підвищеним значенням швидкості залишкової корозії до 0,03 мм/рік при існуючому стані електрохімічного захисту. Сумарний вплив чинника «механічні напруження» є «дуже високим» (рис. 3.21, б, крива 3) унаслідок складного рельєфу місцевості, де розташована ділянка.

Таким чином, за результатами оцінювання встановлено, що на дослідженому магістральному газопроводі В виявлено три ділянки з підвищеною ймовірністю корозійного розтріскування. Серед них є ділянка, на якій зафіксовано аварію з приводу корозійного розтріскування, яка розташована на 74,5 км (ПК 745+00).

Ділянка С, труба розміром 720×7,5 мм. Для розрахунків застосовані наявні дані результатів обстеження ділянки магістрального газопроводу С завдовжки 1,02 км (від 214,180 до 215,205 км). Газопровід на ділянці, що досліджується, побудований та введений в експлуатацію у 1968 р. із труб розміром 720×7,5 мм. Труби виготовлені на Челябінському трубопрокатному заводі у 1967 р. згідно з ЧМТУ 524-63 зі сталі 17ГС за ЧМТУ 1025-63. Проектний тиск на газопроводі — 5 МПа, робочий тиск — 4,5 МПа. Тиск на газопроводі поблизу зруйнованої ділянки становив 4,3 МПа. Газопровід ізольований бітумно-гумовою мастикою з гумовою крихтою зі склополотном. Ділянка газопроводу розташована на рівнинній, відносно сухій місцевості, по сільськогосподарських угіддях, без суттєвих поворотів траси. Газопровід прокладений на глибині від 0,9 до 1,65 м, тип ґрунту — суглинки тверді та напівтверді, питомий електрич-

ний опір ґрунту — 23...27 Ом·м. Корозивність ґрунту відносно металу труби згідно з ДСТУ 4219-2003 оцінюється як середня, питомий електричний опір ґрунту 20...50 Ом·м, рН 6,4. По трасі газопроводу є ділянка завдовжки 10 м із захисним покритвом, який втратив захисні властивості, розташована на відстані від 221,375 до 221,425 км. Пункти вимірювання знаходяться на відмітках 221,400 та 222,030 км.

Значення захисних потенціалів (з омічною складовою) знаходяться в межах $-1,15...-1,85$ В, що відповідає вимогам ДСТУ 4219-2003. Поляризаційні потенціали не визначалися. Значення поперечного градієнту потенціалу знаходяться в межах $8...-85$ мВ. На ділянці наявна ЛЕП напругою 110 кВ, яка перетинає газопровід під кутом 90° .

Для ділянки магістрального газопроводу С від 214,180 до 215,205 км за даними проєктної, експлуатаційної та виконавчої документації встановлено, що загальна ймовірність корозійного розтріскування знаходиться в межах $0,078...0,133$ і оцінена як «низька» (рис. 3.22, а, крива 4).

На ділянці від 222 до 224 км зазначено «підвищений» сумарний вплив чинника «корозія». Ґрунтові води на цій ділянці розташовані нижче від нижньої твірної труби, питомий опір ґрунту є середнім. На ділянці прокладені спіральшовні труби зі сталі 17Г1С діаметром 720 мм; корозійна ситуація дещо ускладнюється тривалим часом експлуатації газопроводу, оцінена як «низька». Сумарний вплив чинника «захист від корозії» є «підвищеним», що обумовлено підвищенням значень градієнта потенціалу. «Підвищений» вплив чинника «механічні напруження» на вищезазначеній ділянці обумовлений її складною конфігурацією.

Ймовірність корозійного розтріскування, обчислена за даними наземного технічного діагностування, знаходиться в межах від 0,153 «низька» до 0,539 «підвищена» (рис. 3.22, б, крива 4) на ділянці від 221,3 до 221,8 км. «Підвищений» сумарний вплив чинника «корозія» (рис. 3.22, б, крива 1) обумовлений комбінацією середньої агресивності та лужного значення рН ґрунту, що підвищується наявністю автодороги та ЛЕП у радіусі 1 км. Зазначено підвищення сумарного впливу чинника «захист від корозії» (рис. 3.22, б, крива 2) унаслідок існування зміни знаку градієнта потенціалу та його значень від $+8$ до -85 мВ, що вказує на погіршення захисних властивостей покриття. Сумарний вплив чинника «механічні напруження» (рис. 3.22, б, крива 1), як і за даними проєктної, виконавчої та експлуатаційної документації залишається «підвищеним». Отже, за результатами оцінювання встановлено, що на дослідженому магістральному газопроводі С виявлено ділянку з підвищеною ймовірністю корозійного розтріскування від 221,3 до 221,8 км. За наявними даними на ділянці 221,4 км цього газопроводу сталася аварія через корозійне розтріскування.

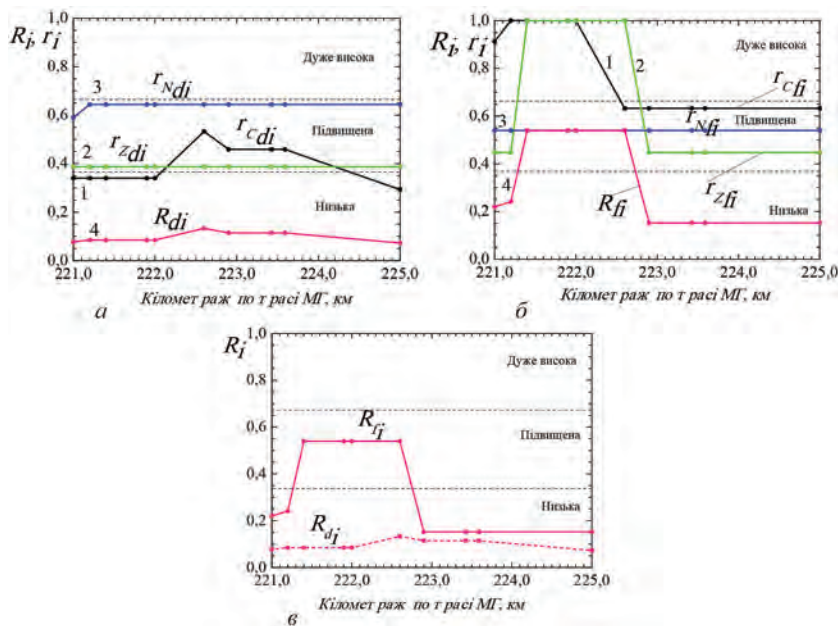


Рис. 3.22. Імовірність корозійного розтріскування на ділянці магістрального газопроводу С розміром 720 мм×7,5 мм

Представлені результати свідчать про те, що розроблена методика дає можливість досить точно визначити ділянки з підвищеною потенційною корозійною небезпекою.

Розроблена методика впроваджена для технічного діагностування лінійних ділянок магістральних газопроводів в ДК «Укртрансгаз» (введено в дію з 01.09.2010 р. наказом ДК «Укртрансгаз» №323 від 04.08.2010 р.) [3.53].

Розроблено практичні рекомендації щодо захисту потенційно корозійно-небезпечних ділянок магістральних газопроводів діаметром 820...1420 мм. Процедура технічного діагностування магістральних газопроводів після шурфування пропонується доповнити оцінюванням у лабораторних умовах схильності трубної сталі до корозійного розтріскування у модельному ґрунтовому електроліті або водній витяжці з ґрунту з досліджуваної ділянки.

Захист на потенційно корозійно-небезпечних ділянках треба проводити згідно з вимогами ДСТУ 4219-2003 захисними покриттями, виготовленими в заводських чи базових умовах, класу В (дуже посиленого типу), таких конструкцій: тришаровий полімерний (ґрунтовка на основі термореактивних смол, термоплавкий полімерний підшар, захисний шар на основі екструдованого поліолефіну), двошаровий полімерний (термоплавкий полімерний підшар, захисний шар на основі екструдованого поліолефіну), на основі поліуретанів. Покриви повинні бути стійким за температури газопроводу більше 50 °С (клас температурної стійкості ГТ) та мати максимальну температуру експлуатації

Таблиця 3.6. Мінімальні (за абсолютними значеннями) захисні потенціали для різних умов прокладання та експлуатації газопроводу

Умови прокладання та експлуатації газопроводу	Потенціал, В	
	поляризацій-ний	з омічної складовою
На ділянках із температурою продукту, що транспортується, не вище за 40 °С, або які прокладені в ґрунтах з питомим електричним опором більше за 10 Ом·м	-0,85	-0,90
В умовах можливої мікробіологічної корозії. При небезпечному впливі блукаючих струмів. На ділянках із температурою продукту, що транспортується, від 40 °С до 60 °С. На ділянках із питомим електричним опором ґрунтів менше за 10 Ом·м	-0,95	-1,00
На ділянках із температурою продукту, що транспортується, від 60 °С до 80 °С	-1,00	-1,10
На ділянках із температурою продукту, що транспортується, вище за 80 °С	-1,05	-1,20

Таблиця 3.7. Максимальні (за абсолютними значеннями) захисні потенціали для різних умов прокладання та експлуатації газопроводу

Умови прокладання та експлуатації газопроводу	Потенціал, В	
	поляризацій-ний	з омічної складовою
На ділянках із температурою продукту, що транспортується, вище за 60 °С, які мають рівень ґрунтових вод вище за нижню твірну труби не менше 6 міс. на рік за питомого електричного опору ґрунту менше 10 Ом·м На ділянках підводного розташування з температурою продукту, що транспортується, вище за 60 °С	-1,10	-1,50
На ділянках з іншими умовами	-1,15	-2,50

60 °С. Стрічкові покритви на таких ділянках застосовувати не дозволяється. Вимоги до захисних покриттів класу В наведені в ДСТУ 4219-2003. Основним критерієм до вибору захисного покриття є його стійкість проти катодного відшарування [3.54, 3.55].

Електрохімічний захист лінійної частини магістральних газопроводів на потенційно корозійно-небезпечних ділянках слід виконувати згідно з вимогами ДСТУ 4219-2003. Мінімальні та максимальні захисні потенціали (відносно м.с.е.) наведено в табл. 3.6, 3.7.

Для газопроводів зі сталей з підвищеною міцністю 580 МПа не допускаються поляризаційні потенціали більш від'ємні, ніж -1,10 В (відносно м.с.е.). На трубопроводах зі стрічковими та бітумними покриттями з тривалим строком

експлуатації максимальний захисний потенціал треба підтримувати на рівні не вище (за абсолютним значенням) ніж $-1,0$ В [3.56].

Розроблені практичні рекомендації щодо технічного діагностування та захисту потенційно корозійно-небезпечних ділянок магістральних газопроводів впроваджені під час розроблення основних положень СОУ 60.3-30019801-070, ДСТУ Н Б А.3.1-29, зміни № 1 до ДСТУ 4219-2003 [3.57–3.59].

3.3. КОРОЗІЙНО-МЕХАНІЧНА СТІЙКІСТЬ ТРУБНИХ СТАЛЕЙ ЗА УМОВ ТРИВАЛОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

У роботі узагальнено результати багаторічних досліджень, які можуть бути покладені в основу нового науково обґрунтованого підходу до подовження безаварійної експлуатації трубопровідних та інших оболонкових конструкцій. Такий підхід передбачає впровадження до нормативно-регламентуючих документів сучасних критеріїв тріщиностійкості, чутливих до локальних змін структури металу, зумовлених корозійно-водневою деградацією, що забезпечить підвищення достовірності оцінки технічного стану та надійності тривало експлуатованих трубопровідних систем. У процесі експериментів досліджували корозійно-втомну міцність (тривалу міцність) металу на зразках, вирізаних із різних марок трубних сталей, які тривалий термін експлуатувалися у корозивних середовищах. Випробування зразків проводили у модельному середовищі NACE (5 %-й розчин NaCl з 0,5 % CH_3COOH , насичений H_2S ; $\text{pH} = 3$; $t = 20 \pm 2$ °C) на установці гирьового типу УСМР-6 під осесиметричним навантаженням $\sigma_{0,2}^{\min}$ (у кожному експерименті використовували по 5 зразків).

При виборі методів дослідження автори виходили з технічних умов, які встановлюють наступні вимоги до корозійно-механічної стійкості: для сульфідного корозійного розтріскування під напруженням (СКРН) час до руйнування зразків повинен бути не менше 480 год при $P = 0,8\sigma_{0,2}^{\min}$, де $\sigma_{0,2}^{\min}$ — мінімально допустиме значення границі плинності. Випробували циліндричні зразки діаметром 6,4 мм (робоча частина завдовжки 25,4 мм). Крім того, трубні зразки досліджували при підвищених навантаженнях і визначали порогові (критичні) напруження $\sigma_{\text{tssc}}^{480}$ (threshold sulfide stress charaking) на базі випробувань, яка дорівнює 480 год, що має важливе значення для прогносної оцінки ресурсу матеріалу. Так, коли трубна сталь певної марки не задовольняє необхідним умовам, то досліджували її опір СКРН за стандартом ТМ0177-90 і визначали порогові напруження σ_{ssc} , щоб можна було порівняти роботоздатність сталей різних марок і виробників труб. Умови випробувань за цим стандартом наступні: тривалість випробувань 720 год в 5 %-у розчині $\text{NaCl} + 0,5$ % CH_3COOH , насиченому сірководнем (H_2S); $\text{pH} = 3$; $t = 20 \pm 2$ °C. Параметри $\sigma_{\text{tssc}}^{480}$ і σ_{ssc} визначали із залежностей $\sigma_i - \lg t$ (σ_i — початкове навантаження; t — термін до розвантаження, год), при яких зразки не руйнуються на прийнятій базі випробувань. Слід зазначити, що нестандартизованим, але водночас загальноприйнятим критерієм придатності сталі до експлуатації в середовищі,

Таблиця 3.8. Порогові напруження та співвідношення $\sigma_{\text{пор}}/\sigma_{\text{т}}(\sigma_{0,2})$ сталей

Марка сталі	Характеристика, клас	$\sigma_{\text{пор}}$, МПа	$\sigma_{\text{пор}}/\sigma_{\text{т}}(\sigma_{0,2})$
10	феритний	150	0,68
20	феритний	145	0,51
20К	феритний	160	0,66
09Г2С	перлітний	250	0,86
17Г1С	перлітний	262	0,89
ВСтЗсп	феритний	125	0,56

яке містить сірководень, є співвідношення $\sigma_{\text{пор}}/\sigma_{0,2}(\sigma_{\text{т}})$. Коли це співвідношення перевищує значення 0,8, то матеріал вважається придатним до використання.

У механіці руйнування металоконструкцій для оцінки в'язкості руйнування металу широко використовують параметр критичної інтенсивності напружень, який вирізняє опір металу розкриттю та поширенню тріщин. Його порогове (критичне) значення при випробуванні в корозійних середовищах позначають величиною K_{ssc} , МПа·м^{1/2}. Матеріали досліджень — трубні сталі (табл. 3.8). Результати експериментальних досліджень зразків трубних сталей з різними термінами експлуатації наведені на рис. 3.23.

Як показав аналіз кінетичної залежності корозійних втрат металу досліджених зразків із різних сталей, за всіх умов випробувань спостерігали уповільнення корозійних втрат із тривалістю експозиції, що може бути виражено ступеневою залежністю $\Delta m = k\tau^{1/n}$, де Δm — втрата маси зразку, г; τ — термін експозиції, доба; k — константа. На рис. 3.24 наведені кінетичні залежності корозійних втрат локального характеру зразків труб різних марок сталей (шість марок), які спричиняють найменші та найбільші корозійні втрати. Це дозволяє своєчасно

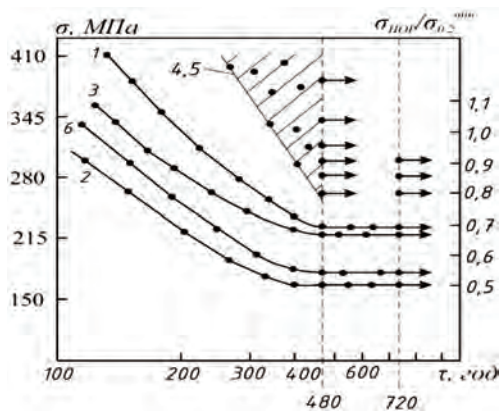


Рис. 3.23. Схильність до сірководневого розтріскування неексплуатованих сталей марок: 1 — 10; 2 — 20; 3 — 20К; 4 — 09Г2С; 5 — 17Г1С; 6 — ВСтЗсп. Заштрихована область — сталі з високим опором до СКРН

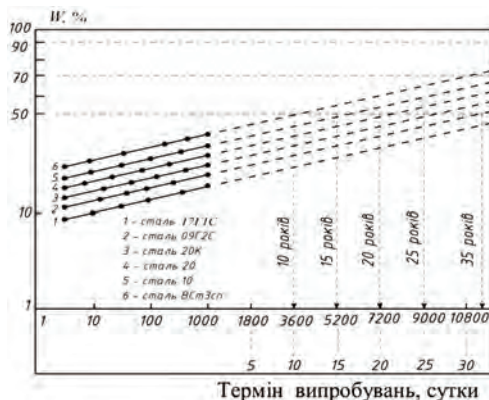


Рис. 3.24. Кінетика корозійних ушкоджень стінки труби при випробуванні в корозійно-агресивному середовищі (Методика NACE)

застосовувати технічні та конструкторсько-технологічні заходи для підвищення безаварійної роботоздатності конструкційних сталей трубопроводів.

Встановлено, що зразки всіх досліджених сталей витримали повний цикл випробувань, зокрема жоден із п'яти зразків кожної серії не зруйнувався упродовж 480 год. Водночас аналіз кривих корозійної втоми дозволив зробити наступні висновки: 1. сталі марок 10, 20, 20К і ВСтЗсп слабо чинять опір тривалому знакозмінному навантаженню, зокрема після 10...15 років експлуатації границя тривалої міцності досягає напруження (150...220 МПа), нижчого за границю плинності для цих сталей (230...260 МПа), причому порогові (критичні) значення напруження $\sigma_{\text{пор}}$ дорівнюють 125...160 МПа. Водночас сталі 09Г2С і 17Г1С відповідають вимогам стандарту NACE (Standard MR0175-96), зокрема значення $\sigma_{\text{пор}}$ дорівнюють 250...262 МПа. Результати розрахунку співвідношення $\sigma_{\text{пор}}/\sigma_T(\sigma_{0,2})$ для всіх марок сталей, які дослідили, наведено в табл. 3.8. Їхній аналіз показує, що співвідношення $\sigma_{\text{пор}}/\sigma_T(\sigma_{0,2})$ дорівнює 0,86 (сталь 09Г2С) і 0,89 (сталь 17Г1С), тобто ці дві марки сталей відповідають вимогам технічних умов NACE, а тому можуть бути рекомендовані для використання при виготовленні труб, які призначені для експлуатації в хімічно-агресивних середовищах, які містять сірководень; 2. на базі отриманих експериментальних результатів побудовано діаграму схильності до сірководневого розтріскування неексплуатованих сталей марок: 10; 20; 20К; 09Г2С; 17Г1С; ВСтЗсп. Заштрихована область — сталі з високим опором до СКРН (рис. 3.23).

Як показують результати аналізу залежності K_{I-T} для сталей із різними термінами експлуатації при випробуванні у повітрі (1; 2; 3) і в розчині NACE (1'; 2'; 3'), сірководневе середовище NACE більш ніж в 2,5...3,5 рази знижує границю втоми зразків сталей марок 10, 20, 20К і ВСтЗсп та в 1,5...2,0 рази — для сталей 09Г2С і 17Г1С. Так, після 10 і 25 років експлуатації у корозивно-агресивному середовищі NACE умовна границя втоми для сталі марки 09Г2С

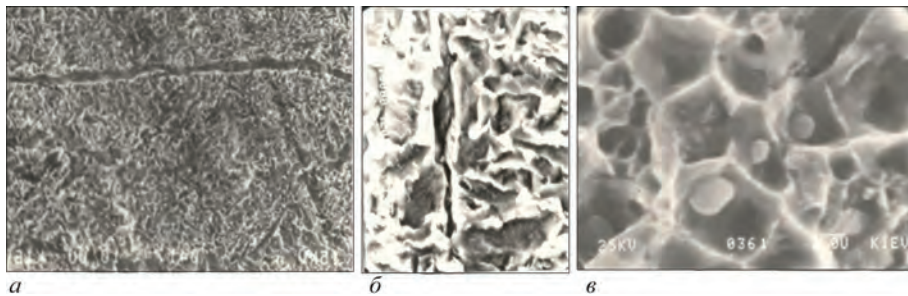


Рис. 3.25. Тріщина ВІР (а), тріщина СКРН (б) і неметалеві включення (сульфіди та окисульфідні), які є осередками зародження тріщин (в) при випробуванні зразків сталі: а — $\times 540$; б — $\times 2000$; в — $\times 3000$

складає 82 і 95 МПа $\cdot$ м $^{1/2}$ відповідно, а для сталі 17Г1С — 87 і 105 МПа м $^{1/2}$. Аналогічна тенденція спостерігається й для сталей марок 10, 20, 20К і ВСтЗсп, зокрема значення умовного порогового коефіцієнта інтенсивності напружень K_{ssc} , МПа $\cdot$ м $^{1/2}$ відповідно дорівнюють 23/80 (10 років), 5/65 (25 років); 30/85 (10 років), 10/75 (25 років); 35/80 (10 років), 22/70 (25 років); 15/62 (10 років), 5/50 (25 років). Тут у знаменнику наведені результати випробувань у повітрі, а в чисельнику — в корозивному середовищі.

Порівняння визначених значень K_{ssc} для досліджених сталей з попередніми результатами, отриманими для конструкційних низьколегованих сталей з нікелем і хромонікелевих сталей різних класів показало, що безнікелеві сталі марок 08ХМЧА, 06Х1, 09Г2С і 17Г1С менш чутливі до сульфідного корозійного розтріскування (порівняння проводили для подібних за класом і механічними характеристиками нікельвмісних сталей). Прикладом можуть слугувати корпусні сорбітотвердіючі сталі, зокрема сталь 10ХН5МФ має $\sigma_{\text{пор}} = 145$ МПа, $\sigma_{0,2} / \sigma_{0,2} = 0,31$ і $K_{ssc} = 30$ МПа $\cdot$ м $^{1/2}$ (у розчині без H_2S коефіцієнт $K_{ssc}^{\text{пор}} = 102$ МПа $\cdot$ м $^{1/2}$). Металографічні дослідження сталей 10, 20, 20К і ВСтЗсп засвідчили утворення тріщин уздовж текстури сталей, спричинених воднем, які виходять на поверхню зразків (рис. 3.25, а).

Металографічні дослідження проводили із застосуванням растрового електронного мікроскопа моделі GSM-35 CF (фірма «Джеол», Японія). Тріщини СКРН розвиваються перпендикулярно до напрямку утворення текстури металу та навантаженню (рис. 3.25, б). Вважається, що основною причиною СКРН трубних сталей досліджених типів, які вирізняються високими в'язко-пластичними властивостями та низькою твердістю ($HRC \leq 22$), може бути підвищений вміст сірки та фосфору або локальне утворення голчастих структур мартенситно-бейнітного виду. Слід звернути увагу на те, що наші дослідження не виявили утворення голчастих структур у досліджених зразках металу. Однак було встановлено, що сталі марок 10, 20, 20К і ВСтЗсп містять занадто велику кількість сірки (0,030...0,035 %) і фосфору (0,032...0,040 %), що могло спри-

чинити утворення сульфідних та інших неметалевих включень, які, за правило, слугують осередком зародження корозійних тріщин (рис. 3.25, в).

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3

1. Розширено теоретичні уявлення про механізм корозійного розтріскування трубних сталей за катодної поляризації у модельному ґрунтовому середовищі залежно від рівня катодної поляризації в нормованому за ДСТУ 4219-2003 діапазоні захисних потенціалів: локальне анодне розчинення, водневе окрихчення та змішаний механізм.

2. Розроблено методику визначення потенційно корозійно-небезпечних ділянок в умовах катодного захисту на діючих магістральних газопроводах України, яку використано на практиці.

3. Розроблено методологію оцінювання схильності трубної сталі до корозійного розтріскування в умовах комплексного впливу чинників і запропоновано критерій оцінювання.

4. Експериментальні дослідження дозволили встановити причини та обґрунтувати механізми знеміцнення металу зі збільшенням терміну експлуатації (0...25 років), що спричиняє його деградацію, особливо при тривалій експлуатації у корозивних середовищах. Розроблено метод прогнозування залишкового робочого (безаварійного) ресурсу, який дає можливість цілеспрямовано керувати його експлуатаційним станом. Це дозволяє своєчасно застосовувати технічні та конструкторсько-технологічні заходи для підвищення роботоздатності таких конструкцій.

5. Отримані результати експериментальних випробувань металевих зразків різних сталей дають можливість створення бази для порівняльного аналізу сталей за багатьма параметрами тріщиностійкості, що стане надійним підґрунтям для науково-практичного обґрунтування еквівалентної заміни одних марок сталей на інші з урахуванням технологічних режимів, умов експлуатації, систем силового навантаження, корозивних середовищ тощо.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ ДО РОЗДІЛУ 3

- 3.1. Nyrkova, L., Goncharenko, L., Lisovyi, P. et al. (2022) Stress-corrosion cracking of steels for main gas pipelines. In: *Proc. of the Conf. on Mechanical Technologies and Structural Materials*, 119–129. https://www.researchgate.net/publication/365892807_Stress-corrosion_cracking_of_steels_for_main_gas_pipelines
- 3.2. Ныrkova Л.И., Прокопчук С.Н., Лисовой П.Э. (2018) Стресс-коррозионное растрескивание магистральных газопроводов: причины возникновения и факторы. Перспективні матеріали та процеси в прикладній електрохімії: Монографія. Барсуков В.З., Борисенко Ю.В., Хоменко В.Г., Лінючева О.В. (Ред.). Київ, КНУТД, 156–162. DOI: <https://doi.org/10.30857/11959>
- 3.3. Nyrkova, L.I., Rybakov, A.O., Goncharenko, L.V. et al. (2023) Investigation of welded joints of long-term operated gas pipeline controllable rolled X70 steel. *FME Transactions*, 51(1), 71–80. DOI: <https://doi.org/10.5937/fme2301071N>

- 3.4. Nyrkova, L.I., Rybakov, A.O., Goncharenko, L.V. et al. (2023) Analysis of the causes of fracture of the main gas pipeline. *Zastita Materijala*, 64(2), 177–186. DOI: <https://doi.org/10.5937/zasmat2302177N>
- 3.5. Nyrkova, L.I., Goncharenko, L.V. Klymenko, A.V., Osadchuk, S.O. (2023) Investigation of stress-corrosion cracking of welded joint of X70 steel under cathodic polarization in near neutral environment. *Zastita Materijala*, 64(1), 97–106. DOI: <https://doi.org/10.5937/zasmat2301096N>
- 3.6. Nyrkova, L., Osadchuk, S., Kharchenko, Yu. et al. (2023) Comparative studies of stress-corrosion cracking of long-term exploited and storage pipes of X70 steel of main gas pipeline. In: *Proc. of the Conf. on Mechanical Technologies and Structural Materials.*, 233–242. https://www.researchgate.net/publication/375413484_Comparative_studies_of_stress-corrosion_cracking_of_long-term_exploited_and_storage_pipes_of_X70_steel_of_main_gas_pipeline
- 3.7. Osadchuk, S., Nyrkova, L., Kovalenko, S. (2023) Soil assessment from main pipeline accident site. *Materials Performance*, 62(8), 2–5. DOI: https://doi.org/10.5006/MP2023_62_8-26
- 3.8. Nyrkova, L.I., Osadchuk, S.O., Goncharenko, L.V. et al. (2024) Influence of long-term operation on the properties of main gas pipeline steels. A review. *Physics and Chemistry of Solid State*, 25(1), 191–202. DOI: <https://doi.org/10.15330/pess.25.1.191-202>
- 3.9. Nyrkova, L., Lisovskiy, Yu., Faynberg, L. et al. (2024) Resistance of the welded joint of X70 steel for main gas pipelines against corrosion-mechanical cracking under cathodic polarization in near-neutral pH solutions. *Corrosion*, 80(11), 1098–1108. DOI: <https://doi.org/10.5006/4615>
- 3.10. Ниркова Л.І., Гончаренко Л.В. (2023) Аналіз причин руйнування монтажних зварних стиків магістральних трубопроводів після довготривалої експлуатації. *Автоматичне зварювання*, 4, 21–27. DOI: <https://doi.org/10.37434/as2023.04.04>
- 3.11. Ниркова Л.І., Осадчук С.О. (2023) *Корозійне розтріскування сталей магістральних газопроводів: оцінювання та запобігання*. Київ, Наукова думка.
- 3.12. Nyrkova, L.I. (2020) Stress-corrosion cracking of pipe steel under complex influence of factors. *Engineering Failure Analysis*, 116, 104757. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2020.104757>
- 3.13. Nyrkova, L.I., Osadchuk, S.O., Rybakov, A.O., Mel'nychuk, S.L. (2020) Methodical approach and a criterion for the evaluation of the susceptibility of pipe steel to corrosion cracking. *Mater. Sci.*, 55(5), 625–632. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-020-00352-x>
- 3.14. Ниркова Л.І., Мельничук С.Л., Осадчук С.О. та ін. (2017) Розроблення методичного підходу до дослідження корозійного розтріскування від напруження з урахуванням комплексного впливу чинників. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*, 2(63), 59–65. https://www.researchgate.net/publication/343905542_rozroblenna_metodicnogo_pidhodu_do_doslidzenna_korozijnogo_roztriskuvanna_vid_napruzennja_z_urahuvannam_kompleksnogo_vplivu_cinnikiv
- 3.15. Ниркова Л.І. (2023) Методологія досліджень та прогнозування довговічності зварних конструкцій критичної інфраструктури. *Вісник Нац. акад. наук Укр.*, 6, 19–24. DOI: <https://doi.org/10.15407/vsn2023.06.019>
- 3.16. Nyrkova, L., Goncharenko, L., Osadchuk, S. et al. (2024) Comparative studies of stress-corrosion cracking of X70 steel in carbonate-bicarbonate environment under conditions of thin-film corrosion under cathodic polarization. In: *Proc. of the Conf. on Mechanical Technologies and Structural Materials.*, 317–329. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2021.11.294>
- 3.17. Nyrkova, L., Osadchuk, S., Goncharenko, L., Bratochkin, O. (2025) Stress-corrosion cracking of X70 steel for main pipelines in different corrosivity environments at cathodic polarization. In: *Proc. of the Conf. on Mechanical Technologies and Structural Materials.*, 283–293. <https://>

- www.researchgate.net/publication/375413484_Comparative_studies_of_stress-corrosion_cracking_of_long-term_exploited_and_storage_pipes_of_X70_steel_of_main_gas_pipeline
- 3.18. Nyrkova, L., Goncharenko, L., Osadchuk, S., Bratochkin, O. (2025) Effect of thin-layer conditions on stress-corrosion cracking of X70 steel in near neutral pH solution at cathodic polarization. *Zastita Materijala*, 66(4), 928–940. DOI: <https://doi.org/10.62638/ZasMat1337>
- 3.19. Polyakov, S.G., Rybakov, A.A., Nyrkova, L.I. (2005) Computer programs for designing effectiveness of pipeline protection by the method of non-linear polarization. *The Paton Welding J.*, 12, 5–9. <https://patonpublishinghouse.com/tpwj/pdf/2005/tpwj200512all.pdf>
- 3.20. Andreikiv, O.E., Hembara, O.V., Tsyrunik, O.T., Nyrkova, L.I. (2012) Evaluation of the residual lifetime of a section of a main gas pipeline after long-term operation. *Mater. Sci.*, 48(2), 103–110. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-012-9497-7>
- 3.21. Nyrkova, L.I., Mel'nychuk, S.L., Osadchuk, S.O., Rybakov, A.O. (2019) Corrosion cracking of Kh70 pipe steel for potentials close to the maximum protective potential. *Mater. Sci.*, 54(4), 567–572. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-019-00219-w>
- 3.22. Ниркова Л.І., Осадчук С.О., Клименко А.В. та ін. (2019) Відношення струму катодного захисту до граничного дифузійного як додатковий критерій катодного захисту. *Науковий вісник ІФНТУНГ*, 2(47), 23–31. DOI: [https://doi.org/10.31471/1993-9965-2019-2\(47\)-23-31](https://doi.org/10.31471/1993-9965-2019-2(47)-23-31)
- 3.23. Ниркова Л.І., Осадчук С.О., Клименко А.В. (2020) Вплив корозійної активності середовища на швидкість залишкової корозії сталі в нормованому діапазоні захисних потенціалів. *Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*, 1(48), 7–15. DOI: [https://doi.org/10.31471/1993-9965-2020-1\(48\)-7-15](https://doi.org/10.31471/1993-9965-2020-1(48)-7-15)
- 3.24. Nyrkova, L.I. (2020) The influence of external and internal factors on stress corrosion cracking of low-alloyed pipe steel. *J. of Hydrocarbon Power Engineering*, 7(1), 8–15. DOI: [https://doi.org/10.31471/2311-1399-2020-1\(13\)-8-15](https://doi.org/10.31471/2311-1399-2020-1(13)-8-15)
- 3.25. Ниркова Л.І., Осадчук С.О., Лісовий П.Е., Прокопчук С.М. (2021) Методичний підхід до дослідження механізму корозійного розтріскування трубної сталі при катодному захисті методом вольтамперометрії. *Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*, 2(51), 7–15. DOI: [https://doi.org/10.31471/1993-9965-2021-2\(51\)-7-15](https://doi.org/10.31471/1993-9965-2021-2(51)-7-15)
- 3.26. Ниркова Л.І., Рибаків А.О., Осадчук С.О. та ін. (2014) Пристрій для дослідження схильності трубних сталей до корозійного розтріскування від напруження. Пат. на винахід № 107229. МПК8: G 01 n 17/00, G 01 N 23/46. Заявл. 21.12.2012. Опубл. 10.12.2014. Бюл. № 23.
- 3.27. Ниркова Л.І., Рибаків А.О., Осадчук С.О. та ін. (2014) Спосіб випробувань схильності трубних сталей до корозійного розтріскування від напруження за впливу змінного змочування. Пат. на винахід № 107381. МПК (2014.01) G01N 17/00 G01N 3/00 G01N 3/08 (2006.01) G01N 3/20 (2006.01). Заявл. 25.12.2012. Опубл. 10.12.2014. Бюл. № 24.
- 3.28. Поляков С.Г., Ниркова Л.І., Гапула Н.О., Мельничук С.Л. (2009) Первинний корозійно-вимірювальний перетворювач. Пат. на корисну модель № 41966. МПК G01N 17/00. № u200807512. Заявл. 02.06.2008. Опубл. 25.06.2009. Бюл. № 12.
- 3.29. Поляков С.Г., Ниркова Л.І., Мельничук С.Л., Гапула Н.О. (2010) Первинний перетворювач для вимірювання потенціалів внутрішньої стінки нафтопроводів та резервуарів. Пат. України № 53795. МПК G01N 23/00. № u20091391. Заявл. 30.12.2009. Опубл. 25.10.2010. Бюл. № 20.
- 3.30. Поляков С.Г., Ниркова Л.І., Гапула Н.О., Мельничук С.Л. (2010) Первинний перетворювач для вимірювання потенціалів магістральних трубопроводів. Пат. України № 53796. МПК G01N 23/00. № u200913918. Заявл. 30.12.2009. Опубл. 25.10.2010. Бюл. № 20.

- 3.31. Ниркова Л.І., Осадчук С.О., Мельничук С.Л., Гапула Н.О. (2012) *Давач для вимірювання швидкості корозії в тонких плівках*. Пат. України №70510. МПК G01N 17/00, G01N 23/00. № u2011 15328. Заявл. 26.12.2011. Опубл. 11.06.2012. Бюл. № 11.
- 3.32. Nyrkova, L.I., Osadchuk, S.O., Klymenko, A.V. et al. (2020) Influence of the corrosiveness of a medium on the ratio of the cathodic protection current to the ultimate diffusion current for KH70 pipe steel. *Mater. Sci.*, **56**, 417–424. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-020-00445-7>
- 3.33. Nyrkova, L.I., Osadchuk, S., Melnychuk, S. et al. (2019) Influence of electrochemical destruction products of protective coating on properties of pipe steel in neutral medium. *Materials Today: Proceedings*, **6(2)**, 279–287. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2018.10.105>
- 3.34. Осадчук С., Мельничук С., Гапула Н., Остапюк С. (2012) Дослідження впливу продуктів деструкції полімерного покриття на корозійні властивості трубної сталі у нейтральному розчині. *Фізико-хімічна механіка матеріалів. Спецвипуск*, **9**, 662–667.
- 3.35. Ниркова Л., Осадчук С., Рибаків А., Мельничук С., Остапюк С. (2014) Вплив катодної поляризації на захисні властивості полімерних покриттів. *Фізико-хімічна механіка матеріалів. Спецвипуск*, **10**, 459–464.
- 3.36. Ниркова Л.І., Мельничук С.Л., Рибаків А.О., Дараганова Н.О., Осадчук С.О. (2019) *Спосіб оцінювання схильності трубної сталі до корозійного розтріскування від напруження за часовим критерієм*. Патент на винахід 119578 Україна. МПК8: G01N 17/00, G01N 3/60 (2006.01), G01N 33/20 (2019.01), G01N 33/205. Заявл. 15.05.2017. Опубл. 10.07.2019. Бюл. № 13.
- 3.37. Nyrkova, L.I., Melnychuk, S.L., Borysenko, Yu.V. (2017) Influence of strength properties of pipe steel on its corrosion resistance and electrochemical characteristics in solutions of different corrosivity. In: *Barsukov V.Z., Borysenko Yu.V., Linyucheva O.V., Senyk I.V., Khomenko. V.G. Promising materials and processes in technical electrochemistry: Monograph*. Kyiv, KNUTD, 110–118.
- 3.38. Ниркова Л.І., Мельничук С.Л., Рибаків А.О., Осадчук С.О. (2016) Вплив підвищення характеристик міцності трубної сталі на корозійні властивості магістральних трубопроводів в умовах комплексного протикорозійного захисту. *Фізико-хімічна механіка матеріалів. Спецвипуск*, **11**, 312–318.
- 3.39. Ниркова Л.І., Гаврилшина О.В., Борисенко Ю.В. (2018) Електрохімічні та корозійно-механічні властивості трубної сталі різної категорії міцності в модельному ґрунтовому електроліті. *Вісник КНУТД. Серія «Технічні науки»*, **5(126)**, 99–105. DOI: <https://doi.org/10.30857/1813-6796.2018.5.11>
- 3.40. Osadchuk, S.O., Nyrkova, L.I., Rybakov, A.O., Melnychuk, S.L. (2018) Influence of cathodic polarization on protective properties of thermoreactive coatings for main pipelines. *J. of Hydrocarbon Power Engineering*, **5(2)**, 52–58. <https://ogpe.nung.edu.ua/index.php/jhpe/article/view/83/57>
- 3.41. Osadchuk, S.O., Nyrkova, L.I. (2024) Investigation of properties of epoxy coating on X80 steel under cathodic polarization conditions. *Zastita Materijala*, **65(2)**, 273–278. DOI: <https://doi.org/10.62638/ZasMat1130>
- 3.42. Осадчук С.О., Ниркова Л.І., Рибаків А.О., Мельничук С.Л. (2017) Вплив рівня катодної поляризації на захисні властивості нового та зістареного стрічкового покриттів для магістральних трубопроводів. *Науковий вісник ІФНТУНГ*, **1(42)**, 62–66. http://nbuv.gov.ua/UJRN/Nvif_2017_1_8
- 3.43. Nyrkov, L.I., Klymenko, A.V., Osadchuk, S.O., Kovalenko, S.Yu. (2024) Comparative investigation of electrolytic hydrogenation of pipe assortment steel under cathodic polarization. *Inter. J. of Hydrogen Energy*, **49(2)**, 1075–1087. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.06.316>

- 3.44. Ниркова Л.І., Лісовий П.Е., Гончаренко Л.В. та ін. (2021) Закономірності корозійного розтріскування трубої сталі 10Г2ФБ у модельному ґрунтовому середовищі за катодної поляризації. *Вісник КНУТД. Серія «Технічні науки»*, **2**, 29–39. DOI: <https://doi.org/10.30857/2786-5371.2021.2.3>
- 3.45. Nyrkova, L.I., Klymenko, A.V., Goncharenko, L.V. et al. (2023) Influence of electrolytic hydrogenation on stress-corrosion cracking of X70 steel and pipes of long-term exploited main gas pipeline. *J. of Hydrocarbon Power Engineering*, **10**(1), 15–24. DOI: [https://doi.org/10.31471/2311-1399-2023-1\(19\)-15-24](https://doi.org/10.31471/2311-1399-2023-1(19)-15-24)
- 3.46. Nyrkova, L., Melnychuk, S., Osadchuk, S. et al. (2022) Investigating the mechanism of stress corrosion cracking of controllable rolling pipe steel X70 in near-neutral environment. *Materials Today: Proceedings*, **50**, 470–476. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2021.11.294>
- 3.47. Поляков С.Г., Клименко А.В., Коваленко С.Ю. (2006) Мониторинг коррозионного состояния магистральных трубопроводов с помощью метода электрохимического шума. *Фізико-хімічна механіка матеріалів. Спецвипуск*, **5**, 273–278.
- 3.48. Поляков С.Г., Ниркова Л.І., Клименко А.В. (2007) Электрохимическая система активного мониторинга коррозионного состояния магистральных трубопроводов. *Проблемы металлургии, сварки и материаловедения*, **3**(17), 18–23. https://www.researchgate.net/publication/346562509_Elektrohimicheskaa_sistema_aktivnogo_monitoringa_korrozionnogo_sostooania_magistralnyh_truboprovodov
- 3.49. Поляков С.Г., Клименко А.В., Мельничук С.Л. (2007) Коррозионный мониторинг магистральных газопроводов методом электрохимического шума. *Фізико-хімічна механіка матеріалів. Спецвипуск*, **6**, 61–66.
- 3.50. Поляков С., Клименко А., Ниркова Л., Малькова О. (2008) Электрохімічний моніторинг магістральних трубопроводів на корозійно-небезпечних ділянках. *Фізико-хімічна механіка матеріалів. Спецвипуск*, **7**, 756–760.
- 3.51. Поляков С.Г., Ниркова Л.І., Мельничук С.Л. та ін. (2010) Особливості використання методу поляризаційного опору для вимірювання швидкості ґрунтової корозії металу трубопроводу. *Фізико-хімічна механіка матеріалів. Спецвипуск*, **8**, 593–598.
- 3.52. Андрейків О.Є., Ниркова Л.І., Гембара О.В., Цирульник О.Т. (2012) Оцінка локального пошкодження труб магістральних газопроводів в умовах ґрунтової корозії. *Фізико-хімічна механіка матеріалів. Спецвипуск*, **9**, 636–641.
- 3.53. (2010) *Магістральні газопроводи. Методика визначення потенційно стрес-корозійно небезпечних ділянок магістральних газопроводів*. Затверджена наказом ДК «Укртрансгаз» від 4.08.2010 р. № 323. Введено в дію з 01.09.2010 р.
- 3.54. Осадчук С., Ниркова Л., Черватюк В. та ін. (2014) Вимоги нормативних документів у сфері захисту від корозії щодо показників для захисних покриттів внутрішніх поверхонь магістральних трубопроводів. *Фізико-хімічна механіка матеріалів. Спецвипуск*, **10**, 545–548.
- 3.55. Осадчук С., Ниркова Л., Рибаків А. та ін. (2016) Актуальні питання національної стандартизації в сфері пасивного захисту від корозії магістральних трубопроводів. *Фізико-хімічна механіка матеріалів. Спецвипуск*, **11**, 307–311.
- 3.56. Осадчук С., Ниркова Л., Бескоровайний Є. (2020) Аналіз вимог нормативних документів у сфері захисту від корозії щодо рівня захисних потенціалів та швидкості залишкової корозії магістральних трубопроводів. *Фізико-хімічна механіка матеріалів. Спецвипуск*, **13**, 287–292.
- 3.57. СОУ 60.3-30019801-070:2009. *Магістральні газопроводи. Методика визначення технічного стану захисного покриття та корозійного стану зовнішньої поверхні труби*. Київ.

- 3.58. ДСТУ-Н Б А.3.1-29:2015: *Магістральні трубопроводи. Нанесення захисних покривів та улаштування теплової ізоляції*. Київ.
- 3.59. (2018) Зміна №1 до ДСТУ 4219-2003: *Трубопроводи сталеві магістральні. Загальні вимоги до захисту від корозії*. Київ.

Розділ 4

МЕТОДИ ЕКСПЕРТИЗИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ТА КРИТЕРІЇ НАДІЙНОСТІ ЗВАРНИХ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ У ПРОЦЕСІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА РЕМОНТНОГО ВІДНОВЛЕННЯ

4.1. МЕТОДИ ЧИСЕЛЬНОГО ПРОГНОЗУВАННЯ РОЗВИТКУ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО ТА ПОШКОДЖЕНОГО СТАНІВ ЗВАРНИХ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ ІЗ УРАХУВАННЯМ ТЕХНОЛОГІЧНИХ І ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ АСПЕКТІВ

Трубопроводи та посудини тиску найчастіше можуть бути математично описані тілами обертання, тому для моделювання фізичних процесів доцільно використовувати циліндричну систему координат із радіальною r , окружною β та осью z компонентами (рис. 4.1). Можливі макроскопічні тривимірні дефекти несущістності металу описуються відповідними геометричними аномаліями. Першим етапом чисельного дослідження кінетики стану трубопровідного елемента (ТЕ) в процесі монтажного зварювання та подальшої експлуатації є прогнозування розвитку температурного поля в процесі зварювального нагрівання. Нерівномірне нагрівання, зміна структурного складу, а також температурні залежності властивостей металу визначають формування та наступний перерозподіл напружень і деформацій у конструкції, що, у свою чергу, визначає особливості граничного стану в експлуатаційних умовах. Розподіл температур у часі та просторі визначається процесами кондуктивного поширення, для яких зв'язок між моментом часу τ і полем температур $T = T(r, \beta, z)$ описується тривимірним рівнянням теплопровідності. Джерелом тепла в розглянутому випадку є зварювальна дуга (або інше концентроване джерело теплової енергії) з потужністю q_r . Розподіл енергії в плямі нагрівання для характерних технологій зварювання може бути описаний за допомогою нормального закону розподілу.

Стік тепла з поверхні розглянутої конструкції відбувається променистим теплообміном, відведенням тепла в навколишню атмосферу та оснащення. Відповідно потік енергії з поверхні виробу через випромінювання та конвекцію в атмосферу залежить від температури поверхні та навколишнього середовища,

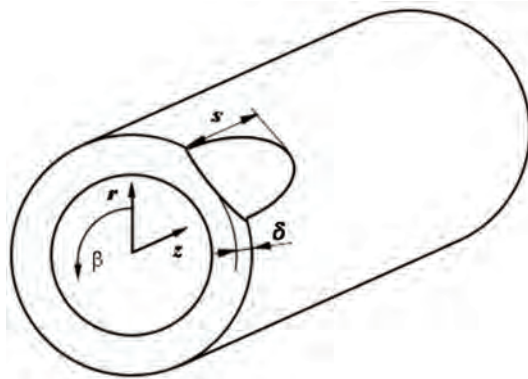


Рис. 4.1. Схема трубопроводного елемента з локальним дефектом втрати металу на зовнішній поверхні

і кількісно описується законами Стефана–Больцмана та Ньютона–Ріхмана відповідно [4.1].

Монтажне та ремонтне зварювання пов'язане з процесами фазових перетворень у металі конструкції, які є суттєво нестаціонарними та не можуть бути описані за допомогою стаціонарних діаграм структурного стану матеріалу. Залежно від режимів зварювання та відповідних їм циклів нагрівання/охолодження на різних ділянках ТЕ відбуваються не тільки зміни властивостей металу (при різних співвідношеннях фаз), але й об'ємні зміни, що впливають на локальний розподіл напружень і деформацій. Для врахування впливу фазового стану ТЕ з типових трубних сталей при зварюванні та подальшій експлуатації використовувався чисельний аналіз температурних циклів при конкретних режимах нагрівання/охолодження, хімічного складу сталі та діаграм анізотермічного розпаду аустеніту (АРА). За допомогою діаграм АРА можна оцінити масову частку V_k конкретної k -ї структурної складової ($k = A, F, P, B, M$, відповідно, аустенітна, феритна, перлітна, бейнітна, мартенситна) в областях як чистих, так і змішаних фаз: аустенітна (A), аустенітно-феритна ($A + F$), перлітна ($P = A + F + CF$), де CF — карбіди, бейнітна ($B = A + F + CF$), що прилягають до зони, обмеженої температурою початку мартенситного перетворення, а зверху — температурами нижче за 600°C . Відповідно точки перетину кривих температурних циклів $T(\tau)$, які вирізняються середньою швидкістю охолодження в діапазоні $800\dots 500^\circ\text{C}$ $W_{8/5}$, визначають температури початку та кінця відповідних структурних перетворень аустеніту в k -ту фазу [4.2].

Докритичне руйнування трубопроводів і посудин тиску із характерних сталей і сплавів пов'язане з пластичним деформуванням металу конструкції, тому в якості критеріїв зародження руйнування доцільно розглядати деформаційні підходи. За відсутності гострих геометричних концентраторів напружень (зокрема для бездефектного стану ТЕ або в разі наявності локальних втрат металу) переважаючим механізмом порушення цілісності матеріалу є

в'язке руйнування, яке полягає в зародженні рівномірно розподілених пор. Для прогнозування їхнього зародження при пластичному плині матеріалу в неізотермічних випадках пропонується до використання модифікований критерій Джонсона–Кука, згідно з яким у деякому об'ємі металу з'являється початкова пористість із концентрацією f_0 при виконанні наступної умови [4.3]:

$$\chi_K = \int \frac{d\varepsilon_i^p}{\varepsilon_c(T)} > 1, \quad (4.1)$$

де $d\varepsilon_i^p = \sqrt{2/3} \sqrt{d\varepsilon_{ij}^p d\varepsilon_{ij}^p}$ — інтенсивність приросту сумарних пластичних деформацій (миттєвої пластичності та повзучості); $\varepsilon_c(T)$ — критична величина пластичних деформацій.

Подальше зростання концентрації пор в'язкого руйнування в процесі пластичного деформування металу, зокрема при експлуатаційному статичному або циклічному навантаженні, відбувається відповідно до корегованого закону Райса–Трейсі з виправленням на накопичення мікропошкоджень, а саме [4.4]:

$$df = \begin{cases} k_{ms}(N) 1,28 \exp\left(\frac{3}{2} \frac{\sigma}{\sigma_i}\right) d\varepsilon_i^p, & \text{якщо } \frac{\sigma}{\sigma_i} > 1 \\ k_{ms}(N) 1,28 \left(\frac{\sigma}{\sigma_i}\right)^{1/4} \exp\left(\frac{3}{2} \frac{\sigma}{\sigma_i}\right) d\varepsilon_i^p, & \text{якщо } \frac{1}{3} \leq \frac{\sigma}{\sigma_i} \leq 1, \end{cases} \quad (4.2)$$

де $k_{ms}(N)$ — функція від кількості циклів навантаження N , що враховує пластичне мікрODEформування металу в припущенні лінійної залежності між величинами пластичних деформацій металу в мікро- та макромасштабі та має вигляд [4.5]:

$$k_{ms}(N) = \exp\left(K_{ms} \frac{N}{N + N_{ms}}\right), \quad (4.3)$$

де K_{ms} , N_{ms} — константи.

Критична деформація ε_c , у загальному випадку, залежить від характеристик металу, його температури та жорсткості напруженого стану. Тому величина цього параметра може бути оцінена у відповідності з наступним співвідношенням:

$$\varepsilon_c = \left[d_1 + d_2 \exp\left(-d_3 \frac{\sigma}{\sigma_i}\right) \right] \left[d_4 + d_5 \log\left(\frac{\dot{\varepsilon}^p}{\varepsilon_0}\right) \right] \exp\left\{ \left[\frac{\sigma_T - \sigma_T(T)}{B_f} \right]^\xi \right\}, \quad (4.4)$$

де d_1, d_2, d_3, d_4, d_5 ; $B_f = 1, 0 \dots 1,5$; $\xi \approx 3$ — константи матеріалу.

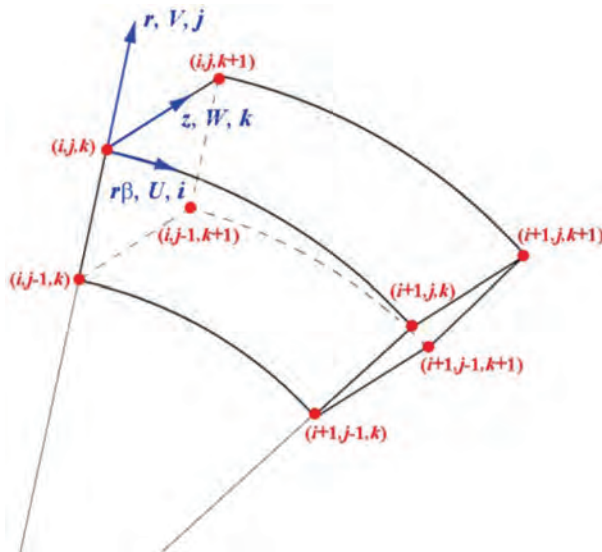


Рис. 4.2. Схема скінченного елемента в циліндричній системі координат

Математичний розгляд об'єднаної задачі кінетики температурного поля, розвитку НДС і формування мікропор базується на скінченно-елементному описанні з використанням восьмивузлових скінченних елементів (СЕ), як це схематично показано на рис. 4.2. У межах об'єму СЕ розподіли температур, напружень і деформацій приймаються однорідними. Приріст тензора деформацій (з урахуванням наявності та рівномірного розподілу мікропор) може бути представлено у відповідності з наступним виразом [4.6]:

$$d\varepsilon_{ij} = d\varepsilon_{ij}^e + d\varepsilon_{ij}^p + \delta_{ij} (d\varepsilon_T + df/3), \quad (4.5)$$

де $d\varepsilon_{ij}^e$, $d\varepsilon_{ij}^p$, $\delta_{ij}d\varepsilon_T$, $\delta_{ij}df/3$ — компоненти приросту тензора деформацій, обумовлених пружним механізмом деформування, деформаціями миттєвої пластичності, кінетикою неоднорідного температурного поля та пористістю відповідно.

Тензори механічних напружень σ_{ij} і пружних деформацій $d\varepsilon_{ij}^e$ пов'язані між собою узагальненим законом Гука, тобто:

$$\varepsilon_{ij}^e = \frac{\sigma_{ij} - \delta_{ij}\sigma}{2G} + \delta_{ij}(K\sigma + \varphi), \quad (4.6)$$

де σ — середнє значення нормальних компонентів тензора напружень σ_{ij} , тобто $\sigma = (\sigma_{\beta\beta} + \sigma_{zz} + \sigma_{rr})/3$, $K = (1-2\nu)/E$ — модуль об'ємного стиску.

Приріст деформацій миттєвої пластичності $d\varepsilon_{ij}^p$ від напруженого стану в конкретному СЕ може бути обчислене за допомогою лінійної залежності скалярної функції Λ і девіаторної складової тензора напружень, а саме:

$$d\varepsilon_{ij}^p = d\Lambda(\sigma_{ij} - \delta_{ij}\sigma). \quad (4.7)$$

Конкретне значення функції Λ залежить від напруженого стану в розглянутій області конструкції, а також від форми поверхні плинності матеріалу Φ , яка вирізняється напруженням σ_s :

$$\begin{aligned} d\Lambda &= 0, \text{ якщо } \sigma_i < \sigma_s, \\ d\Lambda &> 0, \text{ якщо } \sigma_i = \sigma_s, \\ \text{стан } \sigma_i &> \sigma_s, \text{ недопустимий.} \end{aligned} \quad (4.8)$$

Виходячи зі сказаного вище, прирости тензора деформацій можуть бути представлені у вигляді суперпозиції приросту відповідних складових:

$$\Delta\varepsilon_{ij} = \Psi(\sigma_{ij} - \delta_{ij}\sigma) + \delta_{ij}(K\sigma + \Delta\varepsilon_T + \Delta f/3) - \frac{1}{2G}(\sigma_{ij} - \delta_{ij}\sigma)^* - (K\sigma)^*, \quad (4.9)$$

де символ «*» відносить відповідну змінну до попереднього кроку простежування, Ψ — функція стану матеріалу визначає умову пластичного плину відповідно до критерію Мізеса з додатковим урахуванням зменшення несучого нетто-перерізу скінченного елемента в результаті формування несучильності в рамках ГТН-моделі [4.7]:

$$\begin{aligned} \Psi &= \frac{1}{2G}, \\ \text{якщо } \sigma_i &> \sigma_s = \sigma_T \sqrt{1 + (q_3 f')^2 - 2q_1 f' \cosh\left(q_2 \frac{3\sigma}{2\sigma_T}\right)}, \\ \Psi &= \frac{1}{2G}, \text{ якщо } \sigma_i > \sigma_s, \\ \text{стан } \sigma_i &> \sigma_s \text{ недопустимий.} \end{aligned} \quad (4.10)$$

Визначення функції Ψ проводиться ітеруванням на кожному кроці чисельного простежування (за часом або за приростом навантаження) у рамках крайової задачі нестационарної термопластичності, що дозволяє розв'язати нелінійність за пластичним плином матеріалу з урахуванням його докритичного пошкодження. Основна складність при моделюванні циклічного навантаження полягає в тому, що невеликі зміни стану металу на одному циклі навантаження, а саме, накопичення та зростання докритичного пошкодження, викликають зміну поверхні плинності та відповідну зміну петлі пластичного деформування. Але при цьому на кожному етапі навантаження необхідно визначити рівноважний стан пошкодження та відповідний йому розподіл напружень і деформацій. Для цього з припущення, що стаціонарний стан вирізняється нехтовно малою швидкістю зростання об'єму пор в'язкого

руйнування, пропонується проводити наступний ітераційний процес по функції Ψ_k [4.8]:

$$F = \begin{cases} F + dF, & \text{якщо } f_0 K_1 \exp\left(K_2 \frac{\sigma}{\sigma_1}\right) d\varepsilon_i^p = \Psi_k \leq \Psi_k^0 \approx 10^{-5}; \\ F, & \text{якщо } \Psi_k > \Psi_k^0, \end{cases} \quad (4.11)$$

де F — система зовнішніх силових навантажень, що діють на конструкцію; dF — приріст силових навантажень у процесі чисельного простежування.

Деформаційне зміцнення металу впливає на форму поверхні плинності Мізеса, яку, залежно від інтенсивності накопичених пластичних деформацій, прийнято розглядати в наступному вигляді:

$$\sigma_T = \sigma_T^0 \left[1 + c_1 \ln\left(\frac{\dot{\varepsilon}^p}{\dot{\varepsilon}_0}\right) + c_2 \left\{ \ln\left(\frac{\dot{\varepsilon}^p}{\dot{\varepsilon}_0}\right) \right\}^2 \right] \left[1 + \left(\frac{\varepsilon^p}{\varepsilon_0}\right)^m \right], \quad (4.12)$$

де $c_1 = 2,149 \cdot 10^{-3}$; $c_2 = 9,112 \cdot 10^{-2}$; $\varepsilon_0 = 1,540 \cdot 10^{-4}$, $m = 0,14$ — константи; крапкою над змінною позначено диференціювання за часом.

У разі необхідності врахування зміни напрямку пластичного деформування (наприклад, при змінному статичному навантаженні, що викликає знакозмінний цикл пластичного деформування), використовувалась модель кінематичного зміцнення матеріалу в наступній формі:

$$\sqrt{\frac{3}{2}(\sigma_{ij} - \delta_{ij}\sigma - \bar{X})(\sigma_{ij} - \delta_{ij}\sigma - \bar{X}) - \sigma'_T(f') \left[1 + (\varepsilon^p/\varepsilon_0) \right]^M} \leq 0, \quad (4.13)$$

де $\bar{X}$ — тензор зсуву; $\sigma'_T(f')$ — поточна істинна границя текучості пошкодженого матеріалу відповідно до (4.12), M , ε_0 — константи матеріалу.

Відповідно у процесі накопичення пластичних деформацій метал конструкції змінює свої властивості в результаті наклепу, при цьому схильність до деформаційного зміцнення, яка кількісно вирізняється константами в рівнянні (4.11), визначає ступінь розвитку конкретного виду руйнування. Це явище важливе при створенні нових сплавів для відповідальних зварних трубопроводів, а також при розробці конкретних конструктивних рішень для окремих ТЕ.

Виходячи з конкретного значення функції Ψ із (4.10) визначається поле деформацій на кожному етапі навантаження з урахуванням залежності $\sigma_s(T, \varepsilon^p)$:

$$\Delta\varepsilon_{ij} = \left(\Psi - \frac{1}{2G} \right) (\sigma_{ij} - \delta_{ij}\sigma). \quad (4.14)$$

При цьому на кожному кроці ітерації по Ψ напруження σ_{ij} обчислюються згідно з наступним алгоритмом (за повторюваними індексами відбувається підсумовування):

$$\sigma_{ij} = \frac{1}{\Psi} \left(\Delta \varepsilon_{ij} + \delta_{ij} \frac{\Psi - K}{K} \Delta \varepsilon \right) + J_{ij}, \quad (4.15)$$

де

$$\Delta \varepsilon = \frac{\Delta \varepsilon_{ii}}{3}, \quad J_{ij} = \frac{1}{\Psi} \left[(b_{ij} - \delta_{ij} b) + \delta_{ij} \left(K \sigma^* - \frac{\Delta \varepsilon_T + \Delta f/3}{K} \right) \right], \quad b = \frac{b_{ii}}{3}. \quad (4.16)$$

Зв'язок між компонентами тензора деформацій $\Delta \varepsilon_{ij}$ і вектора приросту переміщень ΔU_i має наступний математичний вираз:

$$\Delta \varepsilon_{ij} = \frac{\Delta U_{i,j} + \Delta U_{j,i}}{2}, \quad (4.17)$$

де комою позначено диференціювання в межах СЕ.

Компоненти тензора напружень задовольняють рівнянням статички для внутрішніх СЕ і граничним умовам — для поверхневих. У свою чергу, компоненти вектора $\Delta U_i = (\Delta U, \Delta V, \Delta W)$ задовольняють відповідним умовам на границі.

Розв'язувана система рівнянь у змінних вектора приростів переміщень у вузлах СЕ на кожному кроці простежування та ітерацій по Ψ визначається мінімізацією наступного функціонала (варіаційний принцип Лагранжа):

$$\mathcal{E}_1 = -\frac{1}{2} \sum_V (\sigma_{ij} + J_{ij}) \Delta \varepsilon_{ij} V_{m,n,r} + \sum_{S_p} P_i \Delta U_i \Delta S_p^{m,n,r}, \quad (4.18)$$

де $\sum_V$ — оператор суми по внутрішніх СЕ; $\sum_{S_p}$ — оператор суми по поверхневих СЕ, на яких задані компоненти силового вектора P_i , тобто наступна система рівнянь дозволяє отримати розв'язок в компонентах вектора приростів переміщень на кожному кроці простежування та ітерацій по Ψ для конкретного СЕ:

$$\frac{\partial \mathcal{E}_1}{\partial \Delta U_{m,n,r}} = 0, \quad \frac{\partial \mathcal{E}_1}{\partial \Delta V_{m,n,r}} = 0, \quad \frac{\partial \mathcal{E}_1}{\partial \Delta W_{m,n,r}} = 0. \quad (4.19)$$

Для програмної реалізації наведеної методології розроблено розрахунковий алгоритм чисельного аналізу, адаптований для реалізації на багатопроцесорних системах різного класу (суперкомп'ютери, кластери, GRID-системи, комп'ютери гібридної архітектури) шляхом паралелізації процесу розв'язання СЛАР, що формується при скінченно-елементній постановці крайових задач.

4.2. КРИТЕРІЙ ГРАНИЧНОГО СТАНУ ЗВАРНИХ ДІЛЯНОК МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВІДІВ ІЗ ВИЯВЛЕНИМИ ПОШКОДЖЕННЯМИ КОРОЗІЙНОГО ТА ТЕХНОГЕННОГО ХАРАКТЕРУ

Критерієм зародження макродефектності матеріалу ТЕ є формування умов пластичної нестійкості пористого матеріалу з урахуванням його обмеженої деформаційної здатності згідно з умовою Маккензі, що математично виражається в наступний спосіб [4.9]:

$$\Psi > \frac{1}{2G} + \frac{\varepsilon_f - \varepsilon^p}{1,5\sigma_i(T, \varepsilon^p)(1 - 2f/3)}, \quad (4.20)$$

де ε_f — гранична деформація металу, яка, у загальному випадку, залежить від жорсткості напруженого стану.

Крім того, значний розвиток пористості матеріалу за в'язким механізмом викликає істотне збільшення істинних напружень у металі конструкції та, як результат, його руйнування, тому з метою формулювання коректного та зручного для чисельного аналізу критерію руйнування конструкції до (4.20) може бути додана наступна умова:

$$\sigma_s \rightarrow 0. \quad (4.21)$$

Для ГТН-моделі це еквівалентне виконанню наступної умови:

$$1 + (q_3 f')^2 - 2q_1 f' \cosh\left(q_2 \frac{3\sigma}{2\sigma_T}\right) \rightarrow 0. \quad (4.22)$$

З (4.22) можна оцінити величину критичної об'ємної концентрації пористості, яка еквівалентна граничному переходу (4.21) та обмежує використання запропонованих моделей умовою неприпустимої дефектності:

$$f' \rightarrow f'_d = \frac{q_1 \cosh\left(\frac{3q_2\sigma}{2\sigma_T}\right) - \sqrt{q_1^2 \cosh^2\left(\frac{3q_2\sigma}{2\sigma_T}\right) - q_3^2}}{q_3^2}. \quad (4.23)$$

Враховуючи умови ГТН-моделі, а саме, рівність $q_1 = q_3$, вираз (4.23) набуває вигляду:

$$f'_d = \frac{1}{q_1} \exp\left(-\frac{3q_2\sigma}{2\sigma_T}\right). \quad (4.24)$$

У випадку невисокої жорсткості напруженого стану зростання локальних напружень може не супроводжуватися значним пластичним плином, і

зародження макроскопічного руйнування буде відбуватися за крихким механізмом мікровідколу. Тому додатковою умовою руйнування пористого матеріалу є перевищення інтенсивності істинних напружень величини напружень мікровідколу S_K :

$$\frac{\sigma_1}{1 - 2f/3} \geq S_K. \quad (4.25)$$

Таким чином, умови (4.20), (4.24) і (4.25) формують комплексний критерій крихко-в'язкого руйнування матеріалу з урахуванням зміни його границі текучості в процесі пластичного деформування та докритичного пошкодження [4.10]. Якщо зазначений процес втрати несучої здатності СЕ відбувається на даному етапі навантаження, охоплюючи все більшу кількість сусідніх СЕ, і не дозволяє перейти до наступного кроку навантаження, то даний крок визначає граничне навантаження «спонтанного руйнування».

Верифікаційна процедура розробленої моделі зародження та розвитку пор в'язкого руйнування як основного механізму, що визначає граничний стан ТЕ з дефектом стоншення стінки, полягає у порівнянні граничного тиску $P_{\max}$ і ступеня зниження несучої здатності модельних товстостінних труб із зовнішніми напівеліптичними дефектами різної глибини, отриманими в рамках чисельного дослідження, з наявними в літературі експериментальними даними [4.11]. Матеріал експериментальних зразків — сталь Steel 20 (0,18 С, 0,295 Si, 0,581 Mn, 0,014 Р, 0,029 S), має наступні механічні властивості: у поздовжньому напрямку $\sigma_T = 336$ МПа, $\sigma_B = 491$ МПа; в окружному — $\sigma_T = 301$ МПа, $\sigma_B = 498$ МПа. У якості вхідних даних при розрахунках вибиралися мінімальні значення наведених характеристик для консервативності відповідних оцінок і наступні значення параметрів в'язкого руйнування: $f_0 = 0,005$; $f_i = 0,01$; $S_K = 900$ МПа; $\varepsilon_c = 0,01$. Як видно з результатів порівняльного аналізу (табл. 4.1), розрахункові значення граничних тисків перебувають у межах похибки менше за 8 %.

Додатково для сталевих труб різного класу міцності розрахунки дозволили уточнити вхідні параметри моделей і підтвердити застосовність розроблених підходів для ТЕ різних типорозмірів згідно з наявними базами

Таблиця 4.1. Порівняння результатів експериментальних і чисельних досліджень впливу глибини поверхневого дефекту напівеліптичного перерізу на граничний внутрішній тиск у товстостінній трубі [4.11]

a, мм	експериментальні дані			результати моделювання		
	$P_{\max}$, МПа	$P_{\max}^0$, МПа	$P_{\max}/P_{\max}^0$	$P_{\max}$, МПа	$P_{\max}^0$, МПа	$P_{\max}/P_{\max}^0$
4,0	91,8	110	0,835	94	116	0,810
4,4	85,3	110	0,775	92	116	0,793
5,0	82,8	110	0,753	90	116	0,775

Таблиця 4.2. Порівняння результатів чисельних розрахунків граничного тиску $P_{\max}$ у дефектних трубопровідних елементах із результатами експериментальних випробувань $P_{\exp}$ з міжнародних баз даних (сталеві труби різного класу міцності) [4.11]

t , мм	D , мм	δ , мм	$2s$, мм	$2u$, мм	σ_T , МПа	Клас міцності	$P_{\exp}$, МПа	$P_{\max}$, МПа	Похибка, %
4,83	275	2,11	157,5	43,1	350,6	X42	12,62	13,80	9,35
5,00	274	2,16	124,5	43,1	350,6	X42	13,35	14,15	5,99
4,93	274	1,60	45,7	43,0	350,6	X42	14,99	16,40	9,41
4,88	273	2,18	101,6	42,9	350,6	X42	15,18	14,15	6,79
8,64	324	0,00	0,0	0,0	356,4	X46	24,44	25,15	2,91
8,64	324	0,00	0,0	0,0	356,4	X46	24,52	25,15	2,57
8,53	324	0,00	0,0	0,0	356,4	X46	25,01	25,15	0,56
8,51	324	0,00	0,0	0,0	356,4	X46	25,06	25,15	0,36
9,37	864	4,62	91,4	135,7	356,4	X46	9,17	8,35	8,94
9,47	864	3,00	185,4	135,7	356,4	X46	10,56	11,20	6,06
8,43	324	0,00	0,00	0,00	356,4	X46	23,27	25,15	8,08
8,74	324	0,00	0,00	0,00	356,4	X46	23,92	25,25	5,56
8,61	324	3,30	144,8	50,8	356,4	X46	23,93	22,60	5,56
8,64	323	2,16	63,5	50,8	356,4	X46	24,37	26,50	8,74
8,64	323	2,69	61,0	50,8	356,4	X46	25,23	25,20	0,12
5,26	273	1,73	139,7	42,9	402,5	X52	18,06	17,75	1,72
5,74	507	3,02	132,1	79,6	462,3	X55	10,73	10,25	4,47
17,50	762	8,75	200,0	50,0	464,5	X65	9,17	8,35	8,94
17,50	762	8,75	200,0	100,0	464,5	X65	10,56	11,20	6,06
17,50	762	4,38	200,0	50,0	464,5	X65	10,73	10,25	4,47

експериментальних даних, що широко використовуються, зокрема, при розробці нормативних документів (табл. 4.2) [4.11]. Із наведених даних можна зробити висновок про задовільну точність розроблених методик.

4.3. ЗАКОНОМІРНОСТІ РОЗВИТКУ ПОШКОДЖЕНОСТІ ТА ГРАНИЧНОГО СТАНУ КОРОДОВАНИХ ДІЛЯНОК ЗВАРНИХ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ

Розроблена комплексна методологія чисельного аналізу напружено-деформованого та граничного станів типових ТЕ і посудин тиску дозволяє розглядати декілька класів практично важливих задач щодо оцінки допустимості їхнього експлуатаційного пошкодження та прогнозування роботоздатності. Мінімізація консервативності оцінки міцності та роботоздатності зварних ТЕ в рамках запропонованої методології заснована як на точному описанні процесів руйнування зварної конструкції на кожному етапі порушення цілісності, так і на мінімальній схематизації фактичної геометрії конструкції в рамках

відповідного скінченно-елементного розбиття. Однією з основних складнощів такого аналізу є необхідність використання великої кількості специфічних параметрів матеріалу та конструктивних особливостей конкретного ТЕ, які визначають схильність до різних видів руйнування. Крім того, залежно від чутливості чисельного розв'язку спільної задачі прогнозування напружено-деформованого та пошкодженого станів зварної конструкції за точністю вхідних даних, похибка у визначенні параметрів матеріалу може впливати на консервативність і адекватність отримуваних результатів. Насамперед такими параметрами задачі, що розглядається, є характеристики схильності матеріалу ТЕ до в'язкого та крихкого руйнування ϵ_c і S_K відповідно. Для оцінки впливу похибки у визначенні зазначених констант на результати відповідних чисельних досліджень був розглянутий характерний приклад дефектного ТЕ зі сталі Х65 з товщиною стінки $t = 20$ мм і діаметром $D = 1420$ мм.

Як приклад експлуатаційної дефектності корозійно-ерозійного типу була розглянута втрата металу напівеліптичної форми розміром $2s = 100$ мм, $\delta = 5$ мм на зовнішній стороні труби в області кільцевого монтажного шва. Слід зазначити, що з огляду на актуальні нормативні документи, які регламентують порядок аналітичної оцінки стану дефектних магістральних газо- і нафтопроводів, для характерних умов експлуатації (внутрішній тиск до 7,5 МПа та відповідні коефіцієнти запасу) такий дефект є припустимим. У якості вхідних даних для чисельного дослідження були прийняті наступні значення параметрів в'язкого руйнування: $f_0 = 0,01$; $f_i = 0,01$; $\epsilon_{c0} = 0,05$.

Як показали результати чисельних експериментів, локальні термічні цикли та відповідна їм кінетика НДС конструкції в області шва і ЗТВ призвели до зародження невеликої концентрації пор ($\sim 0,05$) уздовж лінії сплавлення. Таке пошкодження несуттєво впливає на несучу здатність конструкції, оскільки за відсутності гострих геометричних концентраторів напружень параметр жорсткості напруженого стану ТЕ під дією внутрішнього тиску не досягає істотних значень. Наявність кільцевого зварного шва викликає формування залишкового НДС в області монтажного зварювання та зміну схильності до в'язкого руйнування в результаті наявності градієнта жорсткості напружень $r_{st} = \sigma/\sigma_i$ (рис. 4.3). Слід зазначити, що жорсткість напруженого стану конструкції є одним із факторів, що визначають опірність руйнуванню в умовах розвиненого пластичного плину металу під дією зовнішнього навантаження. У такому випадку саме параметр r_{st} визначає швидкість зростання пор в'язкого руйнування, що зародилися в результаті пластичного деформування металу відповідно до закону Райса–Трейсі. При цьому найбільший вплив локальної неоднорідності поля r_{st} в області зварного шва спостерігається на перших етапах пластичного плину металу ТЕ під дією внутрішнього тиску, бо суттєвий розвиток пластичного деформування зумовлює певну гомогенізацію напруженого стану, коли превалюючими факторами зниження міцності є локальні концентратори напружень, зокрема дефекти стоншення стінки (рис. 4.3, в).

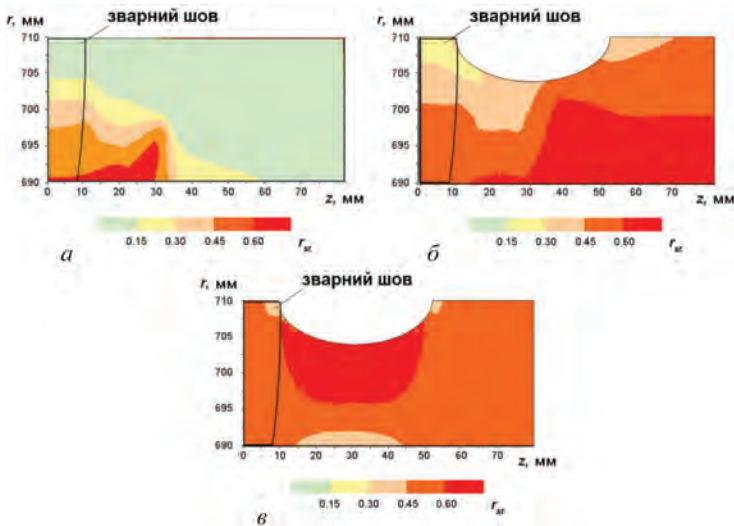


Рис. 4.3. Розподіл жорсткості напруження r_{st} у поперечному перерізі трубопроводу ($D \times t = 1420 \times 20$ мм, сталь 17Г1С-У) із зовнішнім корозійним дефектом ($2s \times 2u \times \delta = 40 \times 20 \times 5$ мм) в області кільцевого шва при внутрішньому тиску P : a — після зварювання; b — $P = 7,5$ МПа; v — при граничному тиску $P = 22,8$ МПа

Взаємне розташування зварного шва (з урахуванням локальної структурної неоднорідності металу, залишкового НДС, а також накопиченого в процесі зварювання розсіяного пошкодження) і концентратора напружень в області геометричної аномалії впливає як на особливості докритичного руйнування металу конструкції, так і на величину граничного тиску в трубопроводі. При цьому на початкових етапах навантаження конструкції внутрішнім тиском пошкодження розвивається незалежно в області максимальної глибини дефекту

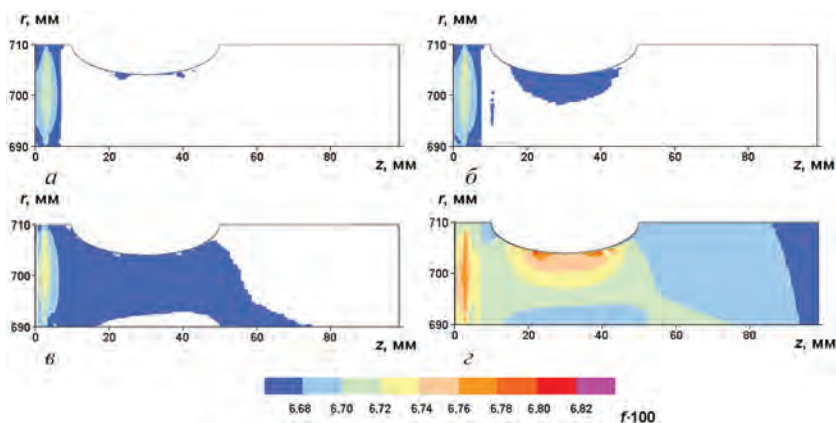


Рис. 4.4. Поле пористості в'язкого руйнування в стінці трубопровідного елемента ($D \times t = 1420 \times 20$ мм) з ізованим дефектом локального стоншення ($2s \times \delta = 40 \times 5$ мм) на різних етапах навантаження внутрішнім тиском P , МПа: a — 16,5; b — 17,0; v — 17,5; z — 20

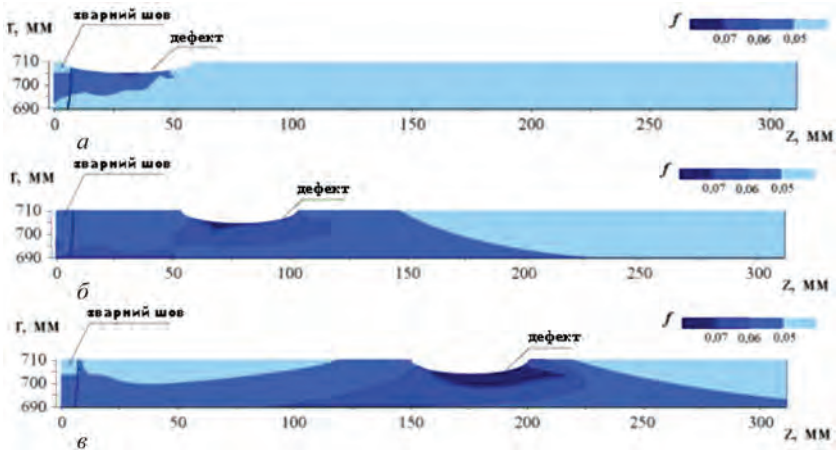


Рис. 4.5 .Розподіл об'ємної концентрації мікропор на розглянутій ділянці трубопроводу при граничному навантаженні $P_{\max}$ залежно від відстані Δl між зварним швом і дефектом стоншення стінки: а — $\Delta l = 5$ мм, $P_{\max} = 18,8$ МПа; б — $\Delta l = 50$ мм, $P_{\max} = 19,8$ МПа; в — $\Delta l = 150$ мм, $P_{\max} = 20,2$ МПа

і в ЗТВ шва (рис. 4.4), тоді як розвиток пластичного деформування призводить до формування загального поля пластичних деформацій. Характерною особливістю граничного стану конструкції є виражена взаємодія між двома видами розглянутих неоднорідностей, яка вирізняється об'єднанням полів мікропошкодження.

Слід зазначити, що чим більша відстань між зварним швом і поверхневою локальною втратою металу Δl , тим більший силовий вплив необхідний для формування високих локальних напружень і великого об'єму пошкодження металу між ними, де при подальшому збільшенні навантаження зароджується макроруйнування (рис. 4.5). Як видно з наведених даних, близьке розташування допустимого дефекту стоншення до зварного монтажного шва може знизити несучу здатність трубопроводу до 10 %. При цьому дана діаграма обмежена консервативним значенням мінімальної припустимої відстані між дефектом і зварним швом $L_{msd} = 1,8\sqrt{Dt_{\min}} \approx 220$ мм, прописаним нормативними вимогами.

4.4. ІМОВІРНІСНІ МЕТОДИ АНАЛІЗУ СТАНУ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ ІЗ УРАХУВАННЯМ НАБУТОЇ ДЕФЕКТНОСТІ ТА СКЛАДНОГО НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ

Оцінка безпеки експлуатації та залишкового ресурсу відповідальних конструкцій базується на застосуванні критеріїв граничного стану, що дозволяють визначити допустимість їхньої подальшої роботи з урахуванням зовнішніх силових і корозійних впливів, а також деградації властивостей матеріалу. Залежно від повноти даних про фактичний стан елемента конструкції та необхідного рівня консервативності можуть застосовуватися

як детерміновані, так і ймовірнісні підходи аналізу. Найпоширенішими залишаються детерміновані критерії, які забезпечують гарантоване підтвердження роботоздатності конструкцій з урахуванням виявлених під час діагностики дефектів. Водночас параметри, що вирізняють стан конструкції та умови її експлуатації, мають природний розкид значень, обумовлений похибками вимірювань, неоднорідністю матеріалу та геометричними допусками. Для уникнення помилок у детермінованих розрахунках зазвичай використовують найнесприятливіші комбінації факторів або вводять коефіцієнти запасу, що підвищує консервативність оцінки. Альтернативою є ймовірнісний аналіз, який дозволяє формалізовано враховувати невизначеності вхідних даних і їхній вплив на ризик руйнування конструкції. Сучасні обчислювальні можливості дають змогу реалізувати такий підхід шляхом моделювання великої кількості можливих станів дефектної конструкції, зокрема за допомогою методу Монте-Карло. Ймовірнісний характер руйнування також зумовлений реальними особливостями мікро- та макроструктури матеріалів, які не можуть бути повністю враховані при використанні лише макроскопічних характеристик напружено-деформованого стану. Це обмежує можливості прогнозування зародження мікронесуцільностей і вимагає застосування статистичних методів опису пошкоджуваності.

Рациональним є ймовірнісне описання стану конструкцій на основі статистичної інтерпретації їхнього напружено-деформованого стану, отриманого в результаті скінченно-елементного аналізу. Зокрема для трубопроводів і посудин, що працюють під тиском, за відсутності гострих концентраторів напружень імовірність руйнування може бути визначена в рамках моделі «слабкої ланки» із застосуванням статистики Вейбулла, коли інтегрується поле головних напружень по об'єму конструкції [4.12]:

$$p_i = 1 - \exp \left[- \left(\frac{\sigma_i - A_\sigma}{B_\sigma} \right)^{\eta_\sigma} \right], (\sigma_i > A_\sigma), \quad (4.26)$$

де σ_i — головні напруження в конкретному СЕ; A_σ , B_σ , η_σ — параметри Вейбулла.

Інтегрування поля напружень по характерній площі найбільш слабкого поперечного перерізу S дозволяє оцінити інтегральну ймовірність руйнування конструкції:

$$p = 1 - \exp \left[- \int_S \left(\frac{\sigma_i - A_\sigma}{B_\sigma} \right)^{\eta_\sigma} \frac{dS}{S_0} \right], (\sigma_i > A_\sigma), \quad (4.27)$$

де S_0 — константа матеріалу, що вирізняє просторовий масштаб переходу мікропошкодження в макродефект.

Точність кількісної імовірнісної оцінки згідно з (4.26)–(4.27) залежить від адекватності використовуваних значень параметрів Вейбулла у конкретній задачі. Визначення величин A_σ , B_σ , η_σ може ґрунтуватися або на серії експериментальних досліджень руйнування конструкції (із використанням ідентичних матеріалів та аналогічної системи навантажень) і наступному статистичному аналізу отриманих результатів, або на дослідженнях граничного стану конструкції з урахуванням результатів діагностики. Другий підхід є менш трудомістким, але більш консервативним з погляду застосування чисельних методів аналізу напружено-деформованого та граничного станів дефектної конструкції з урахуванням розвитку пошкодження різної природи. Для спрощення проведення досліджень можна прийняти низку припущень. Так, коефіцієнт A_σ вирізняє можливість руйнування СЕ при відносно низьких напруженнях. Для зниження трудомісткості чисельного дослідження в даній роботі передбачається, що ймовірнісний характер руйнування проявляється при напруженнях, що перевищують напруження пластичного плину σ_{flow} , і залежить від міцнісних властивостей конкретного матеріалу, а саме, $\sigma_{flow} = (\sigma_B + \sigma_T)/2$. У свою чергу, значення η_σ для описання руйнування конструкційних матеріалів приймається рівним 3...4. Як показали дослідження, вплив геометрії ізольованих геометричних аномалій у широких діапазонах варіювання на значення коефіцієнта невеликий і пов'язаний зі специфікою скінченно-елементного розбиття області дефекту. З цього можна зробити висновок, що коефіцієнт B_σ є характеристикою матеріалу для конкретного напруженого стану та масштабності задачі [4.13, 4.14].

З метою оцінки впливу міцнісних властивостей конкретної сталі ТЕ на процеси в'язкого руйнування та ймовірність аварійної ситуації був проведений аналогічний комплексний граничний аналіз для трубопроводу $D \times t = 800 \times 39$ мм зі сталі Х60 ($\sigma_T = 490$ МПа, $\sigma_B = 560$ МПа) з одиночними ізольованими стоншеннями стінки різних розмірів. Як показали результати дослідження, зі зміною типу сталі в рамках сортаменту труб для МТ схильність до руйнування змінюється суттєво, що математично вирізняється зміною параметра Вейбулла B_σ від значення 1580 МПа для сталі Х80 до 1215 МПа для Х60. Для ілюстрації додаткового впливу конструкційних особливостей на значення параметрів Вейбулла був розглянутий приклад трубопроводу діаметром 1420 мм із товщиною стінки 25 мм зі сталі Х60 з різними дефектами стоншення на зовнішній поверхні труби. Результати граничного аналізу для різних значень внутрішнього тиску підтвердили невеликий розкид параметра B_σ у межах репрезентативної вибірки за дефектами, їхнє значення несуттєво менше ($B_\sigma = 1200$ МПа), ніж для випадку трубопроводу з більшою товщиною стінки, який був розглянутий вище. Таким же чином були визначені коефіцієнти B_σ для труб класу міцності Х70 ($\sigma_T = 490$ МПа, $\sigma_B = 560$ МПа). Порівняльну

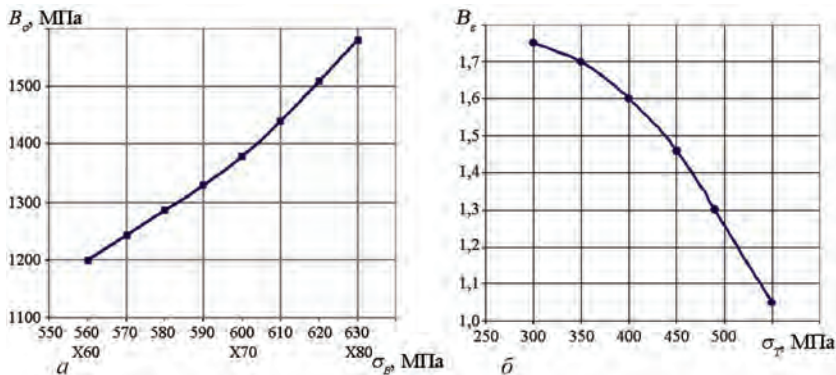


Рис. 4.6. Залежність консервативного значення параметра Вейбулла B_σ (а) та B_ϵ (б) від границі міцності (класу міцності) та границі текучості сталі трубопроводу відповідно

залежність консервативного значення B_ϵ від границі міцності сталі наведено на рис. 4.6, а.

Як альтернатива викладеному вище підходу (4.26) стосовно оцінки ймовірності руйнування зварних ТЕ і посудин тиску без гострих геометричних концентраторів напружень в умовах інтенсивного пластичного деформування металу може розглядатися інтегрування по полю інтенсивності пластичних деформацій ϵ_i^p , тобто [4.11]:

$$p = 1 - \exp \left[- \int_s \left(\frac{\epsilon_i - A_\epsilon}{B_\epsilon} \right)^{\eta_\epsilon} \frac{dS}{S_0} \right], \quad (4.28)$$

де A_ϵ , B_ϵ , η_ϵ — параметри Вейбулла.

Передбачалося, що для конструкційних матеріалів ненульова ймовірність руйнування з'являється на початку макроскопічного пластичного деформування, тобто $A_\epsilon \approx 0,887\sigma_T/E$, якщо це значення порівняно з інтенсивністю пластичної деформації при граничному стані є незначним. У свою чергу, значення η_ϵ для опису схильності до руйнування вважається 3...4, що відповідає значенню $\eta_\epsilon = \sim 5$. Відповідно метою аналізу полів деформацій у дефектній трубі під граничним тиском є визначення параметрів B_ϵ розподілів Вейбулла (4.28) залежно від властивостей матеріалу труби.

Зокрема для труб із типових сталей було проведено низку чисельних досліджень граничного стану в залежності від властивостей матеріалу та розміру напівеліптичного поверхневого дефекту (вхідні дані розрахунків наступні: $D \times t = 1420 \times 20$ мм; $E = 210$ ГПа; $\nu = 0,3$; $\sigma_T = 300 \dots 600$ МПа; $f_0 = 0,01$; $S_K = 1000$ МПа; $\epsilon_c = 0,01$). Розв'язання оберненої задачі показало, що залежність консервативних значень параметрів Вейбулла B_ϵ від границі текучості σ_T трубної сталі є квазілінійною (рис. 4.6, б) і незначно залежить від розміру де-

фекту (діапазон розглянутих розмірів дефектів $\delta = 3 \dots 17$ мм, $2s = 20 \dots 200$ мм, $2u = 20 \dots 200$ мм).

Практичний інтерес представляє порівняння результатів розрахунків у рамках наведеної чисельної методики з оцінкою граничного стану кородованого трубопроводу, порядок якої регламентується нормативними документами. Так, норвезький стандарт DNV-RP-F101 (1999 р.) пропонує критеріальне співвідношення розмірів корозійно-ерозійного пошкодження ТЕ з величиною граничного тиску. В Україні для аналізу допустимості характерних дефектів МТ використовується нормативний документ ДСТУ-Н Б В.2.3-21:2008. В основі вимог даного стандарту лежить оцінка залишкового коефіцієнта запасу міцності n конструкції з конкретним дефектом на основі паспортних даних конкретної ділянки трубопроводу і/або фактичних досліджень умов і режимів його експлуатації.

На рис. 4.7 наведено порівняння результатів імовірнісного аналізу стану елемента магістрального трубопроводу ($D \times t = 1420 \times 20$ мм, сталь Х65) з ізольованим дефектом корозійної втрати металу різної глибини a ($2s \times 2u = 100 \times 50$ мм) з вимогами стандартів DNV-RP-F101 і ДСТУ-Н Б В.2.3-21:2008. Як видно із наведених даних, є висока відповідність між кривою $P_{0,002}$ (стан конструкції за вказаною системою навантажень відповідає ймовірності руйнування $p = 0,002$) та граничною кривою, розрахованою відповідно до методик DNV-RP-F101. При цьому крива граничного навантаження $P_{\max}$ суттєво відрізняється формою та діапазоном значень тиску. Відповідно до ДСТУ-Н Б В.2.3-21:2008 крива $P_{0,002}$ достатньо точно описує стан дефектного трубопроводу з дефектом стоншення у випадку, якщо він відноситься до незначних. Але слід зазначити, що інші категорії дефектів (помірний, значний, критичний) знаходяться у діапазоні $P_{0,002} - P_{\max}$. Це означає, що кожна з категорій відповідає своєму значенню ймовірності руйнування, яке корегує з відповідним ступенем консервативності вимог ДСТУ-Н Б В.2.3-21:2008. Значна невідповідність між розробленою чисельною методикою та ДСТУ-Н Б В.2.3-21:2008 спостерігається при суттєвих значеннях глибини дефекту δ (більших за половину товщини стінки трубопроводу), при яких чисельна оцінка показує менш консервативні результати. Це пояснюється тим, що при розробці вимог стандарту враховувався перехід від в'язкого до крихкого руйнування при розрахунку коефіцієнтів інтенсивності напружень в області дефекту, і, судячи з результатів розрахунків, а також порівняння з DNV-RP-F101, умови цього переходу є консервативними та вплив крихкого механізму руйнування є не настільки важливим навіть за збільшеної концентрації напружень в області глибокого дефекту стоншення. Проте в разі необхідної відповідності між результатами скінченно-елементного розрахунку та вимогами ДСТУ-Н Б В.2.3-21:2008 застосовність розробленої методики можна обмежити глибинами дефектів не більше половини від товщини стінки трубопроводу при довжині, у п'ять разів більшій. Таким чином, у залежності від

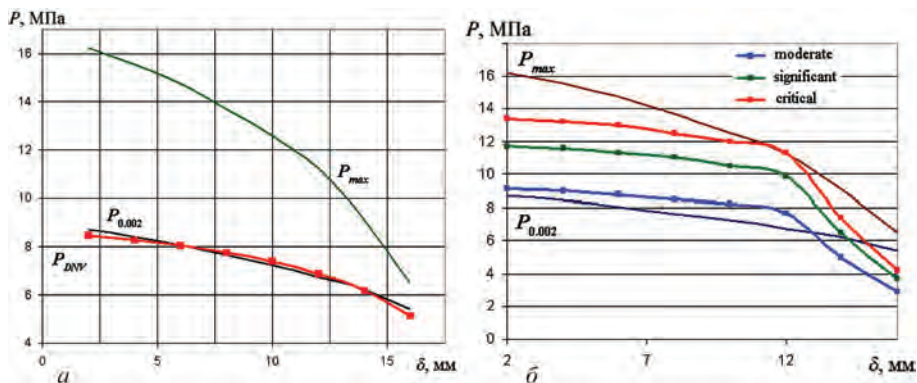


Рис. 4.7. Порівняння результатів імовірнісного аналізу стану елемента магістрального трубопроводу ($D \times t = 1420 \times 20$ мм, сталь Х65) з ізованим дефектом корозійної втрати металу різної глибини a ($2s \times 2u = 100 \times 50$ мм) з вимогами актуальних стандартів: a — DNV-RP-F101; b — ДСТУ-Н Б В.2.3-21:2008

вимог до ймовірності руйнування конкретного ТЕ (максимальної припустимої ймовірності руйнування) на основі запропонованого підходу можливою є побудова еквівімовірнісних діаграм залежності максимального припустимого тиску в трубопроводі від розмірів корозійно-ерозійних втрат металу. Приклади таких діаграм для розглянутого вище випадку магістрального трубопроводу із зовнішнім дефектом стоншення наведено на рис. 4.8. Повніше такі дані можуть бути представлені у вигляді поверхневих діаграм (рис. 4.9), що пов'язують довжину та глибину дефекту з тиском, який гарантує необхідну ймовірність аварійної ситуації.

Просторова невизначеність вхідних даних визначає розкид значень граничного внутрішнього тиску конкретного дефектного ТЕ. Для формального опису цього явища може бути використаний алгоритм, заснований на методі Монте-Карло [4.15, 4.16], у рамках якого приймається, що ймовірність руйнування трубопроводу при певному тиску P визначається частотою досягнення граничного стану в рамках репрезентативної вибірки рівноймовірних комбінацій властивостей трубопроводу:

$$p(P) = N_p / N_r,$$

де N_p — кількість випробувань, при яких конструкція досягла граничного стану при тисках, менших або рівних P ; N_r — загальна кількість випробувань у рамках репрезентативної вибірки.

Для визначення кількості рівноймовірних комбінацій вхідних даних, достатніх для формування репрезентативної вибірки, запропоновано наступний послідовний алгоритм:

1. Для відносно невеликої кількості чисельних експериментів N_0 (близько 100...200) визначається залежність $p_0(P)$.

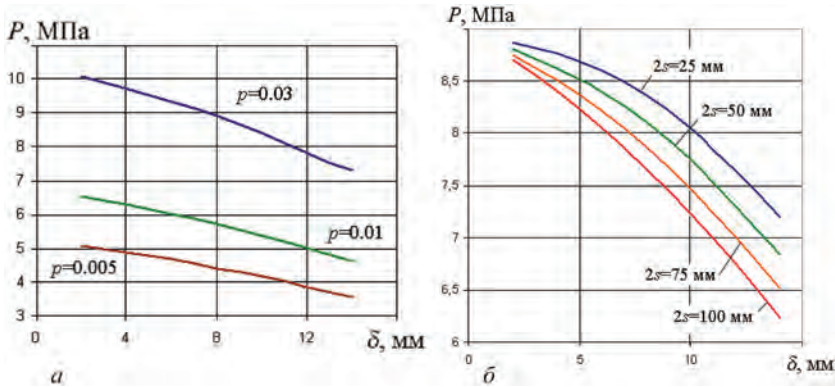


Рис. 4.8. Еквіймовірнісні криві допустимості дефекту локального стоншення стінки ТЕ ($D \times t = 1420 \times 20$ мм, сталь 17Г1С-У): а — у залежності від критичної величини ймовірності руйнування ($2s \times 2u = 100 \times 50$ мм); б — у залежності від довжини дефекту стоншення ($p = 0,01$, $2u = 50$ мм)

2. Наступне значення N_1 дорівнює подвоєному значенню попереднього ($N_1 = 2N_0$) і для N_1 визначається залежність $p_1(P)$.

3. Якщо середньоквадратичне відхилення p_0 від p_1 перевищує граничне значення Δ_c , реалізується наступний крок простежування, тобто $N_2 = 2N_1$, з наступним розрахунком p_2 визначається середньоквадратичне відхилення p_1 від p_2 .

4. Якщо на деякому кроці k відхилення p_{k-1} від p_k стає менше, ніж Δ_c , робиться висновок, що число випробувань N_{k-1} достатньо для репрезентативної вибірки ($N_{k-1} = N_r$) і приймається, що p_{k-1} є істинним значенням ймовірності руйнування, тобто $p_{k-1}(P) = p(P)$.

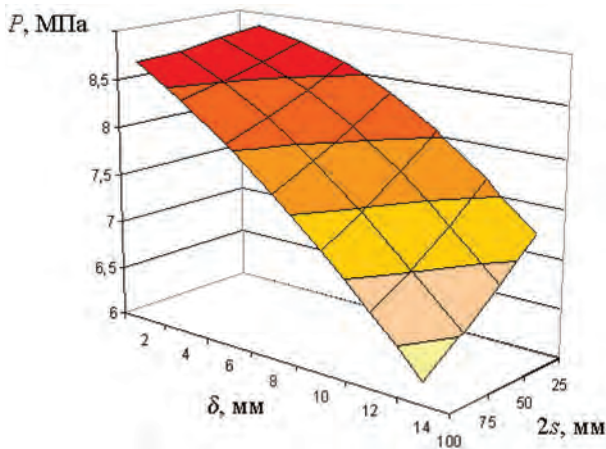


Рис. 4.9. Еквіймовірнісна поверхня допустимості дефекту локального стоншення стінки ТЕ в залежності від внутрішнього тиску P , довжини $2s$ і глибини δ дефекту стоншення ($D \times t = 1420 \times 20$ мм; сталь 17Г1С-У; $p = 0,01$; $2u = 50$ мм)

Поширеним способом опису стохастичного розподілу фізичних показників є використання статистики Вейбулла. Вибір конкретного значення розподіленої характеристики X для конкретного кінцевого елемента на кожному етапі чисельного дослідження визначається згідно з наступним виразом:

$$X_{ijk} = \left[-\ln(1 - RND) \right]^{\frac{1}{\eta_X}} (B_X - A_X) + A_X, \quad (i, j, k = r, \beta, z),$$

де A_X, B_X, η_X — коефіцієнти Вейбулла для характеристики X ; RND — довільне число з діапазону $[0; 1]$.

Як приклад застосування розробленого чисельного підходу було розглянуто сталевий ТЕ (зовнішній діаметр $D = 1420$ мм, товщина стінки $t = 20$ мм) з ізольованим дефектом локального стоншення стінки напівеліптичної форми на зовнішній поверхні труби (довжина $2s = 20$ мм, ширина $2c = 20$ мм, глибина $a = 20$ мм). Матеріал трубопроводу — трубна сталь 17Г1С-У ($E = 206$ ГПа; $\nu = 0,3$; $\sigma_T = 365 \dots 490$ МПа; $S_K = 800 \dots 1000$ МПа). Як критерій зародження пор в'язкого руйнування прийнятий деформаційний підхід, що передбачає, що в спочатку непошкодженому металі конструкції зароджується рівномірно розподілена несутільність певної концентрації f_0 у разі, якщо інтегральна інтенсивність пластичних деформацій перевищує деяке критичне значення ε_c . Значення цих характеристик матеріалу трубопроводу прийняті такими: $f_0 = 0,001 \dots 0,010$, $c = 0,001 \dots 0,050$.

Виходячи з наведених діапазонів розподілу вхідних даних, приймалося, що наступні характеристики матеріалу мають природний розкид значень: σ_T ($A_\sigma = 365$ МПа, $B_\sigma = 450$ МПа, $\eta_\sigma = 4$), f_0 ($A_f = 0,001$, $B_f = 0,0052$, $\eta_f = 2$), S_K ($A_S =$

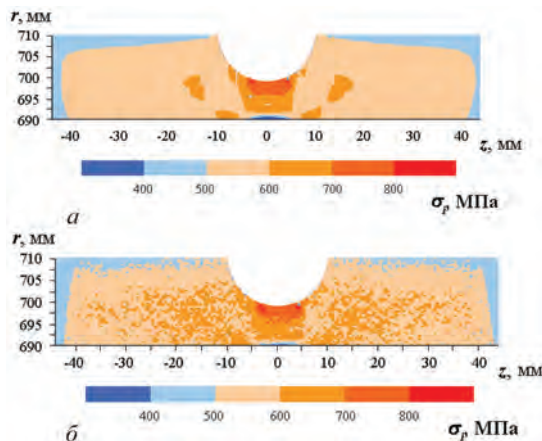


Рис. 4.10. Приклади розподілу еквівалентних напружень у трубопроводі ($D \times t = 1420 \times 20$ мм, сталь 17Г1С-У) із зовнішнім корозійним дефектом ($2s \times 2c \times a = 20 \times 20 \times 10$ мм) при граничному внутрішньому тиску 14,0 МПа: a — скінченно-елементний розрахунок; b — розрахунок згідно з алгоритмом Монте-Карло

800 МПа, $B_s = 937$ МПа, $\eta_s = 4$). Як показали результати розрахунків, залежність $p(P)$ сходиться до справжнього значення в рамках репрезентативної вибірки досить швидко: якщо на початкових етапах ($N_0 = 100$, $N_1 = 200$) середньоквадратичне відхилення може досягати 40 %, то при кількості чисельних експериментів 800 не перевищує 1 %.

Слід зазначити, що напружено-деформований стан ТЕ з дефектом локального стоншення, розрахований згідно з класичними припущеннями про однорідність матеріалу (рис. 4.10, а), у порівнянні зі стохастично розподіленими властивостями матеріалу згідно з методом Монте-Карло (рис. 4.10, б), має подібні максимальні значення напружень. При цьому локальні градієнти напружень у другому випадку суттєво вищі, що пояснюється відповідними просторовими розподілами властивостей, насамперед границі текучості. Оскільки в'язке руйнування та відповідний йому граничний стан конструкції мають локальний характер, то врахування просторової невизначеності властивостей має відчутний вплив на оцінку величини граничного тиску P_r .

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4

1. Набули подальшого розвитку комплексні методи прогнозування кінетики фізико-механічних процесів при зварюванні та експлуатації типових зварних ТЕ, що враховують докритичне та критичне руйнування металу за в'язким механізмом. Зокрема запропоновано взаємопов'язані моделі розвитку полів температур, напружень, деформацій і розподіленої пористості в'язкого руйнування, що з відповідними критеріями зародження несущільностей та їхнього розвитку складають повну систему фізичних моделей стану типових зварних конструкцій, схильних до в'язкого руйнування.

2. Запропоновано чисельний критерій граничного стану зварних конструкцій в умовах статичного та змінного статичного навантаження, що враховує різні можливі механізми макроруйнування, а саме: граничну деформаційну здатність матеріалу, закритичний розвиток пористості в'язкого руйнування та мікровідкол. Показано застосовність розроблених методик для розв'язання характерних задач визначення граничного стану та роботоздатності зварних трубопровідних елементів і посудин тиску з виявленими тривимірними дефектами несущільності металу, таких як корозійно-ерозійні втрати металу та пори. Доведено задовільну точність визначення тиску руйнування в дефектних ТЕ (на рівні 10 %).

3. На основі чисельного дослідження граничного стану елемента МТ із поверхневою напівеліптичною втратою металу на периферії окружного шва показано, що взаємодія цих двох аномалій конструкції полягає у формуванні загальної області докритичного руйнування. Це явище визначає настання граничного стану трубопроводу, бо є однією з умов формування макроскопічного дефекту та макроскопічного порушення цілісності труби.

4. Розроблено комплекс чисельних методик імовірнісного аналізу стану зварних ТЕ з дефектами локальної втрати металу. Залежно від задач дослідження запропоновано різні методи оцінки ймовірності, а саме: інтегрування поля головних напружень за допомогою трипараметричної статистики Вейбулла (для аналізу стану зварних конструкцій із тривимірними дефектами в умовах відносно невеликого зовнішнього навантаження); інтегрування поля інтенсивності пластичних деформацій за допомогою двопараметричної статистики Вейбулла (для аналізу схильності ТЕ до руйнування в умовах високотемпературної експлуатації, а також при навантаженнях, близьких до граничних); розв'язання задач допустимості стану за методом Монте-Карло в рамках репрезентативної вибірки рівноймовірнісних параметрів конструкції (для урахування природного розкиду даних про стан конструкції, обумовлений, зокрема, інструментальною похибкою вимірювань).

5. Показано, що параметри розподілу Вейбулла, у рамках якого проводиться інтегрування полів головних напружень (пластичних деформацій) при визначенні ймовірності руйнування ТЕ, є функціями міцнісних характеристик металу конструкції. Стосовно трубних сталей з різним класом міцності, а також алюмінієвих сплавів отримано значення коефіцієнтів Вейбулла як функції властивостей матеріалу.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ ДО РОЗДІЛУ 4

- 4.1. Velikoivanenko, E.A., Milenin, A.S., Popov, A.V. et al. (2019) Methods of numerical forecasting of the working performance of welded structures on computers of hybrid architecture. *Cybernetics and Systems Analysis*, 55(1), 117–127. DOI: <https://doi.org/10.1007/s10559-019-00117-8>
- 4.2. Lobanov, L.V., Makhnenko, O.V., Milenin, O.S., et al. (2025) Computer software for modeling a circumferential welded joint. *The Paton Welding J.*, 8, 55–67. DOI: <https://doi.org/10.37434/tpwj2025.08.06>
- 4.3. Velikoivanenko, E.A., Milenin, A.S., Popov, A.V. et al. (2014) Methods and technologies of parallel computing for mathematical modeling of stress-strain state of constructions taking into account ductile fracture. *J. of Automation and Information Sciences*, 46(11), 23–35. DOI: <https://doi.org/10.1615/JAutomatInfScien.v46.i11.30>
- 4.4. Міленін О.С., Великоіваненко О.А., Розинка Г.П., Півторак Н.І. (2013) Чисельний аналіз розвитку в'язкого руйнування ділянок магістральних трубопроводів з типовими дефектами. *Вісник Тернопільського національного технічного університету*, 3, 229–236. https://elartu.tntu.edu.ua/bitstream/123456789/2879/2/TNTUB_2013_v71_No3-O_Milenin_O_Velikoivanenko_G_Rozynka-Numerical_analysis_of_ductile__229.pdf
- 4.5. Великоиваненко Е.А., Миленин А.С., Розынка Г.Ф., Пивторак Н.И. (2016) Моделирование процессов зарождения и развития докритической поврежденности металла сварных трубопроводных элементов при малоцикловом нагружении. *Техническая диагностика и неразрушающий контроль*, 4, 14–20. DOI: <https://doi.org/10.15407/tdnk2016.04.03>
- 4.6. Milenin, O. (2017) Numerical prediction of the current and limiting states of pipelines with detected flaws of corrosion wall thinning. *J. of Hydrocarbon Power Engineering*, 4(1), 26–37. <https://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/6387>

- 4.7. Миленин А.С., Великоиваненко Е.А., Розынка Г.Ф. и др. (2018) Высокопроизводительные методы численных исследований для решения задач экспертизы работоспособности дефектных конструкций. *Техническая диагностика и неразрушающий контроль*, **1**, 27–33. <https://patonpublishinghouse.com/tdnk/pdf/2018/pdfarticles/01/5.pdf>
- 4.8. Velikoivanenko, E., Rozynka, G., Milenin, A., Pivtorak, N. (2013) Modelling of processes of nucleation and development of ductile fracture pores in welded structures. *The Paton Welding J.*, **9**, 24–29. <https://patonpublishinghouse.com/tpwj/pdf/2013/pdfarticles/09/5.pdf>
- 4.9. Міленін О. (2011) Імовірнісний аналіз стану магістральних трубопроводів із виявленими дефектами та ресурс їх експлуатації після ремонту під тиском. *Вісник Тернопільського національного технічного університету. Спеціальний випуск. Ч. 1*, 73–81. <https://elartu.tntu.edu.ua/handle/123456789/1413>
- 4.10. Міленін О.С., Великоиваненко О.А., Розинка Г.П., Півторак Н.І. (2020) Чисельна методологія прогнозування надійності та залишкового ресурсу зварних трубопровідних елементів із корозійно-ерозійними дефектами. *Автоматичне зварювання*, **9**, 11–21. DOI: <https://doi.org/10.37434/as2020.09.01>
- 4.11. Milenin, A., Velikoivanenko, E., Rozynka, G., Pivtorak, N. (2019) Probabilistic procedure for numerical assessment of corroded pipeline strength and operability. *Inter. J. of Pressure Vessels and Piping*, **171C**, 60–68. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2019.02.003>
- 4.12. Milenin, A., Velikoivanenko, E., Rozynka, G., Pivtorak, N. (2019) Probabilistic assessment of the state of welded pipeline elements and pressure vessels with detected corrosion-erosion defects. *Structural Integrity*, **5**, 178–183. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-319-91989-8_40
- 4.13. Великоиваненко Е.А., Розынка Г.Ф., Миленин А.С., Пивторак Н.И. (2014) Вероятностная оценка состояния трубопроводных элементов с обнаруженными дефектами утонения. *Техническая диагностика и неразрушающий контроль*, **2**, 12–18. <https://patonpublishinghouse.com/tdnk/pdf/2014/pdfarticles/02/3.pdf>
- 4.14. Milenin, A. (2018) Numerical methods for determining the probability of failure of pipeline elements and pressure vessels under operating load. *Металургійна та гірничнорудна промисловість*, **7**, 28–35.
- 4.15. Velikoivanenko, E.A., Milenin, A.S., Popov, A.V. et al. (2020) High-performance methods for analyzing the statistical strength of welded pipelines and pressure vessels using the Monte Carlo method. *J. of Atomation and Information Sci.*, **52(11)**, 12–27. DOI: <https://doi.org/10.1615/JAumatInfScien.v52.i11.20>
- 4.16. Milenin, O., Velikoivanenko, E., Rozynka, G., Pivtorak, N. (2019) Residual strength and reliability of corroded pipelines—Monte-Carlo approach for consideration of spatially nonuniform material properties. *Structural Integrity*, **8**, 321–326. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-21894-2_59

Розділ 5

МЕТОДИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ВІДНОВЛЕННЯ РОБОТОЗДАТНОСТІ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

Капітальний ремонт лінійної частини передбачає заміну старої та дефектної ізоляції, відновлення дефектної стінки труби або повну заміну пошкодженої ділянки магістралі, вварювання котушок. Такий ремонт виконується винятково у плановому порядку із залученням великої кількості техніки, персоналу та організацій. Одна з головних відмінностей капітального ремонту від інших типів полягає у великому об'ємі зварювальних робіт при прокладанні нових труб у нитку. Традиційними способами виконання зварювання на МГ вважаються ручний дуговий, автоматичний під флюсом (для поворотних стиків труб), автоматичний та напівавтоматичний у захисних газах (для неповоротних стиків труб).

Великі резерви у підвищенні ефективності ремонтних робіт існують у розробці прогресивних методів, які дозволяють відновлювати несучу здатність труб із різними дефектами, зокрема, ліквідувати наскрізні дефекти на діючих трубопроводах. До таких робіт можна віднести: 1. заплавлення корозійних виразок і раковин; 2. посилення лінійної частини трубопроводу з корозійними ушкодженнями бандажами чи герметичними муфтами; 3. приварювання катодних відводів; 4. локальний ремонт із застосуванням «латок-муфт»; 5. приєднання відгалужень з метою: підключення нових споживачів чи родовищ до основної магістралі; встановлення перемичок; підключення лупінгів або заміни протяжних ділянок із дефектами в умовах експлуатації; 6. ліквідацію дефектів у зварних кільцевих стиках трубопроводу дуговим зварюванням; 7. посилення кільцевих стиків із дефектами двохаровими муфтами; 8. встановлення на ділянки з корозійно-механічними пошкодженнями композитних бандажів і компаундних муфт; 9. ремонт вм'ятин і гофрів герметичними муфтами із заповненням самотвердіючим розчином міжтрубного простору; 10. вирізання ділянок труб із вм'ятинами, які заважають проходженню очисних і діагностичних внутрішньотрубних пристроїв; 11. приєднання патрубків малого діаметра комбінованим дуговим зварюванням до трубопроводу з метою встановлення контрольно-вимірювальної апаратури.

Важлива роль у виконанні ремонтно-відновлювальних робіт і реконструкції об'єктів лінійної частини магістральних трубопроводів належить дуговим методам зварювання. Після проведення технічної діагностики та виявлення дефектів виникає питання про їхню класифікацію, а потім — про метод ремонту. Найбільше дефектів здебільшого відносять до втрат (виносу) металу. Також багато поверхневих дефектів є у зварних швах, а внутрішніх дефектів — в основному металі труби (розшарування).

На основі аналізу характеру та геометричних параметрів виявлених дефектів було запропоновано структурний підхід до розробки технологій відновлення несучої здатності лінійної частини магістральних трубопроводів під тиском із застосуванням дугового зварювання. Методи ремонту були згруповані за видами дефектів та цільовим призначенням. Для кожної групи методів ремонту визначаються безпечні умови виконання дугового зварювання на трубопроводі під тиском з урахуванням робочих параметрів та фізико-хімічних особливостей внутрішнього середовища. Після чого визначаються умови забезпечення технологічної та конструктивної міцності зварних з'єднань.

Для економічних умов України вирішення зазначеної задачі вбачається в застосуванні механізованого дугового зварювання як досить простого та прогресивного способу, з одного боку, та порівняно низьковартісного — з іншого. Наявність широкого спектру сучасного зварювального обладнання та зварювальних матеріалів дозволяє, при належній підготовці, вирішити проблему якості зварних швів з одночасним пришвидшенням їх виконання.

5.1. ТЕХНОЛОГІЇ ЗВАРЮВАННЯ ПІДСИЛЮВАЛЬНИХ КОНСТРУКЦІЙ НА ДЕФЕКТНІ ДІЛЯНКИ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

На підставі проведених досліджень і випробувань технологією механізованого дугового зварювання в захисних газах регламентовано застосування порошкових газозахисних дротів діаметром 1,2 мм та самозахисних — діаметром 1,6...2,0 мм. Зварювальні матеріали повинні забезпечувати механічні властивості зварних з'єднань відповідно до наступних вимог:

- тимчасовий опір на розрив при випробуваннях на статичний розтяг повинен бути не менший за тимчасовий опір основного металу труби, який визначається технічними умовами або сертифікатами виробника труб;

- ударна в'язкість металу шва при випробуваннях на ударний вигин за Шарпі при температурі $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ визначається як середнє арифметичне за результатами випробувань не менше трьох зразків і повинна бути не менше за 34 Дж/см^2 . При цьому мінімальне значення ударної в'язкості кожного зразка повинно бути не менше за 34 Дж/см^2 ;

- кут вигину при випробуваннях на статичний вигин визначається як середнє арифметичне за результатами випробувань не менше трьох зразків і має

Таблиця 5.1. Орієнтовні режими зварювання дротом суцільного перерізу

Параметр	Прохід при заповненні розробки		
	Кореневий	Заповнюючий	Облицювальний
Швидкість подачі дроту, м/хв	3,6...3,8	4,0...4,1	3,6...3,8
Зварювальний струм, А	125...135	145...155	125...135
Напруга на дузі*, В	18,0...18,5	19,0...20,0	18,0...18,5
Виліт дроту, мм	18...23	16...20	14...16
Захисний газ	Ar (82 %) + CO ₂ (18 %), CO ₂		
Витрати газу, л/хв	20...30		

*Для вуглекислого газу CO₂ напругу на дузі необхідно підвищити на 1,5...2,0 В.

бути не менше за 120°. Мінімальне значення кута вигину кожного зразка повинно бути не менше за 120°;

- твердість металу шва (МШ) і зони термічного впливу (ЗТВ) має бути не більше за 300 HV_{10} для труб із класом міцності до K55 включно та не більше за 325 HV_{10} — для труб із класом міцності понад K55 до K60 включно.

Орієнтовні режими зварювання багат шарового стикового шва із застосуванням дротів суцільного перерізу наведені в табл. 5.1.

Приклади стикових з'єднань при відпрацюванні техніки зварювання в різних просторових положеннях на імітаційних зразках розміром 350×100×16 мм і 250×151×2 мм наведені на рис. 5.1, 5.2. Механізоване зварювання неповоротного кільцевого стикового з'єднання, виконаного газозахисними дротами ОК 15.17, ОК 15.19 і дротом суцільного перерізу Св-08Г2С, представлено на рис. 5.3. Зварювання кільцевого стикового з'єднання можна також реалізовувати за комбінованою технологією, у якій кореневий шар виконується штучним електродом, а заповнюючі та облицювальні шари шва — дротом суцільного перерізу. У такому

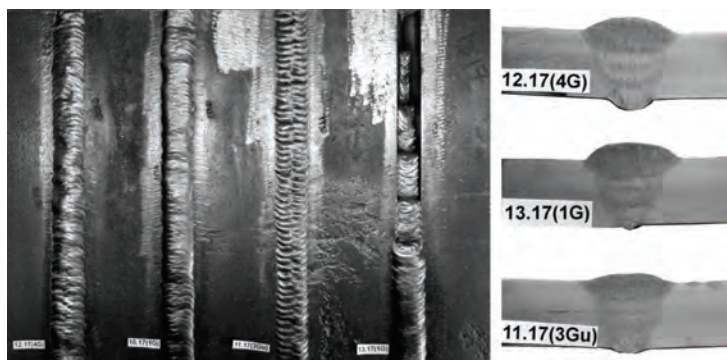


Рис. 5.1. Зразки стикових з'єднань, що зварені в стельовому (4G), нижньому (1G), вертикальному (3Gu) просторових положеннях із використанням дроту суцільного перерізу

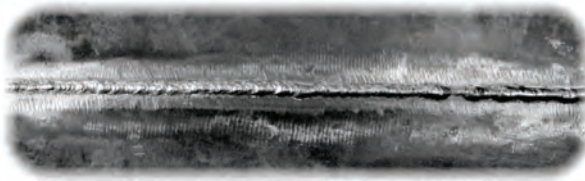


Рис. 5.2. Кореневий шов зі зворотного боку зварного стикового з'єднання, виконаного на вертикалі випадку напрямок зварювання при виконанні кореневого шару змінюється на зворотний, тобто знизу вгору. Загальна кількість шарів у стикових зварних з'єднаннях буде визначатися товщиною стінки підсилювальних конструктивних елементів, режимом зварювання, обраним зварювальним матеріалом. Зварювання кільцевого з'єднання виконується двома зварниками по секторах.

Експериментальними дослідженнями встановлено, що оптимальна величина вильоту електрода при механізованому зварюванні в захисних газах для дроту суцільного перерізу складає 15...20 мм. Віддалення зони зварювання від сопла зумовлює порушення газового захисту та виникнення пор. Тому для польових умов при зварювальних роботах слід дотримувати вильоту зварювального дроту на рівні 12...16 мм. При зварюванні кореневого шару та першого заповнюючого можна збільшити виліт до 20...23 мм при одночасному збільшенні витрат захисного газу на 15...25 %. Також для покращення видимості у зоні горіння дуги дозволяється висувати наконечник пальника із сопла на 5...6 мм. При зварюванні у вертикальному та стельовому положеннях кільцевих стиків витрати захисного газу рекомендовано збільшити на 15...25 %.

При розробці технології механізованого дугового зварювання в захисних газах підсилювальних конструктивних елементів основна увага була приділена відпрацюванню техніки зварювання стикових і нахлестково-стикових з'єднань у різних просторових положеннях. При цьому намагалися визначити такі режими зварювання, які, з одного боку, забезпечували б якісне формування багатошарових зварних швів, а з іншого — не вимагали б суттєвого корегування зміни просторового положення.

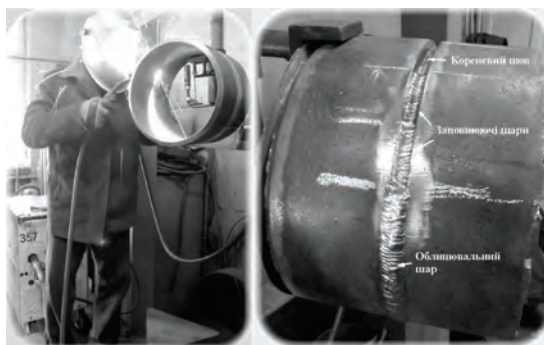


Рис. 5.3. Механізоване зварювання неповоротного кільцевого стикового з'єднання

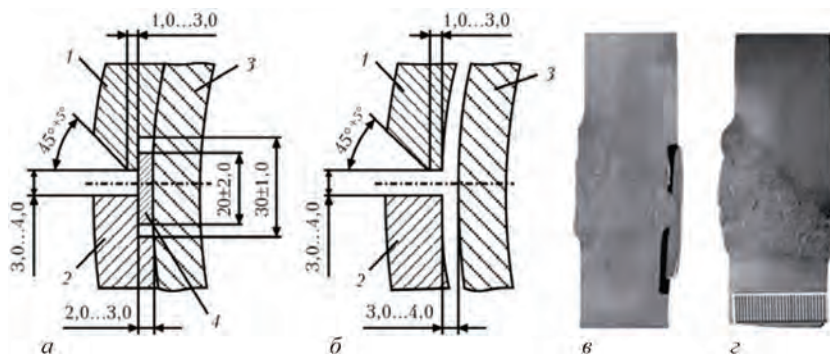


Рис. 5.4. Поздовжні стикові з'єднання конструктивних елементів, підсилювальних елементів: *а* — обробка крайок для зварювання з підкладною пластиною; *б* — обробка крайок для зварювання «на вазі»; *в* — макрошліф з'єднання з підкладною пластиною (дріт DW-A55); *г* — макрошліф з'єднання, виконаного дротом Sv-08Г2С «на вазі»; 1, 2 — стінка відповідно верхнього та нижнього підсилювального елемента; 3 — стінка газопроводу; 4 — підкладна пластина

Зварювання протяжних стикових з'єднань у горизонтальному положенні на вертикальній площині (рис. 5.4 *а, б*) виконували дротом DW-A55 та Sv-08Г2С у суміші $\text{Ar} + \text{CO}_2$. Матеріал — сегменти труби X70 діаметром 1420 мм із товщиною стінки 16 мм. Порошковий дріт використовували для варіанту зварювання з підкладною пластиною (рис. 5.4, *в*), дріт Sv-08Г2С — також для зварювання «на вазі» (рис. 5.4, *г*). Техніка зварювання передбачала накладення окремих проходів нитковими валиками з невеликими поперечними коливаннями. Кореневий прохід виконували з нахилом пальника кутом назад. Другий та всі наступні проходи виконували без поперечних коливань вузькими валиками з нахилом пальника кутом вперед, корегуючи кількість проходів у кожному шарі залежно від ширини оброблення крайок. Лицьовий шар виконували окремими проходками з невеликими поперечними коливаннями для забезпечення плавного переходу до основного металу. Режим зварювання наведені у табл. 5.2.

Технологія виконання багатошарових кільцевих нахльостково-стикових з'єднань передбачає ведення процесу зварювання в напрямку знизу вгору по секторах. При ширині обробки крайок $l \geq 15$ мм усі шари треба виконувати методом «один шар за два проходи». Це дозволяє подрібнити структуру металу шва та додатково підвищити значення його ударної в'язкості. При ширині обробки крайок $l < 15$ мм перший шар виконують методом «один шар за один прохід», а починаючи з другого шару — методом «один шар за два проходи». Облицювальний шар нахльостково-стикового з'єднання слід виконувати методом «шар за прохід» або «шар за два проходи» залежно від величини l . Загальна кількість шарів у нахльостково-стикових з'єднаннях визначається товщиною стінки конструктивних елементів, що підсилювальних елементів. Для гарантованого сплавлення крайок із трубопроводом зварювання в стельовому

Таблиця 5.2. Рекомендовані режими зварювання стикового з'єднання із застосуванням дротів DW-A55 та Св-08Г2С* (захисний газ 82 % Ar + 18 % CO₂)

Параметр	Прохід при заповненні розробки		
	Кореневий	Заповнювальний	Облицювальний
Швидкість подачі дроту, м/хв	(9,0...9,2)/ (3,6...3,8)	(9,0...9,2)/ (4,0...4,1)	(7,4...7,7)/ (3,6...3,8)
Зварювальний струм, А	(200...210)/ 125...130	(205...215)/ (145...155)	(180...190)/ (125...130)
Напруга дуги, В	(26,0...26,3)/ (18,0...18,5)	(26,5...27,0)/ (19,0...20,0)	(25,0...26,0)/ (18,0...18,5)
Виліт дроту, мм	(20...23)/ (18...23)	(16...20)/ (16...20)	(10...14)/ (10...14)
*Чисельник — для дроту DW-A55, знаменник — для дроту Св-08Г2С.			

положенні слід виконувати в положенні електрода «кутом назад». Режими зварювання наведені у табл. 5.3.

Устаткування для механізованого дугового зварювання в захисних газах повинно містити професійні джерела живлення, призначені для роботи у важких умовах. Апарати повинні мати ступінь захисту щонайменше IP23. У комплектацию повинні входити чотирироликові виносні механізми подачі дроту з водяним охолодженням, які дозволяють подавати дріт у шланги завдовжки до 6 м. Усі вимоги до обладнання, матеріалів і захисних газів викладені у розробленій технологічній документації.

Використання механізованого дугового зварювання в захисних газах із застосуванням традиційних (Св-08Г2С) і сучасних зварювальних матеріалів (DW-A55, E71T-1) дозволяє досягти вимог, що висуваються до експлуатаційних характеристик відремонтованих ділянок МГ. Підсумком проведеної роботи стала розробка нормативної документації з технології механізованого дугового зварювання у захисних газах під час ремонту МГ, погодженої з ПАТ «Укртрансгаз». За результатами лабораторно-дослідних випробувань ухвалено

Таблиця 5.3. Рекомендовані режими зварювання нахльстково-стикового з'єднання, звареного із застосуванням дротів DW-A55 та Св-08Г2С (захисний газ 82 % Ar + 18 % CO₂)

Параметр	Прохід при заповненні розробки	
	Заповнювальний	Облицювальний
Швидкість подачі дроту, м/хв	(8,0...9,1)/(4,0...4,1)	(7,4...8,0)/(3,7...3,8)
Зварювальний струм, А	(190...220)/(135...140)	(180...200)/(125...130)
Напруга на дузі, В	(26,5...27,0)/(19,5...20,5)	(26,0...26,5)/(18,0...18,5)
Виліт дроту, мм	(12...23)/(12...23)	(10...16)/(10...16)
*Чисельник — для дроту DW-A55, знаменник — для дроту Св-08Г2С.		

рішення про промислову апробацію розробленої технології на підприємствах ПАТ «Укртрансгаз» з метою її застосування у польових умовах ремонту МГ.

Особливої уваги вимагає міцність зварних з'єднань муфти з наповнювачем. Принцип використання ремонтної конструкції такого типу полягає в заповненні регулярної міжстінкової щілини між муфтою та трубопроводом рідким компаундом, що дозволяє забезпечити відповідний рівень гідростатичного тиску та знизити рівень напружень у стінці дефектної труби. Але ремонт МТ за допомогою муфт із компаундним наповнювачем має свої обмеження, які пов'язані з особливостями монтажу підсилювальної конструкції на трубі, а саме, з геометрією зварного з'єднання. При наявності технологічного кільця, що забезпечує необхідну величину проміжку між стінками, у зоні примикання утворюється тріщиноподібна щілина, тобто таке зварне з'єднання відноситься до так званих «щілинних» з'єднань, розрахунок яких виконується на основі підходів механіки руйнування тіл із тріщинами. Граничний стан для такого типу зварних з'єднань формулюється з умови, що прилегла гостра порожнина перебуває в полі напруженого стану, при якому можливе її спонтанне зростання. Для оцінки граничного стану може бути використаний апробований метод R6, заснований на двопараметричному критерії крихко-в'язкого руйнування, який співвідносить параметр чисто крихкого руйнування у вершині тріщини $K_r = K_I/K_{IC}$ з параметром чисто в'язкого руйнування для даної тріщини $L_r = \sigma_{ref}/\sigma_T$. Розрахункове визначення величин K_I і σ_{ref} для зварних з'єднань щілинного типу зручно виконувати, попередньо розрахувавши згинальний момент M_L і перерізуючу силу Q_r , які діють у зоні зварного з'єднання на одиницю його довжини (по колу), використовуючи наступні залежності [5.1]:

$$K_I = \frac{0,5369}{\sqrt{h}} \left(Q_r \cos \varphi + \frac{8M_L}{h} \right), \quad \sigma_{ref} = \sqrt{\left(\frac{4M}{h^2} + \frac{Q_r \cos \varphi}{h} \right)^2 + 3 \left(\frac{Q_r \sin \varphi}{h} \right)^2}, \quad (5.1)$$

де h — мінімальний розмір від вершини гострої порожнини у зварному шві до вільної поверхні (рис. 5.5); для розглянутого випадку їх два — h_1 і h_2 . Більш консервативним є розмір h_1 :

$$h_1 = t_M \cos \varphi = t_M (1 + \beta^2)^{-0,5}, \quad \beta = \frac{t_M + \Delta - \delta_{mk}}{a_M}. \quad (5.2)$$

З викладеного випливає, що граничний стан крихко-в'язкого руйнування (спонтанне зростання «тріщини» — гострої порожнини, пов'язаної з кільцевим зварним швом) визначається згинальним моментом M_L і перерізуючою силою Q_r , обумовленими внутрішнім тиском у трубі P і в наповнювачі P_{fill} , геометричними розмірами перерізу, тобто величинами D , t , δ_{mk} , c_M , a_M , b_M , Δ , t_M , а також відповідними характеристиками матеріалу K_{IC} , σ_T , σ_B зварного з'єднання у перерізах h_1 і h_2 .

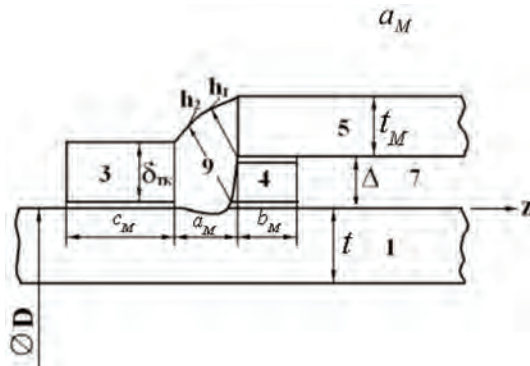


Рис. 5.5. Схема перерізу кільцевого з'єднання монтажного вузла кріплення герметичної муфти з компаундним наповнювачем до трубопроводу [5.1]

Для отримання відповідних кількісних результатів була використана чисельна методика скінченно-елементного прогнозування НДС, викладена раніше. Момент M_L і перерізуюча сила Q_r у вершині гострої порожнини обчислювалися за нормальними напруженнями σ_{zz} у перерізі, що відповідає вершині гострої порожнини, для її зростання по h_1 або по h_2 . Величина моменту M_L представляється у вигляді різниці $M_L = M_1 - M_2$, де:

- для випадку поширення тріщини по променю h_1 :

$$M_1 = \int_{-t_M/2}^{t_M/2} \sigma_{zz} \xi d\xi, \quad M_2 = \int_{\frac{t+\Delta}{2}}^{\frac{t+\Delta}{2}} \sigma_{zz} \xi d\xi; \quad (5.3)$$

- для випадку поширення тріщини по променю h_2 :

$$M_1 = \int_{\frac{t_M+\Delta}{2}}^{\frac{t_M+\Delta}{2}} \sigma_{zz} \xi d\xi, \quad M_2 = \int_{-t/2}^{t/2} \sigma_{zz} \xi d\xi. \quad (5.4)$$

Відповідні результати розрахунку для трубопроводу зі сталі Х70 при $D = 1420$ мм, $t = 20$ мм і робочому тиску $P = 7,5$ МПа наведені нижче для муфти завдовжки 1400 мм і завтовшки $t_M = 14$ мм і $\delta = 20$ мм при ремонтному тиску $P_r = 7,5$ МПа, і $t_M = 14$ мм при $P_r = 0,7P = 5,25$ МПа. Розміри технологічних кілець — δ_{mk} і c_M приймалися наступними: $\delta_{mk} = t_M$, $c_M = 140$ мм. Величина зазору Δ регулювалася додатковими кільцями розмірами по ширині $b_M = 30$ мм.

На основі значень M_L і Q_r розраховано K_I , σ_{ref} а потім при $K_{IC} = 1500$ МПа·мм^{1/2}, $\sigma_T = 440$ і 360 МПа — коефіцієнт запасу міцності n . З наведених даних видно, що зміна границі текучості від 440 до 360 МПа (сталі Х70 і Х60) при $P_r = P = 7,5$ МПа і $P_r = 0,7P$ не виявляє помітного впливу на припустимий тиск у наповнювачі $[P_{fill}]$ при коефіцієнтах безпеки $n \approx 2,0$. Помітний вплив виявляє

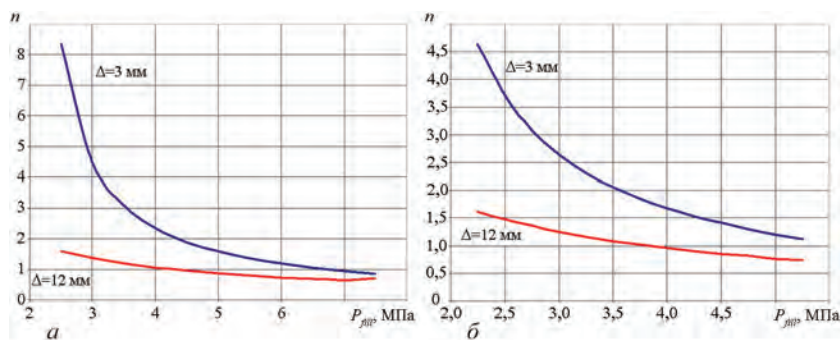


Рис. 5.6. Залежність коефіцієнта запасу міцності n зварного з'єднання герметичної муфти і трубопровідного елемента ($D \times t = 1420 \times 20$ мм, $\sigma_T = 440$ МПа) по променю h_1 залежно від тиску рідкого наповнювача P_{fill} : а — внутрішній тиск у трубопроводі $P = 7,5$ МПа; б — $P = 5,25$ МПа

величина щілини Δ : зі збільшенням Δ від 3 до 12 мм [P_{fill}] знижується від 4,3 до 2,3 МПа при $P_r = P$ і від 3,5 до 1,7 МПа при $P_r = 5,25$ МПа. Підвищення тиску P_{fill} вище зазначеного, що допускається [P_{fill}], є небажаним, тому що при цьому помітно знижується величина коефіцієнта запасу міцності (рис. 5.6).

Стосовно випадку руйнування по променю h_2 результати розрахунку підтверджують висловлене вище припущення про більш консервативний варіант руйнування по променю h_1 (рис. 5.7).

Таким чином, для розглянутого варіанта вхідних даних із отриманих результатів чисельних досліджень випливає, що при нормативних розмірах герметичної муфти та умовах заповнення міжстінкового проміжку можна рекомендувати тиск наповнювача з умови збереження цілісності кільцевих зварних швів на рівні [P_{fill}] = 4,3...4,5 МПа при $P_r = 5,25...7,5$ МПа і $\Delta = 3$ мм. Збільшення Δ до 12 мм різко знижує припустимий тиск у наповнювачі до 1,7...2,3 МПа. Оскільки для багатьох практично реалізованих випадків величина проміжку Δ перебуває в межах 3 мм, створюваний тиск P_{fill} не перевищує 4 МПа, то розгля-

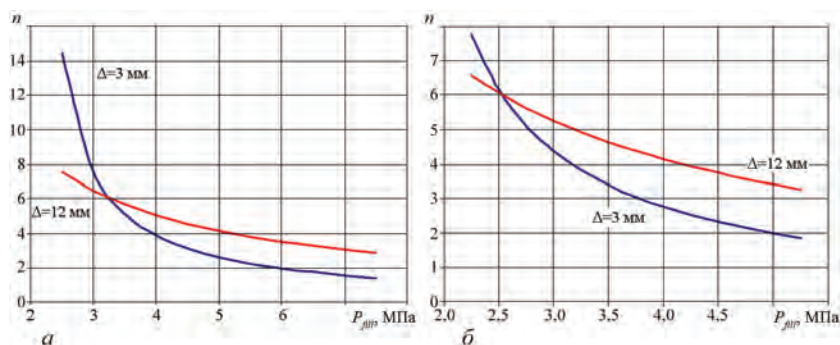


Рис. 5.7. Залежність коефіцієнта запасу міцності n зварного з'єднання герметичної муфти та трубопровідного елемента ($D \times t = 1420 \times 20$ мм, $\sigma_T = 440$ МПа) по променю h_2 залежно від тиску рідкого наповнювача P_{fill} : а — внутрішній тиск у трубопроводі $P = 7,5$ МПа; б — $P = 5,25$ МПа

нута конструкція ремонтної муфти стосовно елементів МТ $D \times t = 1420 \times 20$ мм зі сталі Х60–Х70 може забезпечити достатнє розвантаження дефектної зони в стінці трубопроводу за умови, що заданий тиск рідкого наповнювача збережеться, деякою мірою, й після його полімеризації.

5.2. ЕФЕКТИВНІСТЬ ПІДСИЛЕННЯ ДІЛЯНОК ТРУБОПРОВОДІВ ІЗ ВИЯВЛЕНИМИ ДЕФЕКТАМИ ЛОКАЛЬНОГО СТОНШЕННЯ СТІНКИ ЗА ДОПОМОГОЮ ЗВАРНИХ І КОМПОЗИЦІЙНИХ БАНДАЖІВ

Ефективність розвантаження дефектного ТЕ є багатофакторною характеристикою та містить як технологічні аспекти проведення ремонтних робіт (зокрема: ступінь прилягання підсилювальної конструкції до стінки труби, початковий контактний тиск при попередньому натягу ремонтної конструкції, тиск рідкого наповнювача тощо), так і геометричні особливості дефекту (форма, глибина, поверхня розміщення). Такі особливості стану складної конструкції, якою є контактна пара «підсилювальна конструкція–дефектна ділянка ТЕ», складно прогнозувати на основі спрощених моделей будівельної механіки, тому раціональним є застосування скінченно-елементного підходу до опису напружено-деформованого та граничного станів конструкції. Крім того, необхідно формалізувати поняття «ефективність» у контексті аналізу розрахункового поля напружень (деформацій) з позиції схильності досліджуваної ділянки трубопроводу до руйнування. Розроблені в рамках даної роботи ймовірнісні підходи аналізу неоднорідних полів напружень дозволяють сформулювати наступне кількісне визначення ефективності ремонту трубопроводу ЕРВ із виявленим тривимірним дефектом локального стоншення стінки (або зведеним до нього контрольованим шліфуванням дефектів іншого типу):

$$EPB = 1 - p_1/p_2, \quad (5.5)$$

де p_2, p_1 — ймовірність порушення цілісності трубопроводу з виявленими дефектами, до та після ремонту відповідно, за допомогою підсилювальної конструкції.

Формула (5.5) фактично дозволяє розрахувати ступінь зниження ймовірності руйнування трубопроводу в результаті ремонту, тобто якщо ймовірність руйнування конструкції була зведена до нуля, то $EPB = 1$; якщо ймовірність руйнування не змінилася, то $EPB = 0$; якщо ймовірність руйнування зросла, то ефективність є негативною. Використання такого підходу спільно з відповідними скінченно-елементними дослідженнями дозволяє виявити та кількісно оцінити вплив основних технологічних параметрів ремонту дефектних ділянок трубопроводів за допомогою підсилювальних конструкцій різного типу.

Як приклад застосування розробленої методики чисельної оцінки ефективності розвантаження ділянки ТЕ із виявленим корозійним стоншенням стінки був проведений розрахунок ймовірності руйнування МТ із внутрішнім напівеліптичним дефектом різної довжини (100...200 мм), підсиленням

бандажем при збільшенні глибини дефекту від 10 до 19 мм. Як показано на рис. 5.8, збільшення δ (що еквівалентне корозійному зростанню у процесі наступної експлуатації) веде до нелінійного збільшення ймовірності руйнування трубопроводу. При цьому встановлення бандажа у випадку дефектів невеликої довжини дозволяє суттєво знизити ймовірність руйнування аж до утворення течії, тоді як протяжні дефекти (більше ніж 200 мм) при їхньому розвитку є неприпустимо небезпечними. Кількісно це описується відповідним зниженням ефективності ремонту ЕРВ. Таким чином, величина ЕРВ є показовою характеристикою ефективності ремонту ТЕ із тривимірними дефектами локального стоншення стінки, яка дозволяє кількісно оцінювати ефективність відновлення несучої здатності дефектної конструкції залежно від технологічних параметрів ремонтно-відновлювальних робіт.

У роботі реалізовано алгоритм дворівневого аналізу стану композиційного бандажа, встановленого на трубопровід із корозійним дефектом. На першому етапі розв'язується макроскопічна задача пружно-пластичного деформування системи «металевий трубопровід–шар композиційного матеріалу» із визначенням поля переміщень і напружень. На другому етапі для кожного скінченного елемента композиційного шару виконується мезорівневий аналіз регулярної комірки, у межах якого враховується реальна структура матеріалу, зокрема взаємодія епоксидної матриці та армуючих волокон. Зв'язок між рівнями забезпечується передачею полів переміщень і ступеня пошкодження, що дозволяє послідовно враховувати накопичення дефектів і перерозподіл напружень у процесі навантаження. Граничний стан підсиленої конструкції визначається розвитком макроскопічного руйнування металу трубопроводу, яке для розглянутих дефектів реалізується за в'язким механізмом через зародження та зростання мікропор при інтенсивному пластичному деформуванні. Напружено-деформований стан металу описується пружно-пластичною моделлю з умовою текучості типу Гурсон–Твергаарда–Нідлмана, тоді як композиційний матеріал вважається лінійно-пружним з ідеальною адгезією між компонентами та металом. Руйнування окремих скінчених елементів моделюється зменшенням їхнього ефективного перерізу, що дозволяє адекватно відобразити втрату несучої здатності в процесі пошкодження.

Одним із важливих етапів розв'язання даної задачі є математичний опис усереднених властивостей композиційного матеріалу в наближенні однорідного анізотропного середовища. Слід зазначити, що наявні експериментальні дані щодо одновісного розтягу зразків із волокнистих композиційних матеріалів являють собою значення конкретних механічних характеристик матеріалу в різних напрямках стосовно розміщення волокон. Тому для безпосереднього використання таких даних, без їхньої додаткової інтерпретації у рамках даної спрощеної моделі, на кожному етапі простежування визначається переважний напрямок деформування для кожного СЕ і відповідно до нього вибираються

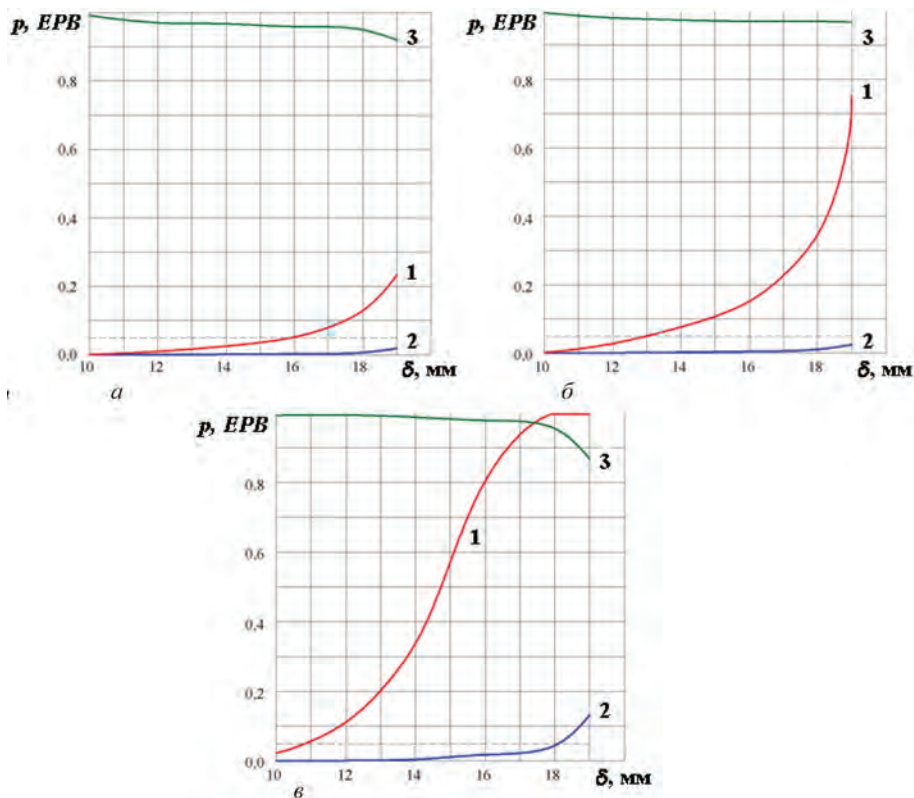


Рис. 5.8. Залежності ймовірності руйнування трубопроводу із внутрішнім напівеліптичним дефектом різної довжини (a — 100 мм; b — 150 мм; v — 200 мм) від глибини δ у випадку його корозійного зростання без ремонту (1) і з урахуванням ремонту підсилювальним бандажем (2), а також відповідна величина ефективності ремонту EPB (3)

конкретні значення пружних констант. Так, залежно від відносного об'ємного вмісту матеріалу матриці V_m і волокнистого наповнювача V_{fb} , значення модуля Юнга уздовж і поперек волокон обчислюється згідно з правилом сумішей [5.2]:

$$\begin{cases} E_T = \frac{E_f E_m}{E_m V_f + E_f (1 - V_{fb})}; \\ E_L = E_f V_{fb} + E_m (1 - V_{fb}), \end{cases} \quad (5.6)$$

де E_m, E_f — модуль Юнга матеріалу матриці та волокон відповідно; E_T, E_L — модуль Юнга умовно однорідного анізотропного композиційного матеріалу уздовж і поперек волокон відповідно.

Для визначення коефіцієнта Пуассона може бути використана залежність Уїтні–Райлі:

$$\begin{cases} v_L = \frac{v_m - [2(v_m - v_f)(1 - v_m^2)E_f V_{fb}]}{E_m(1 - V_{fb})(1 - v_f - 2v_f^2) + E_f[V_{fb}(1 - v_m - 2v_m^2) + (1 + v_m)]}; \\ v_T = v_m V_m + v_f V_{fb}, \end{cases} \quad (5.7)$$

де v_L, v_T — коефіцієнти Пуассона для напрямку уздовж і поперек волокна відповідно; v_m, v_f — коефіцієнти Пуассона матеріалу матриці та волокон відповідно.

У механіці руйнування при статичному силовому впливі на композиційний матеріал існує ряд критеріїв, заснованих на різних параметрах стану матеріалу. Зокрема заслуговує уваги критерій, що є модифікацією формули Хофмана для матеріалів при переважно розтягувальному зовнішньому зусиллі:

$$\left(\frac{\sigma_{xx}}{X_{KM}}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_{xx}}{X_{KM}}\right)\left(\frac{\sigma_{yy}}{X_{KM}}\right) + \left(\frac{\sigma_{yy}}{Y_{KM}}\right)^2 + \left(\frac{\sigma_{xy}}{S_{KM}}\right)^2 = 1, \quad (5.8)$$

де X_{KM}, Y_{KM}, S_{KM} — параметри міцності конкретного композиційного матеріалу.

Для розглянутої системи «епоксидна смола–скловолокно» значення цих параметрів наступні: $X_{KM} = 105 \text{ кгс/мм}^2$, $Y_{KM} = 2,8 \text{ кгс/мм}^2$, $S_{KM} = 5,6 \text{ кгс/мм}^2$ [5.3]. Таким чином, розроблена дворівнева методика оцінки НДС системи «трубопровід–КБ» дозволяє враховувати як зовнішній силовий вплив на систему, так і розвиток руйнування в композиційному матеріалі та в металі трубопроводу аж до настання граничного стану за критеріями крихко-в'язкого руйнування та критерієм Хофмана (5.8).

Використання наведеної методики чисельного аналізу ефективності розвантаження дефектних ділянок МТ за допомогою КБ було розглянуто в рамках наступного характерного прикладу: на трубопровід зі сталі 17Г1С-У діаметром 530 мм із товщиною стінки 11,4 мм, на зовнішній поверхні якого виявлено шість дефектів локального стоншення напівеліптичної форми завдовжки $2s = 150 \text{ мм}$ і завглибшки $\delta = 3 \dots 7 \text{ мм}$, рівномірно розподілених по колу труби, встановлено КБ зі склотканини (Е-Скло, 7 шарів) з матрицею з епоксидної смоли, товщина бандажа — $t_M = 4 \text{ мм}$. Відносна характеристика ефективності EPB для цих випадків експлуатаційного пошкодження МТ і ремонту підсиленням КБ наочніше демонструє специфіку розвантаження дефектної ділянки трубопроводу (рис. 5.9).

У міру збільшення внутрішнього тиску ефективність розвантаження поступово знижується, що відповідає накопиченню пошкодження в поперечному перерізі композиційного матеріалу, що дорівнює кількості зруйнованих на даному етапі навантаження СЕ мезорозбиття регулярних комірок бандажа, віднесену до загальної кількості елементів. Зокрема при досить високих значеннях P спостерігається стрибкоподібне зниження ефективності розвантаження, що пояснюється руйнуванням волокон та істотним зниженням несучої здат-

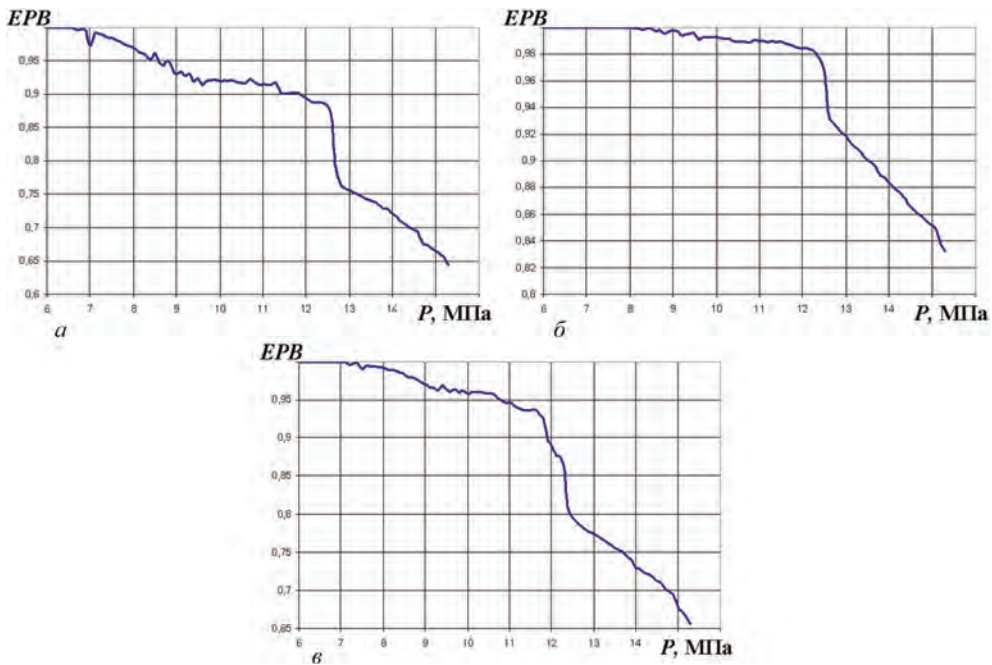


Рис. 5.9. Вплив кількості шарів склотканини N_{fg} у КБ і його товщини t_M на залежності ефективності EPB від тиску в дефектному трубопроводі P : а — $N_{fg} = 7$, $t_M = 4$ мм; б — $N_{fg} = 10$, $t_M = 4$ мм; в — $N_{fg} = 7$, $t_M = 6$ мм

ності бандажа. При цьому чим більша глибина виявлених дефектів, тим менше докритичне пошкодження передувє руйнуванню композиційного матеріалу: менша залишкова товщина стінки трубопроводу викликає велике локальне випинання в області дефекту, в результаті чого руйнування бандажа при високих внутрішніх тисках більш локалізоване. Для практичного застосування викладеної методики зручно розглядати умовний внутрішній тиск у трубопроводі P_{EPB} , який відповідає певній величині ефективності підсилення КБ. Це дозволяє оптимізувати розглянутий метод ремонту, виходячи з регламентованого діапазону експлуатаційних тисків, приписаних конкретній ділянці МТ.

5.3. СХИЛЬНІСТЬ ДО ТРИЩИНОУТВОРЕННЯ ЗВАРНИХ З'ЄДНАНЬ РЕМОНТНИХ КОНСТРУКЦІЙ НА МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДАХ

На ринку України представлений широкий спектр зварювальних матеріалів — штучні електроди, дроти суцільного перерізу та порошкові дроти, що застосовуються в різних галузях, зокрема під час будівництва та ремонту магістральних трубопроводів. Для ручного дугового зварювання в трубопровідній галузі традиційно використовують низьководневі електроди з основним покриттям, які забезпечують зварювання сталей класу міцності до К60. У механізованих

процесах, що набувають поширення під час капітальних ремонтів і спорудження нових ділянок газопроводів, застосовують дроти суцільного перерізу, порошкові дроти рутилового типу та самозахисні порошкові дроти.

Використання дротів у механізованому зварюванні забезпечує істотні технологічні переваги порівняно зі штучними електродами, зокрема підвищення продуктивності, зменшення витрат часу на очищення зони шва та зниження ризику утворення дефектів, пов'язаних із повторним підпалюванням дуги. Застосування дротів суцільного перерізу дозволяє збільшити продуктивність робіт у 1,5...2 рази, однак при зварюванні в режимі короткого замикання спостерігається підвищене розбризкування металу, що зумовлює додаткові втрати матеріалу та потребу в очищенні поверхні. З огляду на компроміс між якістю та продуктивністю, для механізованого зварювання в захисних газах доцільним є використання дроту діаметром 1,2 мм.

Чинні в Україні нормативно-технічні документи, розроблені ще у 80-х роках ХХ століття, регламентують застосування переважно дротів суцільного перерізу для зварювання сталей з границею міцності до 588 МПа, якими виконують кореневі, заповнюючі та облицювальні шари кільцевих стиків труб. Водночас порошкові дроти рутилового типу мають низку істотних переваг: зменшене розбризкування, підвищення продуктивності на 30...50 %, поліпшені пластичні властивості металу шва завдяки легуванню та стабільні технологічні характеристики в широкому діапазоні режимів. Вони забезпечують дрібнокрапельний перенос металу, задовільну сформованість і якісний зовнішній вигляд шва, а їх витрата становить близько 1,2 кг на 1 кг наплавленого металу. Незважаючи на вищу вартість, ці матеріали дозволяють ефективно виконувати заповнюючі й облицювальні шари стиків труб класу міцності до K60.

Як відомо, факторами, що обумовлюють утворення холодних тріщин у зварних з'єднаннях, є:

1. наявність у металі ЗТВ малопластичних гартівних структур типу мартенсит;
2. високий рівень напружень розтягу I та II роду;
3. високий вміст дифузійно-рухливого водню;
4. наявність концентратора напружень.

Високий рівень напружень розтягу, які утворюються біля концентраторів геометричного походження (непровар, підріз, міжшаровий зазор), навіть при незначному вмісті водню, може призвести до виникнення холодних тріщин і подальшого руйнування зварних з'єднань під час тривалого навантаження. При наявності технологічних дефектів у кореновому проході тріщини можуть утворюватися в зварних з'єднаннях із низьколегованих і низьковуглецевих сталей. При розробці технології зварювання низьколегованих конструкційних сталей насамперед виходять із умови попередження холодних тріщин. Найпростішим способом оцінюється схильність сталей до утворення холодних тріщин

непрямими методами: вуглецевим еквівалентом і максимальною твердістю в зоні термічного впливу. На основі досвіду зварювання пропонуються допустимі значення максимальної твердості металу ЗТВ і вуглецевого еквівалента основного металу, при яких холодні тріщини відсутні. Слід зазначити, що ці значення знаходяться в широких межах ($C_{\text{екв}} = 0,25 \dots 0,35$, $HV_{\text{max}} \leq 240 \dots 480$) і не дають надійних результатів для попередження утворення холодних тріщин.

Для одержання порівняльної оцінки дослідних сталей, що забезпечують необхідну стійкість проти тріщиноутворення, були проведені експерименти на пробах «Теккен» зі сталей Х70 і 09Г2С — характерних представників трубних сталей, які широко використовуються при будівництві МГ. Для отримання зварних з'єднань використовували зварювальний газозахисний дріт ОК 15.19 для сталі Х70 і самозахисний дріт Coreshield 8 — для сталі 09Г2С. Із контрольної ділянки зварного шва вирізали макрошліфи п'яти розрізів для встановлення наявності тріщини. Тріщин у контрольних швах, заварених газозахисним дротом на сталі Х70 і самозахисним дротом на сталі 09Г2С, не було виявлено.

При ремонті труб із локальними корозійними дефектами застосовуються конструкції «латка-муфта» або «латка-муфта з герметиком». Особливістю цих конструкцій є наявність кільцевого нахльостково-стикового шва, яким латка діаметром 100...120 мм по контуру зварюється з муфтою та трубою. При такому технічному рішенні в багатошаровому шві спостерігається високий рівень напружень у результаті усадки металу шва та жорсткого закріплення. У поєднанні з іншими факторами (дифузійний водень, мікроструктура) є ризик виникнення холодних тріщин. З метою визначення умов, що впливають на стійкість проти утворення холодних тріщин у нахльостково-стиковому з'єднанні «латка-муфта», проведено випробування з використанням проби «Marine». Така технологічна проба (рис. 5.10) повною мірою імітує реальний зварний шов, а при відповідному співвідношенні діаметра диска до ширини пластини в зварному з'єднанні можна створити рівень напружень, близький до границі плинності сталі. Дослідження шліфів проби, в якій не виконували попередній підігрів, показали, що накладення наступного валика після охолодження попереднього до 20 °С призвело до утворення холодної тріщини в квадранті IV (рис. 5.11, а). Проведення попереднього та супутнього підігріву до температури 160...180 °С дозволило запобігти їхній появі (рис. 5.11, б). Встановлено, що у першому випадку тріщина виникла у кореневій частині границі сплавлення із зовнішнього боку кругового шва. Зародження тріщини починається у концентратора напружень — зони переходу поверхонь накладних елементів проби в метал шва. Причиною виникнення цього дефекту слід вважати радіальне напруження від усадки металу, яке із зовнішнього боку шва вище від напружень, що діють із внутрішньої сторони. У зв'язку з цим для попередження утворення холодних тріщин у багатошарових швах доцільно застосувати підігрів перед зварюванням до 160...180 °С з дотриманням такої температури перед початком



Рис. 5.10. Зовнішній вигляд зразків після обстеження на холодні тріщини

виконання кожного наступного проходу, а також використовувати якісні зварювальні матеріали з рівнем пластичності $\delta_5 > 20\%$ при температурі $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ і які забезпечують вміст дифузійного водню в наплавленому металі не більше за $10\text{ см}^3/100\text{ г}$. Для зменшення рівня напружень додатково слід збільшити діаметр латок до 200 мм .

Іншим фактором, що суттєво впливає на ризик виникнення холодних тріщин при виконанні механізованого дугового зварювання на МГ в умовах експлуатації, є мікроструктура металу ЗТВ зварного з'єднання. Розрахунково-експериментальним шляхом отримано інформацію щодо часу перебування металу шва та ЗТВ в інтервалі температур $800\ldots 500\text{ }^{\circ}\text{C}$ при інтенсивному тепловідводі. Вона показує, що при зварюванні без попереднього підігріву швидкість охолодження становить $45\ldots 60$ і $30\ldots 40\text{ }^{\circ}\text{C/с}$ при застосуванні підігріву $150\text{ }^{\circ}\text{C}$. У зв'язку з тим, що більшість трубних марок сталей має схильність до утворення гартівних структур у зазначених умовах, були проведені дослідження щодо вивчення впливу швидкості охолодження металу на структуру металу ЗТВ сталі Х70. Дослідження виконували за допомогою дослідницького комплексу Gleebel 3800. На спеціальних зразках імітувався термічний цикл зварювання

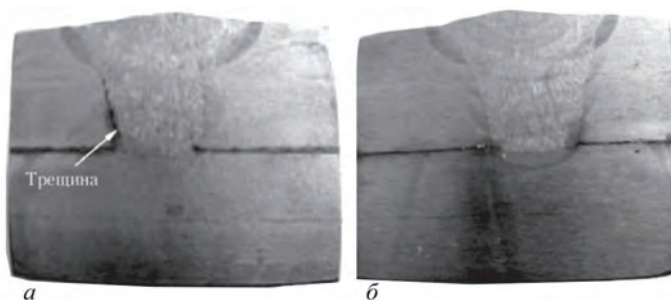


Рис. 5.11. Шліфи проби «Матіне» при механізованому зварюванні: а — без попереднього підігріву; б — із попереднім та супутнім підігрівом до $160\ldots 180\text{ }^{\circ}\text{C}$

на ділянці перегріву металу ЗТВ, в якому швидкість охолодження в інтервалі температур 800...500 °С становила 40, 50, 60 і 90 °С/с. Аналіз отриманої діаграми перетворення переохолодженого показав, що в інтервалі швидкостей охолодження 40...60 °С/с сталі Х70 кількість мартенситної фази збільшується з 8,6 до 23 %, і це значно менше за значення 50 %, при якому вважається, що сталь є схильною до утворення холодних тріщин. Підвищення швидкості охолодження до 90 °С/с, притаманного умовам мокрого зварювання під водою, збільшує кількість мартенситу в металі ЗТВ до 65...68 %, що небезпечно для роботоздатності зварного з'єднання.

Металографічні дослідження зразків показали, що для швидкостей охолодження 40...60 °С/с інтегральна твердість у металі ЗТВ знаходиться в діапазоні HV_{10} — 270...300 і це не перевищує поріг в HV_{10} — 325 для сталей з класом міцності Х70, а застосування попереднього підігріву до 150 °С позитивно впливає на морфологію мікроструктури металу ЗТВ. Як відомо, на ризик виникнення в зварних з'єднаннях холодних тріщин суттєво впливає дифузний водень, одним із джерел якого є електродний метал. Нормативно-технічна документація регламентує застосування зварювальних матеріалів, що забезпечують вміст дифузійного водню в наплавленому металі не більше за 10 см³/100 г. У зв'язку з цим для всіх зварювальних дротів були проведені дослідження визначення вмісту дифузійного водню в наплавленому металі $[H]_{\text{диф.н.м.}}$ хроматографічним методом. Перед виконанням експериментальних робіт для видалення вологи порошкові дроти просувалися в печі при температурі 200...250 °С протягом не менше 3 год. Середній вміст $[H]_{\text{диф.н.м.}}$ у наплавленому металі кожної марки дроту наступний: для Св-08Г2С — 3,4...3,6; DW-50 — 12,0...13,2; DW-A55 — 7,6...8,5; Е71Т-1 — 9,7...10,0; ППС-ТМВ7 — 10,1...11,8 см³/100 г. Видно, що найменший вміст дифузійного водню в наплавленому металі спостерігається при застосуванні звичайного дроту суцільного перерізу Св-08Г2С, і це відповідає зварювальним матеріалам, які забезпечують його дуже низький рівень — до 5 см³/100 г. Порошкові дроти DW-A55 і Е71Т-1 відповідають зварювальним матеріалам, які забезпечують низький рівень дифузійного водню — до 10 см³/100 г. Ще два дроти (DW-50, ППС-ТМВ7) перевищують допустимий поріг у 10 см³/100 г і не можуть бути в даний час рекомендовані до застосування в умовах ремонту МГ.

Здатність зварних з'єднань без руйнування (утворення холодних тріщин) витримувати термомеханічну дію під час дугового зварювання штучними електродами оцінювали на зразках трубних сталей типових марок 17Г1С та Х60, які широко застосовувалися у будівництві МГ у 80-ті роки минулого століття. Це дозволило найбільш наближено імітувати реальні зварні з'єднання ремонтних конструкцій. Так, для поздовжніх стиків муфт (рис. 5.12, а, б) це була технологічна проба Теккена; для нахльстково-стиківих з'єднань конструктивних елементів із трубопроводом (рис. 5.12, в) — проба Імплант; для з'єднань па-

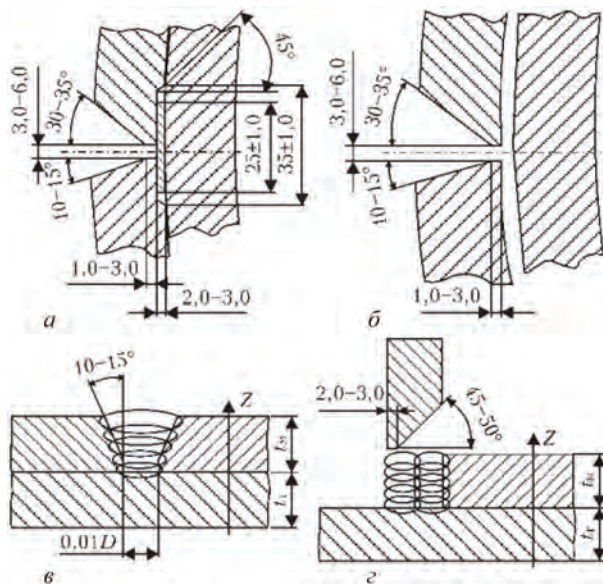


Рис. 5.12. Типові зварні з'єднання в ремонтних конструкціях, що встановлюються на МГ в умовах експлуатації: а, б — поздовжній стик муфти; в — нахльстково-стикове з'єднання; г — з'єднання патрубків-муфта

трубок-муфта (рис. 5.12, г) — проба «вікно»; для ремонтної конструкції «латка-муфта» — кругова проба.

Для порівняльного аналізу сталей з урахуванням умов попереднього підігріву, що забезпечують необхідну стійкість до тріщиноутворення, були проведені експерименти на пробах Теккена із пластин завтовшки 16 мм. Зварювання контрольної ділянки з'єднання виконували електродами з основним типом покриття УОНИ-13/55 діаметром 3 мм і електродами з целюлозним покриттям Lincoln Electric ShieldArc 65 діаметром 3,2 мм при вихідній температурі основного металу 20, 50, 100, 150 і 200 °С.

Результати дослідження впливу зазору між елементами конструкції і погонної енергії зварювання q на схильність до утворення холодних тріщин наведено на рис. 5.13, а. Встановлено, що тріщина зароджується у концентратора напружень — у місці переходу наплавленого металу до основного (рис. 5.13, б), і саме в зонах концентрації напружень розтягу різко підвищується вміст дифузійного водню, що сприяє зародженню холодних тріщин. З рис. 5.13 ясно, що зі збільшенням зазору в обробці та, відповідно, з підвищенням тепловкладення при виконанні кореневого проходу кількість тріщин зменшується. При $a > 8$ мм у зварних з'єднаннях сталі Х60 тріщини практично не утворюються. Для виключення ймовірності утворення холодних тріщин у металі шва кругової проби зі сталі 17Г1С достатньо $a > 6$ мм. Причому коефіцієнт форми шва $K_{\text{ш}}$ при максимальному тріщиноутворенні близький до одиниці, а за відсутності тріщин $K_{\text{ш}} \sim 4$. Як

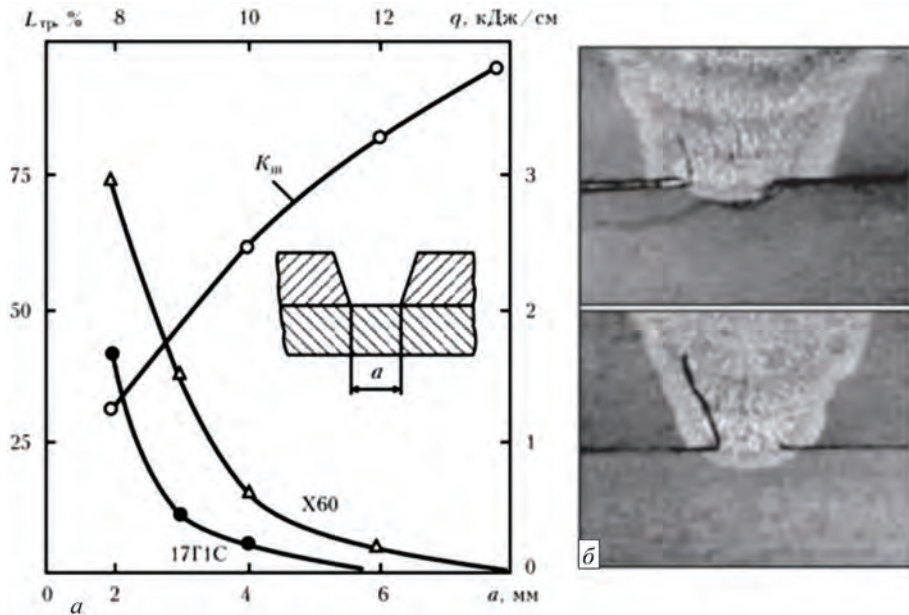


Рис. 5.13. Умови тріщиноутворення в круговій пробі (а) та область зародження тріщини (б)

відомо, опір швів утворенню холодних тріщин залежить також від структури їхнього металу, яка взаємопов'язана з коефіцієнтом форми шва.

Оцінку стійкості зварних з'єднань низьколегованих сталей до утворення холодних тріщин виконували методом Імплант. Експерименти проводили для двох варіантів. У першому випадку зразки вирізали з пластин сталей 17Г1С і Х60 вздовж прокатки з метою дослідження впливу структурного фактора, дифузійно-рухомого водню та техніки зварювання на критичні напруження при уповільненому руйнуванні зварних зразків. У другому випадку зразки Імплант вирізали з таврових з'єднань (рис. 5.14) усіх досліджуваних сталей для вивчення впливу дифузійного водню та шкідливих домішок (сірки) на схильність до утворення холодних тріщин при дії напружень у напрямку, перпендикулярному текстурі металу.

Встановлено, що в з'єднаннях, зварених електродами Shield-Arc 65, вміст дифузійно-рухомого водню $[H]_{\text{диф}} = 19 \dots 24 \text{ см}^3/100 \text{ г}$. У свою чергу, електроди УОНІ 13/55 після прожарювання при $380 \dots 400^\circ \text{C}$ забезпечують рівень $5,0 \dots 7,4 \text{ см}^3/100 \text{ г}$, а без прокалювання (після витримки на повітрі з відносною вологістю 90 % більше 3-х діб) зазначене значне підвищення вмісту водню в наплавленому металі до $[H]_{\text{диф}} = 12 \dots 16 \text{ см}^3/100 \text{ г}$.

За результатами випробувань зварних зразків Імплант, вирізаних із досліджуваних сталей уздовж прокатки, побудовано графічні залежності (рис. 5.15, а), які підтвердили перебіг уповільненого руйнування у зразках, зварених за один прохід, та провідну роль водню у цьому процесі. З підвищен-

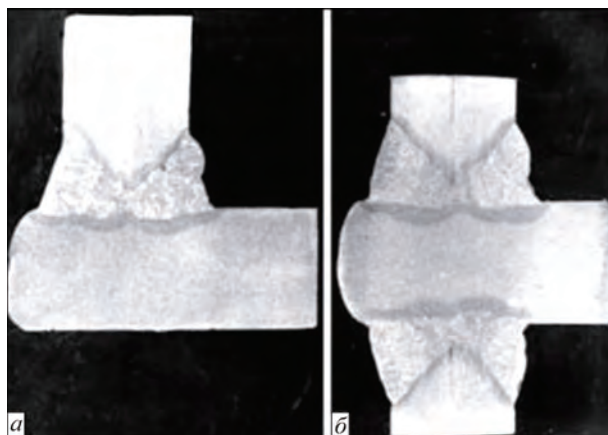


Рис. 5.14. Макрошліфи зварних з'єднань для виготовлення складових зразків Імплант з надрізом паралельно прокатці для випробувань на розтяг по осі Z (а); на ударну в'язкість та критичне розкриття тріщини (б)

ням вмісту дифузійного водню знижується критичне напруження руйнування та навіть скорочується час інкубаційного періоду зародження тріщини. Застосування електродів з основним типом покриття без прокалювання (рис. 5.15, а, крива б) призводить до зниження тріщиностійкості сполук майже до рівня значень, отриманих при застосуванні електродів із целюлозним покриттям (крива 2). Використання термовідпалювального ефекту при наплавленні другого шару шва (крива 3) дозволяє знизити ймовірність уповільненого руйнування завдяки поліпшенню мікроструктури ЗТВ і, очевидно, зниженню вмісту дифузійно-рухомого водню в наплавленому металі.

При проведенні випробувань зразків із механічним надрізом, виконаним уздовж прокатки, досліджували комбінований вплив водню та неметалевих включень (за вмістом сірки) на опірність тріщинам. Для цього, крім серійних трубних сталей, використовували дослідні плавки низьколегованих сталей ІЕЗ ім. Є.О. Патона НАН України, хімічний склад яких змінювали за рахунок вмісту основних легуючих елементів (вуглецю, кремнію, марганцю), а також сірки. Результати випробувань складових зразків Імплант показали (рис. 5.15, б), що характер опірності трубних сталей уповільненому руйнуванню істотно змінився в порівнянні з випадком дії навантаження вздовж прокатки (рис. 5.15, а). Зварні з'єднання сталі Х60 (рис. 5.15, б, криві 3, 3') демонструють більший опір утворенню тріщин, ніж з'єднання сталі 17Г1С (криві 4, 4'). Це пов'язано з меншим вмістом сірки та відсутністю рядкової структури основного металу, хоча, загалом, абсолютні значення критичних напружень сповільненої руйнації були значно нижчими, ніж для зразків Імплант із надрізом уперек прокатки металу. Після видалення водню з ЗТВ зразки руйнувалися по основному металу в перерізах, ослаблених неметалевими включеннями, критичні напруження

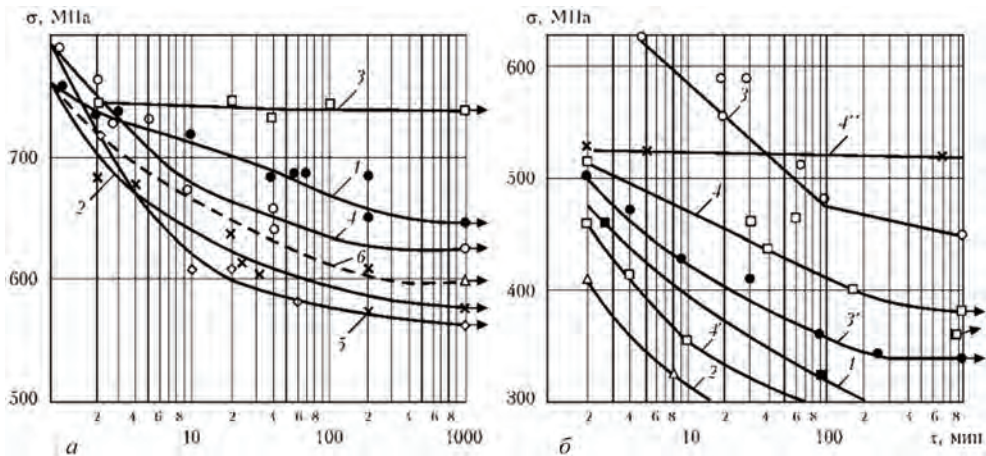


Рис. 5.15. Результати випробувань зразків Імплант на тривалу міцність при дії навантаження вздовж прокатки (а) (1, 4 — електроди УОНІ 13/55 після прожарювання, $[H]_{\text{диф}} = 4,0 \dots 7,4 \text{ см}^3/100 \text{ г}$; 2, 5 — Shield-Arc 65, $[H]_{\text{диф}} = 19 \dots 24 \text{ см}^3/100 \text{ г}$; 3 — термовідпалюючий прохід; 4, 6 — УОНІ 13/55 без прокалювання, $[H]_{\text{диф}} = 12 \dots 16 \text{ см}^3/100 \text{ г}$; 1–3, 6 — сталь 17Г1С; 4, 5 — Х60 і по осі Z (б) (1 — плавка № 65; 2 — № 47; 3 — сталь Х60; 4 — 17Г1С; 1–4, 4'' — електроди УОНІ 13/55; 3', 4' — Shield-Arc 65; 4'' — нагрівання після зварювання)

руйнування знаходилися на досить високому рівні (рис. 5.15, б), руйнування зразків при вихідному вмісті дифузійного водню проходило по ЗТВ.

При дії напружень за товщиною металу (надріз, паралельний прокатці) проявляється спільний негативний вплив дифузійного водню та неметалевих включень (сульфідів) на опір зварних з'єднань уповільненому руйнуванню. Водень накопичується в пустотах, що містять включення, перетворюючись із атомарного в молекулярний, і створює в них високий тиск, тим самим полегшуючи руйнування металевої матриці при малих радіусах кривизни країв включень (значної концентрації напружень на границі матриця–включення). Це підтверджується результатами випробувань інших дослідних сталей з різним вмістом сірки (рис. 5.15, б, криві 1, 2) та фрактографічного аналізу поверхні зламу зразків Імплант (рис. 5.16). Дослідження показали, що зразкам зі сталі 17Г1С притаманна великокоміркова структура, що містить сульфідні та сульфосилікатні неметалеві включення еліпсоїдної, глобулярної та пластинчастої форми (рис. 5.16, а). Сталь Х60 має дрібнозернисту структуру з незначною кількістю неметалевих включень глобулярної форми розміром менше 2 мкм (рис. 5.16, б). На поверхні зламів сталі плавки № 47 з найбільшим вмістом сірки (табл. 5.1) спостерігається значна кількість неметалевих включень пластинчастої форми (рис. 5.16, в).

Таким чином, можна зробити наступні висновки. По-перше, для ремонтних робіт на МГ, що діють, слід застосовувати електроди з основним покриттям, які забезпечують низький вміст дифузійного водню в наплавленому металі. По-друге, потрібно використовувати термовідпалюючий ефект другого

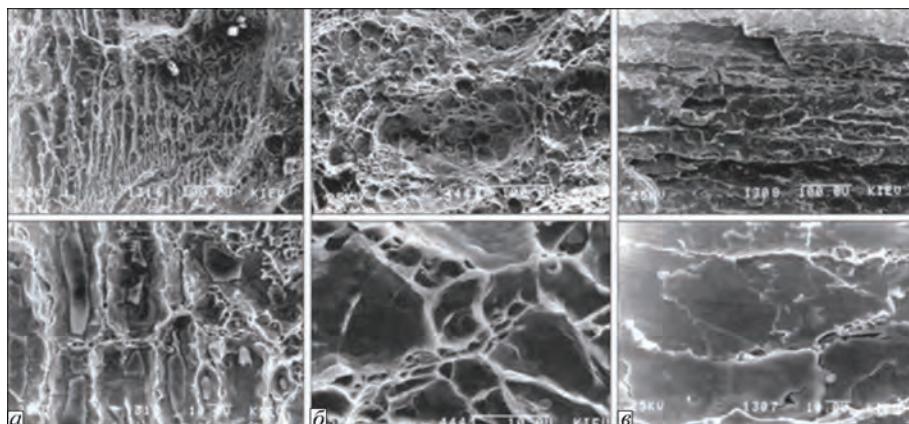


Рис. 5.16. Фрактограми поверхні зламів зразків із руйнуванням по осі Z: *а* — сталь 17Г1С; *б* — X60; *в* — плавка № 47 (верхній ряд $\times 300$, нижній ряд $\times 3000$)

проходу багатошарового шва, який покращує мікроструктуру ЗТВ та сприяє частковій евакуації водню із проблемної зони. По-третє, необхідно проводити післязварювальне нагрівання з'єднань, в яких надалі навантаження можуть діяти в напрямку, перпендикулярному текстурі металу труби. І, нарешті, в умовах інтенсивного тепловідведення на ділянці МГ, що ремонтується, потрібен традиційний попередній підігрів до 100...150 °С.

5.4. МЕТОДИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ РЕМОНТУ ЗВАРЮВАННЯМ ДЕФЕКТНИХ ДІЛЯНОК ПІДВОДНИХ ГАЗОПРОВІДІВ

Підводне зварювання є найефективнішим з точки зору матеріальних і часових витрат при ремонті підводних переходів газопроводів завдяки своїй оперативності та простоті виконання. Для його реалізації в ІЕЗ ім. Є.О. Патона НАН України було розроблено зварювальні матеріали й технологію відновлювального ремонту труб із різними типами пошкоджень. Водне середовище спричиняє значні труднощі металургійного характеру. Воднево-киснева атмосфера парогазового пузиря сприяє окисненню легуючих елементів та насиченню металу зварювальної ванни воднем, а прискорене охолодження навколишньою водою призводить до його фіксування в металі шва та утворення гартових структур у металі ЗТВ. У результаті суттєво підвищується ризик утворення холодних тріщин, особливо при зварюванні низьколегованих сталей підвищеної міцності типу 17Г1С або X60. Проблема може бути вирішена шляхом застосування електродних матеріалів, що забезпечують утворення аустенітної структури металу шва й тим самим зменшують кількість водню, що дифундує в ЗТВ.

З урахуванням можливого розведення металу шва основним металом на рівні 40 % для попередніх дослідів у якості електродних стрижнів вибрали дроти з еквівалентом хрому $\text{Cr}_{\text{екв}} \cong 21...33$ % та еквівалентом нікелю $\text{Ni}_{\text{екв}} \cong 19...32$ %. З цих стрижнів виготовили дослідні електроди діаметром

4 мм із покриттям рутил-флюоритного типу. Зварювання стикових зразків виконували водолазом-зварником у лабораторному басейні на глибині 1 м на режимах: $I_{зв} = 140...160$ А, $U_d = 26...28$ В, постійним струмом зворотної полярності. У якості основного металу використовували пластини завтовшки 14 зі сталі типу 17Г1С.

У корневих швах величина $Cr_{екв}$ змінювалася не більше 12,0...15,5 %, а $Ni_{екв}$ — 10,8...22,7 %. Відповідно до положення отриманих складів на структурній діаграмі Шеффлера метал усіх швів є високолегованим хромонікелевим аустенітом. Однак ділянки швів, що примикають до лінії сплавлення, представлені набором структур перехідних складів. З них найбільший інтерес і небезпеку становлять аустенітно-мартенситні та мартенситні прошарки через їхню підвищену твердість і крихкість і можливість виникнення в них тріщин при зварюванні або в умовах експлуатації. Ширина та довжина цих прошарків і навіть значення їхньої твердості залежать, з одного боку, від ступеня легування металу швів (запасу аустенітності), з другого — від ступеня проплавлення основного металу, тобто від зміни складу шва при перемішуванні основного (перлітного) і наплавленого (аустенітного) металу.

Металографічні дослідження виявили різноманітність структур вузької зони металу шва, що прилягає до лінії сплавлення. Найнебезпечнішою є структура з паралельною границею, коли між основним металом і металом шва розташовується тонкий прошарок з підвищеною твердістю (до 450 HV), в якому можливе утворення холодних тріщин. Особливо це притаманно корневим швам.

Для визначення умов запобігання утворенню в металі шва крихкого прошарку чисельним методом досліджували вплив ступеня легування на частку мартенситу, що утворюється. Для цього імітували легування металу шва нікелем у межах 12...25 % і хромом у межах 11...15 %. Результати обчислень (рис. 5.17) показали, що для мінімізації частки мартенситу, який утворюється в прошарку металу шва поблизу лінії сплавлення в умовах зварювання під водою, нікелевий і хромовий еквіваленти останнього повинні лежати вище лінії на діаграмі стану, паралельній лінії, що розділяє області з аустенітною й аустенітно-мартенситною структурою та проходить через точку з координатами $Ni_{екв} = 24,2$ % і $Cr_{екв} = 14,3$ %. За цих умов твердість прошарку знаходиться на рівні твердості навколишнього металу (рис. 5.18).

Виходячи із встановлених вимог до хімічного складу металу шва розробили електроди зі стрижнями з дроту Св-10Х16Н25АМ6 та додатковим легуванням через покриття. Для визначення механічних властивостей зварювали стикові зразки завтовшки 14 мм із V-подібною обробкою крайок. Випробування проводили відповідно до вимог класу А Специфікації з підводного зварювання AWS/ANSI D3.6. Отримані результати наведено в табл. 5.4. Макрошліфи, вирізані зі зварних зразків, представлені на рис. 5.19. Металографічні дослідження

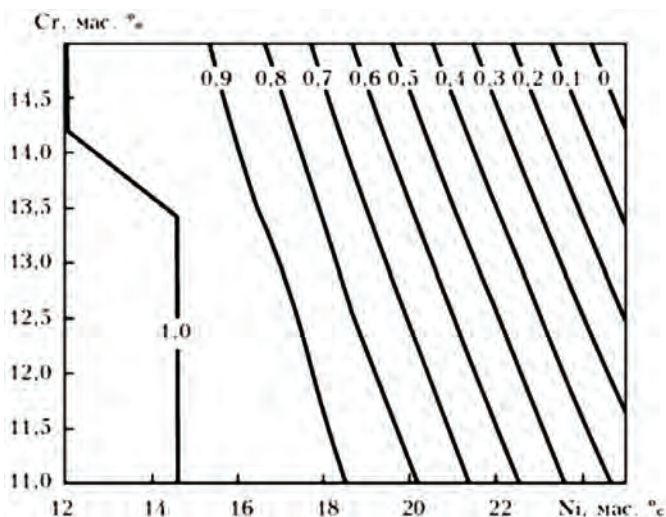


Рис. 5.17. Вплив легування аустенітного металу шва на частку мартенситу в прошарку

макрошліфів проби Теккена, виконаної розробленими електродами, показали відсутність тріщин у зварному з'єднанні.

Таким чином, застосування розроблених електродів із системою легування Cr–Ni–Mn забезпечує отримання під водою зварних з'єднань низьколегованих сталей підвищеної міцності без тріщин у металі ЗТВ та з механічними властивостями, що задовольняють вимогам класу А Специфікації з підводного зварювання AWS/ANSI D3.6.

Для ліквідації дефектів на підводних ділянках газопроводів передбачається застосування наступних методів постійного ремонту, які відновлюють несучу здатність дефектної ділянки підводного газопроводу до рівня бездефектної ділянки на час подальшої експлуатації:

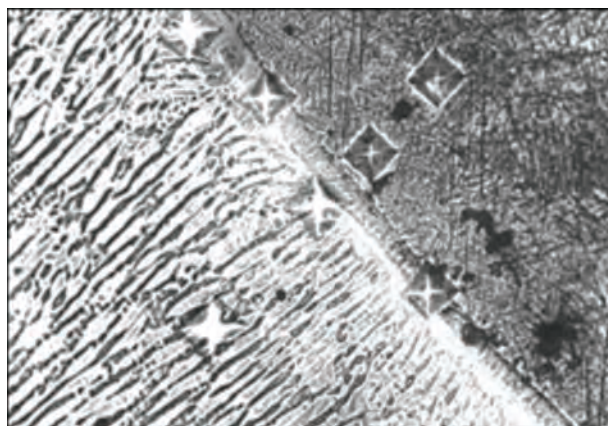


Рис. 5.18. Паралельна границя з прошарком низької твердості ($\times 650$)

Таблиця 5.4. Механічні властивості металу шва та основного металу

Матеріал	$\sigma_{0,2}$, МПа	σ_B , МПа	δ , %	ψ , %	KCV _{-20°} , Дж/см ²	Кут загину, °, R = 2t
Шов, 14 мм	≥410	≥620	≥32	≥38	≥108	180
Шов, 40 мм	≥460	≥600	≥29	≥47	≥105	180
Сталь 17Г1С	340	510	23	—	—	—

- шліфування поверхні труби в місцях корозійно-механічних пошкоджень;
- заварювання (заплавлення) корозійних виразок;
- установлення ремонтних конструкцій довгострокової експлуатації (бандажів, муфт).

До ремонтних конструкцій довгострокової експлуатації, що призначені для забезпечення постійного ремонту, відносяться: роз'ємний сталевий бандаж; композитний бандаж; компаундна (бетонна) муфта.

За результатами аналізу проведених досліджень обрано діапазон режимів імпульсно-дугового зварювання порошковим дротом під водою в залежності від просторового положення. Критеріями вибору режимів слугували: максимальне проплавлення — для кореневого проходу та максимальна ширина шва — для заповнюючих, стабільне горіння дуги та мінімальні втрати на розбризкування. Для зварювання у нижньому положенні було вибрано частоту 30 Гц і скважність 7 од., для зварювання на вертикальній площині — відповідно 45 Гц і 6 од. Відпрацьовано техніку механізованого зварювання кутових, нахльосткових і стикових з'єднань трубних конструкцій. За отриманими результатами у відповідності до вимог стандарту EN ISO 15607:2003 розроблено WPS (Технічні вимоги до технології зварювання) та WPQR (Протокол атестації технології зварювання).

Виконано дослідно-промислову перевірку розробленої технології при ремонті пошкодженого газопроводу зі сталі X60 діаметром 520×14 мм на глибині 5...10 м на МСП-3 м/р «Гюняшлі» у Азербайджанському секторі Каспійського моря. На вертикальному трубопроводі внаслідок неякісного зварювання утворилися тріщини по лінії сплавлення та наскрізні дефекти в металі швів. Через неможливість демонтажу дефектної ремонтної конструкції було прийнято рішення встановити на трубу розрізний бандаж для її перекриття. Враховуючи,

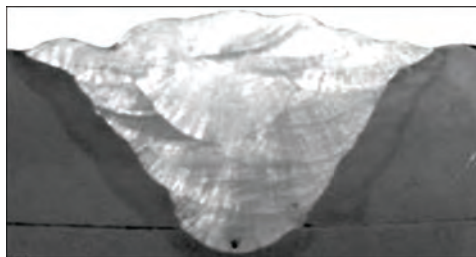


Рис. 5.19. Макрошліф зварного з'єднання

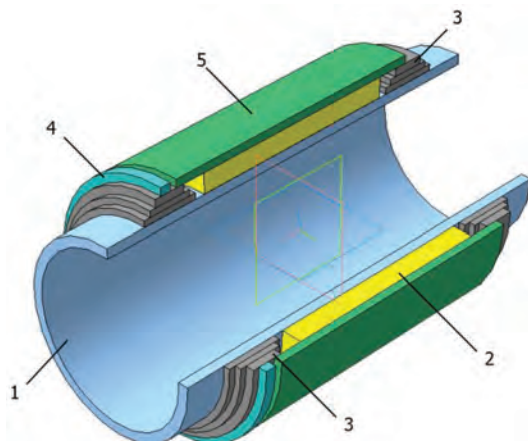


Рис. 5.20. Схема ремонтної конструкції: 1 — труба газопроводу; 2 — попередня ремонтна конструкція з дефектами; 3 — підкладні кільця; 4 — опорне кільце; 5 — бандаж

що діаметр дефектної конструкції більше за діаметр труби на 40 мм, знадобилося приварити чотири підкладних кільця (рис. 5.20, 5.21), до яких потім приварили розрізний бандаж. Перед встановленням бандажу знадобилося заварити тріщину та переварити всі дефектні шви. Після зварювання якість зварного шва перевіряли візуально та надлишковим тиском протягом 1 доби.

Однією з причин виходу з ладу газопроводів, що працюють у водному середовищі, зокрема в морських умовах, є корозія. Так, наприклад, корозійне зношування стінки труби може досягати 0,3...0,5 мм/рік. Ще критичнішою є ситуація з корозією зварних швів. Швидкість їхнього руйнування перевищує швидкість корозії основного металу й у низці випадків може досягати 1...3 мм/рік. Посилену вибірккову корозію у вигляді борозд уздовж зварних швів (по обидва боки) спостерігали в металі ЗТВ швів — до 1 мм/рік, у багатьох випадках спостерігали наскрізне корозійне руйнування лінії сплавлення (утворення свищів). У мор-



Рис. 5.21. Ремонтна конструкція перед встановленням другої половини бандажу

ській воді зварні шви піддаються руйнуванню внаслідок виникнення термoeлектроушійної сили між звареними деталями в умовах високої електропровідності (ефект Зеєбека).

Для дослідження корозійної тривкості зварних з'єднань із феритними та аустенітними наплавленими шарами, виконаними методом мокрого підводного зварювання в умовах, що моделюють морські, попередньо на повітрі були зварені стикові з'єднання зі сталі Ст3. Уздовж однієї зі сторін шва по лінії сплавлення було зроблено канавку завглибшки 8 мм. Заварювання канавок виконували під водою порошковими дротами феритного та аустенітного типів на режимі: $I_{зв} = 180 \dots 200$ А, $U_d = 33 \dots 34$ В.

У якості випробувального розчину застосовували 3 % NaCl. Для дослідження розподілу потенціалів корозії по поверхні зварного з'єднання застосовували метод під краплею. Потенціали вимірювали відносно хлорсрібного електрода порівняння за допомогою потенціостата ПІ-50.1 упродовж 30 хв на різних зонах зразків: основному металі (ОМ), зоні термічного впливу між основним металом і зварним швом (ЗШ) (далі ЗТВОМ–ЗШ), зварному шві, зоні термічного впливу між зварним швом і наплавленим шаром (ЗТВЗШ–НШ), зоні термічного впливу між наплавленим шаром та основним металом (ЗТВНШ–ОМ). Корозійні випробування зразків зварних з'єднань виконували в умовах змінного змочування 3 %-м розчином NaCl за температури 20 ± 2 °С упродовж 250, 700, 1000 і 2000 год. Зразки навантажували за чотириточковою схемою до $0,8\sigma_T$ основного металу. Після корозійних випробувань методом оптичної мікроскопії досліджували область в околі наплавленого шару.

Встановлено, що потенціал корозії основного металу сталі Ст3 дорівнював приблизно $-0,550$ В, металу шва $-0,500$ В. Зона термічного впливу стикового зварного з'єднання була від'ємнішою, ніж у основного металу та металу шва, і її потенціал корозії становив близько $-0,591$ В (рис. 5.22). Присутність у зварному з'єднанні зони з більш від'ємним потенціалом під час контактування з корозивно-агресивним середовищем створювала умови для її руйнування, що й спостерігали під час експлуатації таких трубопроводів.

У разі руйнування цієї зони та відновлення її наплавленням отримували більш легований, порівняно з ЗТВ, шар. Потенціал корозії цього шару відрізнявся залежно від застосовуваного зварювального дроту. Так, потенціал корозії наплавленого шару, виконаного дротом ППС АН-2, дорівнював близько $-0,548$ В. При введенні до складу дроту 1 % міді потенціал корозії майже не змінився та становив близько $-0,554$ В. Збільшення вмісту міді до 2 % сприяло «облагороджуванню» потенціалу корозії наплавленого шару — він набув значення $-0,499$ В. При застосуванні дроту з Ni стрічки потенціал наплавленого шару становив $-0,185$ В. Таким чином, застосування ремонту методом наплавлення наведеними вище зварювальними дротами сприяє зміщенню потенціалу корозії зони до позитивніших значень. Найбільш корозійнотривкий наплавлен-

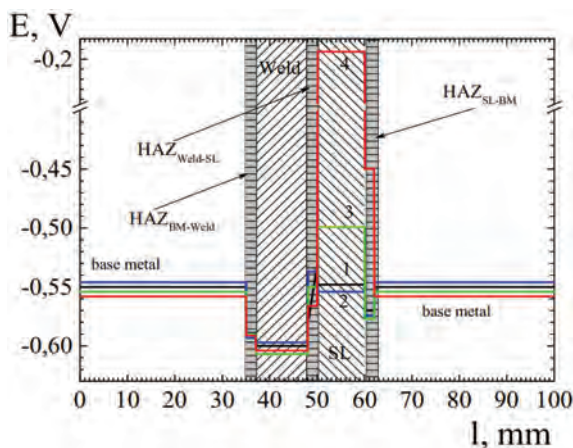


Рис. 5.22. Розподіл потенціалів по поверхні зразка 33 із феритними та аустенітним НШ: 1 — феритний, виконаний дротом ППС АН-2; 2 — феритний, виконаний дротом ППС АН-2 + 1 % Cu; 3 — феритний, виконаний дротом ППС АН-2 + 2 % Cu; 4 — аустенітний, виконаний дротом із Ni стрічки

ний шар забезпечується при застосування дроту ППС АН-2 + 2 % Cu та дроту з Ni стрічки. Враховуючи, що площа наплавленого шару набагато менша від площі трубопроводу, можна очікувати підвищення корозійної тривкості цієї зони та зварної труби в цілому.

Під час експлуатації газопроводу у морських умовах найнебезпечнішою є зона, яка піддається періодичному змочуванню з боку корозивно-агресивного середовища. Досліджували корозійну тривкість зварного з'єднання з наплавленими шарами різного хімічного складу в умовах, що моделюють сумісний вплив постійного навантаження та періодичного змочування. Внаслідок різної корозійної тривкості зон 33 із НШ, в умовах навантаження 33 могло відбуватися їхнє розтріскування, тому після випробувань за змінного змочування впродовж 250, 700, 100 та 2000 год досліджували вплив напружень стиску та розтягу. Для цього після випробувань за змінного змочування зразки загинали на кут 180°, після чого металографічним методом досліджували зону сплавлення для виявлення можливих локальних ушкоджень.

Зазначено, що під час контакту з середовищем поверхня зварних з'єднань піддавалася суцільній нерівномірній корозії, на поверхні утворилися корозійні плями та виразки. Переважного локального руйнування зони сплавлення стикового зварного шва та наплавленого шару також не виявлено на жодному зі зразків. На рис. 5.23 наведено мікрофотографії зон зварних з'єднань із наплавленим шаром після 700 год. Встановлено, що глибина локального корозійного руйнування основного металу становила від 100 до 400 мкм. На наплавлених шарах, виконаних дротами ППС АН-2, ППС АН-2 + 1 % Cu, ППС АН-2 + 2 % Cu глибини корозійних виразок становила приблизно 400...500, 200...400 і 200...700 мкм

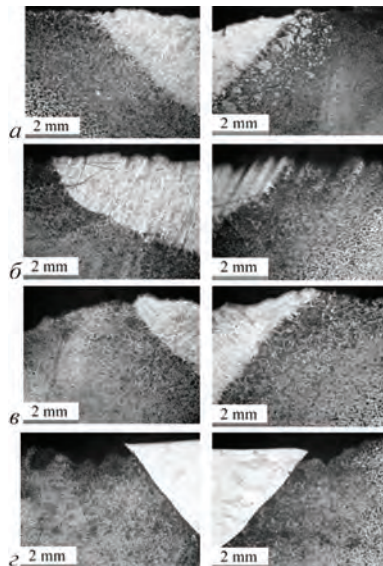


Рис. 5.23. Мікрофотографії приповерхневих шарів зразків Ст3 зі сталі Ст3 із наплавленими шарами різного хімічного складу після досліджень в умовах сумісного впливу постійного навантаження та змінного змочування упродовж 700 год: *а* — феритний, виконаний дротом ППС АН-2; *б* — феритний, виконаний дротом ППС АН-2 + 1 % Cu; *в* — феритний, виконаний дротом ППС АН-2 + 2 % Cu; *г* — аустенітний виконаний дротом із Ni стрічки

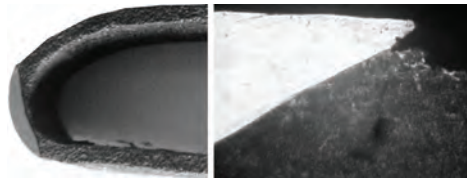


Рис.5.24. Зовнішній вигляд зразка з аустенітним НШ після дослідження стійкості проти корозійного розтріскування в умовах змінного змочування впродовж 2000 год та загинання й мікроструктура біля поверхневих шарів, $\times 100$

відповідно. НШ, виконаний дротом із Ni стрічки, залишився без змін, глибина корозійного руйнування дорівнювала нулю. Локальних корозійних пошкоджень у вигляді тріщин не виявлено на жодному зварному з'єднанні з наплавленим шаром. Зі збільшенням тривалості експонування у середовищі до 2000 год спостерігали несуттєве збільшення глибини нерівномірної корозії, але тріщин і локального руйнування по зоні сплавлення не виявили (рис. 5.24).

5.5. ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ НАВОДНЮВАННЯ ТА НАВУГЛЕЦЮВАННЯ МЕТАЛУ ГАЗОПРОВОДУ ПРИ ЗВАРЮВАЛЬНО-РЕМОНТНИХ РОБОТАХ

Було проаналізовано основні ризики й технологічні складнощі при виконанні зварювальних робіт на газопроводах під тиском газу. Термодинамічним аналі-

зом обґрунтовано, що утворюваний при розкладанні метану водень можна розглядати як джерело наводнювання металу зварного з'єднання. З іншої сторони, наявність вуглецю як продукту термічного розкладання метану на внутрішній поверхні труби при певних температурних умовах може викликати науглецювання металу стінки труби. Беручи за основу локальне термічне розкладання метану в зоні проведення зварювальних робіт, доцільно дослідити процеси наводнювання та науглецювання металу на локальних ділянках труб, проаналізувати кінетику дифузійних процесів. При цьому слід зазначити, що дифузійні процеси активізуються в металі газопроводів зі значним ступенем фізичного старіння [5.4, 5.5]. Проблема окрихчення трубних сталей може полягати в тому, як водень змінює поведінку металу на нанорівні. Зокрема одним із нових напрямів досліджень є аналіз впливу карбогідридоподібних наносегрегацій на границях зерен на фізико-механічні властивості металевих матеріалів, у тому числі й на технологічний ресурс сталей магістральних газопроводів.

При виконанні зварювальних робіт на газопроводах під тиском газу відбувається інтенсивне тепловідведення від стінки труби на локальній ділянці труби (під дугою) потоком газу. Підвищені швидкості охолодження сприяють формуванню в металі твердих гартівних структур, чутливих до водневого розтріскування. На рис. 5.25 показано вигляд холодної водневої тріщини.

Для зон металу зварного з'єднання, які перебувають під ризиком холодних тріщин, необхідно знати поле концентрацій водню в металі та його перерозподіл у металі. При цьому зародження тріщини пов'язують із нерухомим воднем, закріпленим у різних пастках, а розвиток тріщини відбувається за участю дифузійно-рухливого водню.

У загальному випадку для аналізу перерозподілу водню в металі доцільно розв'язати нестационарну задачу дифузії водню, розділивши поглинутий металом водень на дифузійно-рухливий і нерухомий [5.4, 5.5].

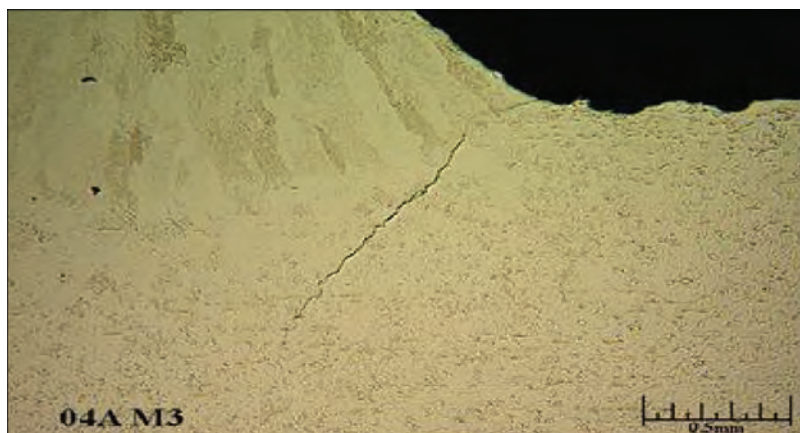


Рис. 5.25. Холодна воднева тріщина на внутрішній поверхні труби в зоні зварювання [5.4]

Диференціальне рівняння дифузії наведемо у вигляді:

$$\frac{\partial C(x,t)}{\partial t} = D \frac{\partial^2 C(x,t)}{\partial x^2} - K[C(x,t) - C_p], t > 0, 0 \leq x \leq \delta, \quad (5.9)$$

де $C(x, t)$ — концентрація водню в металі; D — коефіцієнт зернограничної дифузії водню в сталі; C_p — початкова рівноважна концентрація водню в металі.

Другий член у правій частині рівняння (5.9) визначає потужність від'ємного джерела водню, пропорційну змінам концентрації водню. Це джерело з характерним кінетичним коефіцієнтом K враховує поглинання дифузійного водню різними «уловлювачами» (пастками) в металі та вилучення його з дифузійного процесу.

Задамо початкову умову:

$$C(x, 0) = C_p. \quad (5.10)$$

Виходячи з розв'язку задачі (5.9) при заданих граничних умовах, можна визначити кількість водню, вилученого з дифузійного процесу та захопленого різними «уловлювачами» (пастками), а саме:

$$C^*(x, t) = K \int_0^t [C(x, t) - C_p] dt. \quad (5.11)$$

Тоді фактичний, експериментально вимірюваний розподіл водню у пластині складе:

$$C^\Sigma(x, t) = C(x, t) + C^*(x, t). \quad (5.12)$$

Особливості кінетики водневого насичення при наявності стоків підкреслюється виразом для загальної кількості водню в металі як функції часу:

$$\Delta m(t) = - \int_0^t D \frac{\partial C(0, t)}{\partial x} dt. \quad (5.13)$$

Застосувавши операційний метод, вихідне рівняння (5.9) з початковою умовою (5.10) перетвориться у звичайне диференціальне рівняння другого порядку (відносно x).

Загальний розв'язок рівняння (5.13) має вигляд:

$$\bar{C}(x, s) - \frac{C_p}{s} = A \operatorname{ch} \left(\sqrt{\frac{s+K}{D}} x \right) + B \operatorname{sh} \left(\sqrt{\frac{s+K}{D}} x \right). \quad (5.14)$$

де $\operatorname{ch} \left(\sqrt{\frac{s+K}{D}} x \right)$ і $\operatorname{sh} \left(\sqrt{\frac{s+K}{D}} x \right)$ — гіперболічні косинус і синус змінної x відповідно.

Постійні коефіцієнти A і B визначаються із заданих граничних умов.

Задамо такі граничні умови, які відбивають специфіку водневого насичення стінки труби. На внутрішній поверхні труби (при $x = 0$) можна задати граничну умову третього роду:

$$\frac{\partial C(0,t)}{\partial x} = h[C(0,t) - C_{\Pi}], \quad (5.15)$$

де C_{Π} — поверхнева (на внутрішній поверхні труби) концентрація водню; h — коефіцієнт фазового переходу.

Умова (5.11) враховує зміну в часі концентрації атомарного водню на внутрішній поверхні, що виділяється, наприклад, при термічному розкладанні метану, адсорбується на поверхні та дифундує, головним чином, углиб металу.

На зовнішній поверхні труби (при $x = \delta$) можна задати умову першого роду:

$$C(\delta, t) = C_p \quad (5.16)$$

у відповідності з якою впродовж усього дифузійного процесу на зовнішній поверхні труби підтримується постійна концентрація C_p , тобто закладається повна десорбція дифузійного водню.

Інша гранична умова:

$$\frac{\partial C(\delta, t)}{\partial x} = 0 \quad (5.17)$$

передбачає повну непроникність водню через зовнішню поверхню труби. Іншими словами, увесь поглинутий водень залишається в металі впродовж усього дифузійного процесу.

Нижче подаються два варіанти розв'язання дифузійної задачі, тобто з різними граничними умовами на зовнішній поверхні труби.

1. Для випадку повної десорбції дифузійного водню з металу, розв'язок задачі (5.9) з крайовими умовами (5.10), (5.16), (5.17) в зображеннях буде мати вигляд:

$$\bar{C}(x,s) - \frac{C_p}{s} = \frac{(C_{\Pi} - C_p)h \operatorname{sh} \left[\sqrt{\frac{s+K}{D}}(\delta - x) \right]}{s \left[\sqrt{\frac{s+K}{D}} \operatorname{ch} \left(\sqrt{\frac{s+K}{D}} \delta \right) + h \operatorname{sh} \left(\sqrt{\frac{s+K}{D}} \delta \right) \right]} = \frac{\Phi(s)}{\Psi(s)} \quad (5.18)$$

придатний для переходу в простір оригіналів за теоремою розкладання [5.4, 5.5]:

$$L^{-1} \left[\frac{\Phi_1(s)}{\Psi_1(s)} \right] = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\Phi_1(s_n)}{\Psi_1(s_n)} \exp(s_n t). \quad (5.19)$$

Опустивши проміжні математичні операції, запишемо розв'язок задачі в оригіналах у вигляді:

$$\frac{C(X, \tau) - C_p}{C_{\Pi} - C_p} = \frac{\beta \operatorname{sh}[\sqrt{\alpha}(1-X)]}{\sqrt{\alpha} \operatorname{ch}(\sqrt{\alpha}) + \beta \operatorname{sh}(\sqrt{\alpha})} - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2\mu_n^2 \beta \sin[\mu_n(1-X)] \exp[(\mu_n^2 + \alpha)\tau]}{(\mu_n^2 + \alpha)[(\mu_n^2 + \beta) \sin(\mu_n) - \beta \mu_n \cos(\mu_n)]}. \quad (5.20)$$

Тут використано безрозмірні позначення: $\tau = Dt/\delta^2$, $\alpha = K\delta^2/D$, $\beta = h\delta$, $X = x/\delta$.

Корені μ_n визначаються з характеристичного рівняння:

$$\operatorname{tg}(\mu_n) = -\frac{\mu_n}{\beta}. \quad (5.21)$$

Дослідимо розв'язок задачі (5.20) при $\beta \rightarrow \infty$.

За цієї умови вираз (5.20) перепишеться так:

$$\frac{C(X, \tau) - C_p}{C_{\Pi} - C_p} = \frac{\operatorname{sh}[\sqrt{\alpha}(1-X)]}{\operatorname{sh}(\sqrt{\alpha})} - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2\mu_n^2 \sin[\mu_n(1-X)] \exp[(\mu_n^2 + \alpha)\tau]}{(\mu_n^2 + \alpha)[\sin(\mu_n) - \mu_n \cos(\mu_n)]}. \quad (5.22)$$

Для цього випадку характеристичне рівняння (5.21) набуде вигляду:

$$\sin(\mu_n) = 0, \quad (5.23)$$

де $\mu_n = n\pi$. Одночасно запишемо $\cos(\mu_n) = \cos(n\pi) = (-1)^n$.

Остаточно розв'язок задачі при $\beta \rightarrow \infty$ прийме вигляд:

$$\frac{C(X, \tau) - C_p}{C_{\Pi} - C_p} = \frac{\operatorname{sh}[\sqrt{\alpha}(1-X)]}{\operatorname{sh}(\sqrt{\alpha})} + \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \frac{2\mu_n^2 \sin[\mu_n(1-X)] \exp[(\mu_n^2 + \alpha)\tau]}{(\mu_n^2 + \alpha)}. \quad (5.24)$$

Рівняння (5.24) буде розв'язком задачі при граничній умові першого роду на внутрішній поверхні труби, а саме:

$$C(0, t) = C_{\Pi}. \quad (5.25)$$

Використовуючи рівняння (5.11) і (5.24), визначимо кількість водню, вилученого з дифузійного процесу. Отримаємо:

$$C^*(X, \tau) = (C_{\Pi} - C_p) \times \left[\frac{\operatorname{sh}[\sqrt{\alpha}(1-X)]}{\operatorname{sh}(\sqrt{\alpha})} - \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \frac{2\mu_n^2 \sin[\mu_n(1-X)] \{ \exp[-(\mu_n^2 + \alpha)\tau] - 1 \}}{(\mu_n^2 + \alpha)^2} \right]. \quad (5.26)$$

Фактичний, експериментально вимірюваний розподіл водню у стінці складе:

$$\bar{C}^{\Sigma}(X, \tau) = \frac{C^{\Sigma}(X, \tau) - C_p}{C_{\Pi} - C_p} \times \left[\frac{\operatorname{sh}[\sqrt{\alpha}(1-X)]}{\operatorname{sh}(\sqrt{\alpha})} (1 + \alpha\tau) + \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \frac{2\mu_n \sin[\mu_n(1-X)] \{ \alpha + \mu_n^2 \exp[-(\mu_n^2 + \alpha)\tau] \}}{(\mu_n^2 + \alpha)^2} \right]. \quad (5.27)$$

На основі рівнянь (5.13) і (5.24) кінетика водневого насичення стінки має вигляд:

$$\Delta \bar{m}(\tau) = \frac{\Delta m(\tau)}{(C_{\Pi} - C_p)\delta} = \frac{\operatorname{ch}(\sqrt{\alpha})}{\operatorname{sh}(\sqrt{\alpha})} \alpha\tau - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2\mu_n^2 \{ \exp[-(\mu_n^2 + \alpha)\tau] - 1 \}}{(\mu_n^2 + \alpha)^2}. \quad (5.28)$$

При $\alpha \rightarrow 0$, розкривши невизначеність у першому члені правої частини, отримаємо:

$$\Delta \bar{m}(\tau) = \tau - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2}{\mu_n^2} [\exp(-\mu_n^2 \tau) - 1]. \quad (5.29)$$

За результатами розрахунків на рис. 5.26 побудовано графіки розподілу сумарної концентрації водню (дифузійного та поглинутого пастками) за товщиною стінки для різних часів. З рисунка випливає, що ефект «уловлювачів» проявляється зі збільшенням часу дифузії. При цьому зі збільшенням часу нерівномірний розподіл водню в дифузійній зоні посилюється.

Аналітичні оцінки сумарної концентрації дифузійного водню та водню, вилученого пастками з дифузійного процесу, підтверджуються даними роботи про наводнюваність металу труб газопроводів у процесі тривалої експлуатації. Експериментальні вимірювання реального потоку водню через стінку труби магістрального газопроводу за допомогою стандартної гліцеринової проб

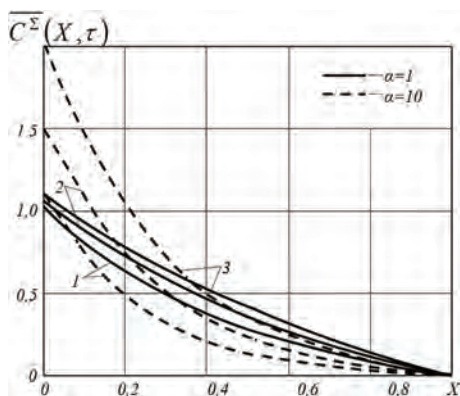


Рис. 5.26. Розподіл водню по товщині пластини при різному часі: 1 — $\tau = 0,01$; 2 — $\tau = 0,05$; 3 — $\tau = 0,1$

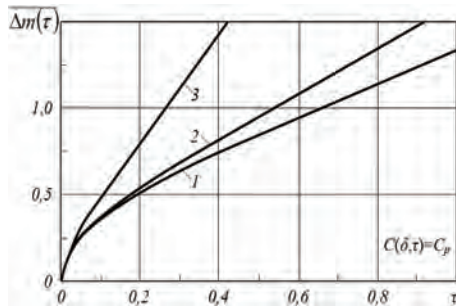


Рис. 5.27. Інтенсивність насичення металу пластини воднем при умові десорбції водню з металу: 1 — $\alpha = 0$; 2 — $\alpha = 1$; 3 — $\alpha = 10$

можна трактувати як поглинання дифузійного водню пастками — «уловлювачами». Криві (рис. 5.27), побудовані відповідно до формул (5.28) і (5.29), свідчать про інтенсифікацію водневого насичення при наявності «уловлювачів».

При граничних умовах (5.16) і (5.25), тобто в умовах, коли увесь поглинутий водень залишається в металі стінки, розв'язок задачі в зображеннях буде:

$$\bar{C}(x, s) - \frac{C_p}{s} = \frac{(C_{\Pi} - C_p) \operatorname{ch} \left[\sqrt{\frac{s+K}{D}} (\delta - x) \right]}{\operatorname{sch} \left(\sqrt{\frac{s+K}{D}} \delta \right)} = \frac{\Phi(s)}{\Psi(s)}. \quad (5.30)$$

Опускаючи стандартні операції операційного числення при переході в простір оригіналів, розв'язок у безрозмірних величинах задачі матиме вигляд:

$$\begin{aligned} \frac{C(X, \tau) - C_p}{C_{\Pi} - C_p} &= \\ &= \frac{\operatorname{ch} [\sqrt{\alpha} (1 - X)]}{\operatorname{ch} (\sqrt{\alpha})} - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2\mu_n \cos [\mu_n (1 - X)] \exp [(\mu_n^2 + \alpha) \tau]}{(\mu_n^2 + \alpha) \sin (\mu_n)}. \end{aligned} \quad (5.31)$$

У цьому розв'язку корені: $\mu_n = (2n-1)\pi/2$.

Кількість водню, вилученого з дифузійного процесу, складатиме:

$$\begin{aligned} C^*(X, \tau) &= (C_{\Pi} - C_p) \times \\ &\times \left[\frac{\operatorname{ch} [\sqrt{\alpha} (1 - X)]}{\operatorname{ch} (\sqrt{\alpha})} \alpha \tau + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2\mu_n^2 \cos [\mu_n (1 - X)] \{ \exp [-(\mu_n^2 + \alpha) \tau] - 1 \}}{\sin (\mu_n) (\mu_n^2 + \alpha)^2} \right]. \end{aligned} \quad (5.32)$$

Експериментально вимірюваний розподіл водню у стінці визначиться з рівняння:

$$\bar{C}^{\Sigma}(X, \tau) = \frac{C^{\Sigma}(X, \tau) - C_p}{C_{\Pi} - C_p} \times \left[\frac{\operatorname{ch}[\sqrt{\alpha}(1-X)]}{\operatorname{ch}(\sqrt{\alpha})} (1 + \alpha\tau) - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2\mu_n \cos[\mu_n(1-X)] \{ \alpha + \mu_n^2 \exp[-(\mu_n^2 + \alpha)\tau] \}}{\sin(\mu_n)(\mu_n^2 + \alpha)^2} \right] \quad (5.33)$$

Кінетика водневого насичення металу описується формулою:

$$\Delta \bar{m}(\tau) = \frac{\Delta m(\tau)}{(C_{\Pi} - C_p)\delta} = \frac{\operatorname{sh}(\sqrt{\alpha})}{\operatorname{ch}(\sqrt{\alpha})} \sqrt{\alpha} \tau - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2\mu_n^2 \{ \exp[-(\mu_n^2 + \alpha)\tau] - 1 \}}{(\mu_n^2 + \alpha)^2} \quad (5.34)$$

При $\alpha \rightarrow 0$

$$\Delta \bar{m}(\tau) = - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2}{\mu_n^2} \{ \exp[-(\mu_n^2 + \alpha)\tau] - 1 \} \quad (5.35)$$

На рис. 5.28 показано особливості насичення металу воднем в умовах блокування десорбції водню з металу. Аналізуючи кінетику водневого насичення в умовах як повної блокади десорбції водню з металу (рис. 5.28), так і при повній його десорбції з металу (рис. 5.27) можна стверджувати, що при малих значеннях безрозмірного часу τ інтенсивність насичення практично однакова. При короткочасності дифузійного процесу, пов'язаного з тривалістю існування нагрітої ділянки внутрішньої поверхні труби, вплив пасток-уловлювачів водню практично відсутній. Вплив водневих пасток буде проявлятися при великих значеннях часу.

Як зазначено вище, при проведенні зварювальних робіт на поверхні труб на локальній нагрітій внутрішній ділянці труби може відкладатися вуглець як продукт термічного розкладання метану. При рекомендованих температурах внутрішньої поверхні не вище за 983 °С в умовах короткочасного термічного

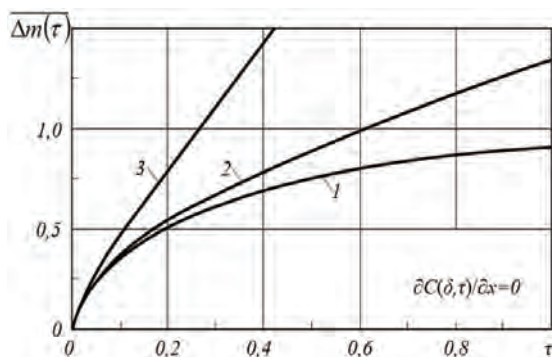


Рис. 5.28. Інтенсивність насичення металу пластины воднем при блокуванні дифузії через зовнішню поверхню: 1 — $\alpha = 0$; 2 — $\alpha = 1$; 3 — $\alpha = 10$



Рис. 5.29. Наплавлені валики на поверхні труби (товщина стінки 3,2 мм; тиск метану 4,5 МПа; швидкість потоку газу 6,1 м/с) (а) і сліди температурного поля на внутрішній поверхні (б) [5.6]

циклу науглецювання металу якщо й матиме місце, то воно буде незначним. Інша ситуація складатиметься, якщо температура металу на внутрішній поверхні досягне 1147°C і вище. За наявності вуглецю на внутрішній поверхні при рівні концентрації вуглецю приблизно 4,3 % формується тонка плівка евтектичного складу чавуну на локальній ділянці внутрішньої поверхні безпосередньо під зварювальною дугою. Формування рідкої плівки евтектичного складу відповідає аналізу нагрівання залізовуглецевих сплавів за діаграмою стану $\text{Fe}-\text{Fe}_3\text{C}$ [5.4, 5.5].

У [5.6] описано результати стендових досліджень при наплавленнях на трубу, через яку транспортується метан. Загальний вигляд наплавлених валиків і нагрітих ділянок на внутрішній поверхні труби показано на рис. 5.29.

На рис. 5.30 наведено макроструктуру зварного з'єднання при наплавленні валика на трубу. Стрілкою позначено ділянку шару евтектичного складу, утвореного безпосередньо під наплавленим валиком. Мікроструктуру сталі на ділянці ЗТВ із новоутвореним шаром на внутрішній поверхні труби наведено на рис. 5.31. Структури евтектичного складу мають високу твердість і крихкість, а отже, проявляють високу схильність до тріщиноутворення. На рис. 5.31, б показано тріщину в утвореному шарі евтектичного складу. Зрозуміло, що такі тріщини можуть розвиватися в металі стінки труби. Для аналітичної оцінки росту шару нової фази можна використати розрахункову схему зростання рідкої фази (рис. 5.32) [5.4, 5.5]. Зростання рідкої фази L здійснюється за рахунок дифузії вуглецю з поверхні, і далі через рідку фазу вуглець буде дифундувати у тверду фазу S . Тут C_{L0} , $C_{L\gamma}$, $C_{\gamma L}$ — рівноважні концентрації вуглецю на поверхнях розділу фаз, які визначаються з діаграми стану залізо—цементит при заданій температурі T_i на лініях ліквідуса та солідуса; $x = y(t)$ — координата рухомої поверхні шару; C_0 — початковий вміст вуглецю в сталі.

Дифузійне перенесення вуглецю в рідкій і твердій фазах описується рівняннями:

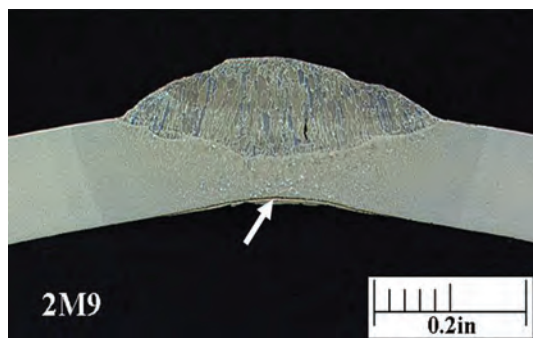


Рис. 5.30. Макроструктура зварного з'єднання при наплавленні валика на поверхню труби [5.6]

$$C_L(x, t) = C_{L0} + (C_{Ly} - C_{L0}) \frac{\operatorname{erf}\left(\frac{x}{2\sqrt{D_L t}}\right)}{\operatorname{erf}(\beta)},$$

$$C_S(x, t) = C_0 + (C_{yL} - C_0) \frac{\operatorname{erfc}\left(\frac{x}{2\sqrt{D_S t}}\right)}{\operatorname{erfc}\left(\beta \sqrt{\frac{D_L}{D_S}}\right)}.$$
(5.36)

У наведених рівняннях D_L і D_S — коефіцієнти дифузії вуглецю в рідкій і твердій фазах відповідно.

Координата рухомої границі визначиться з рівняння:

$$y(t) = 2\beta\sqrt{D_L t},$$
(5.37)

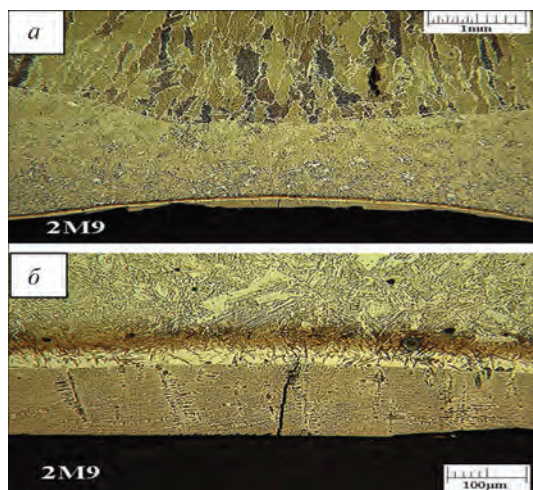


Рис. 5.31. Мікроструктура сталі в зоні термічного впливу (а) з утвореним шаром евтектичного складу на внутрішній поверхні (б) і тріщина в ньому [5.6]

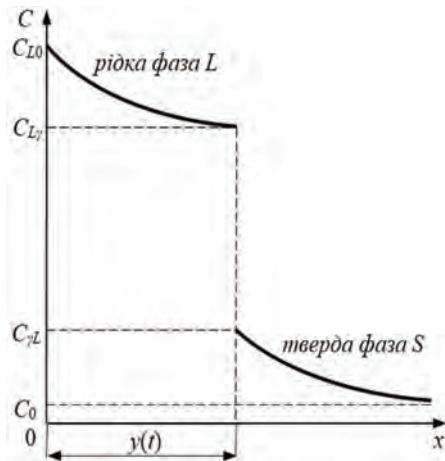


Рис. 5.32. Схема розподілу вуглецю при рості рідкого шару L на поверхні твердої фази S де коефіцієнт β визначається з трансцендентного рівняння:

$$(C_{\gamma L} - C_{L\gamma})\sqrt{\pi}\beta = (C_{L\gamma} - C_{L0})\frac{\exp(-\beta^2)}{\operatorname{erf}(\beta)} + \sqrt{\frac{D_s}{D_L}}(C_{\gamma L} - C_0)\frac{\exp\left(-\beta^2\frac{D_L}{D_s}\right)}{\operatorname{erfc}\left(\beta\sqrt{\frac{D_L}{D_s}}\right)}. \quad (5.38)$$

Для прикладу розрахуємо розподіл вуглецю в новоутвореному рідкому шарі й твердій фазі в умовах, коли внутрішня поверхня труби нагрівається до 1220°C . Приймемо вихідний вміст вуглецю в сталі $C_0 = 0,1\%$. З діаграми залізо–цементит рівноважні концентрації складуть: $C_{L0} = 5,4\%$; $C_{L\gamma} = 3,7\%$; $C_{\gamma L} = 1,8\%$. Коефіцієнти дифузії вуглецю в рідкій і твердій фазах відповідно виберемо: $D_L = 2 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2/\text{с}$, $D_s = 1 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2/\text{с}$. На рис. 5.33 побудовано графіки розподілу вуглецю в рідкій і твердій фазах сталі для різних часів існування нагрітої ділянки сталі. Видно, що зі збільшенням часу перебування нагрітої внутрішньої поверхні металу товщина рідкої фази, а отже, і товщина закристалізованого шару евтектичного складу збільшується. При цьому глибина насичення твердої фази вуглецем є незначною та нею можна знехтувати. У розглянутому процесі науглецювання відбувалося в умовах зварювання при наявності потоку метану в трубах. Між тим, за даними [5.7], на внутрішніх поверхнях газопроводів зі значним терміном експлуатації спостерігаються відкладення сажі (вуглецю) як результат довгого ланцюга хімічних перетворень газу з утворенням вільних радикалів і проміжних продуктів. У цьому зв'язку виникає проблема науглецювання металу при виконанні ремонтно-зварювальних робіт навіть і за відсутності потоку газу в трубі, тобто на зупиненому трубопроводі. У таких умовах залишкова товщина стінки на ділянці ураження, наприклад корозією,

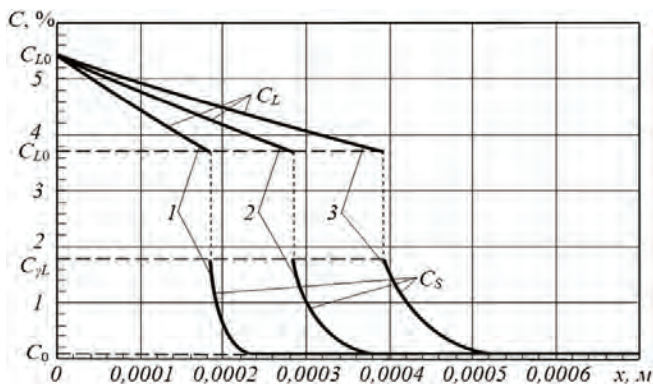


Рис. 5.33. Розподіл вуглецю в рідкій науглекислованій плівці та в твердій фазі по товщині стінки труби: 1 — $\tau = 2$ с; 2 — $\tau = 5$ с; 3 — $\tau = 10$ с

як правило, може не регламентуватися, а зварювальні параметри вибираються такими, щоб уникнути наскрізного пропалення труби.

Загалом необхідно зазначити, що як локальне наводнювання металу, так і науглекисловання сприяють окрихченню сталі [5.8, 5.9].

5.6. ХАРАКТЕРНІ ОСОБЛИВОСТІ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ РЕМОНТНОГО НАПЛАВЛЕННЯ ПОВЕРХНЕВИХ ДЕФЕКТІВ ВТРАТИ МЕТАЛУ

Процес багатопротічного наплавлення виявлених дефектів МТ дозволяє відновити габаритні розміри стінки зі стоншенням (корозійним або зумовленим контрольованим шліфуванням) шляхом компенсації втраченого металу. Оскільки попереднє підігрівання області ремонту МТ із дефектом дозволяє уникнути руйнування конструкції у результаті холодного розтріскування, то основним механізмом, що обмежує технологічну міцність, є пластична нестійкість локального перегрітого металу навантаженої внутрішнім тиском труби. Зниження міцності стінки ТЕ при зварювальному нагріванні може бути враховане з різним ступенем консервативності залежно від наявних даних про матеріал трубопроводу, величину геометричної аномалії та стабільність зварювального процесу. Оскільки докритичне й критичне порушення цілісності матеріалу має місце при високих температурах, основним механізмом руйнування є в'язке руйнування, яке супроводжується зародженням і розвитком рівномірно розподіленої пористості.

Іншим аспектом, що обмежує застосовність наплавлення виявлених дефектів стоншення стінки МТ, який перебуває під внутрішнім тиском, є надлишкове деформування конструкції в області локального послаблення, викликане нагріванням. Як результат, в області наплавлення дефекту стоншення формується надлишкове радіальне деформування, яке в залишковому стані може бути інтерпретоване як дефект форми типу випину (здуття). Таким чи-

ном, усунення втрати металу може знизити міцність і роботоздатність ділянки МТ у випадку недопустимої залишкової формозміни труби. Оптимальним режимом заварювання дефекту є такий, при якому внутрішні усадкові зусилля в перерізі трубопроводу врівноважуються надлишковим радіальним зусиллям в області послабленого металу, в результаті чого залишкова формозміна ТЕ після заварювання є мінімальною. Виходячи зі сказаного, можна зробити висновок, що оптимізацію технологічних параметрів ремонтного наплавлення дефектів стоншення МТ із погляду гарантування безпеки проведення робіт на діючому трубопроводі та залишкової міцності відновленої конструкції необхідно базувати на виконанні критеріїв технологічної міцності та умов допустимості залишкових деформацій.

Дослідження особливостей стану ділянки МТ із виявленим зовнішнім дефектом локального корозійного стоншення стінки в процесі ремонтного наплавлення проводилося на характерному прикладі трубопроводу діаметром $D = 1420$ мм із товщиною стінки $t = 20$ мм зі сталі Х65 ($\sigma_T = 490$ МПа, $\sigma_B = 590$ МПа) з максимальним експлуатаційним тиском $P = 7,4$ МПа. Був розглянутий дефект втрати металу ($2s \times 2u \times \delta = 70 \times 70 \times 10$ мм) на зовнішній поверхні труби. З урахуванням етапу контрольованого шліфування його форма може бути прийнята напівеліптичною. Для усунення такого дефекту достатньо двох наплавлювальних шарів (за винятком контурного). Схему розкладання валиків наведено на рис. 5.34. Передбачалося, що область ремонту попередньо підігрівали до температури $T_{np} = 100$ °С, щоб уникнути появи холодних тріщин. Технологічні параметри дугового наплавлення згідно з рекомендованими існуючими стандартами вибрані наступними: зварювальний струм $I_{зв} = 80$ А, швидкість зварювання $v_{зв} = 2$ мм/с, тиск у трубопроводі при ремонті $P_r = 4$ МПа. Відповідно параметрами ремонту є зварювальний струм $I_{зв}$, внутрішній тиск у трубопроводі при наплавленні P_r , а також час між наплавленням кожного з валиків, що забезпечує підтримку максимальної температури металу не нижче за необхідну $T_{min} \geq T_{np}$.

Розрахунок залишкового НДС конструкції після наплавлення показав суттєво нелінійний розподіл залишкових напружень. Це пояснюється поступовою формозміною конструкції у міру наплавлення валиків в області дефекту, а також складними температурними циклами в металі, що вирізняється повторним нагріванням і охолодженням. У процесі заварювання дефекту на трубопроводі під тиском спільна дія зовнішніх зусиль і локального нерівномірного термодформування (й інтенсивного пластичного плину металу) викликає формування локального поля пошкодження. Слід підкреслити, що в розглянутому випадку інтенсивність зростання зароджених мікропор в'язкого руйнування є характерно невеликою, що пояснюється невеликою жорсткістю напруженого стану в зоні локального нагрівання. Як результат, згідно з законом Райса–Трейсі швидкість росту зароджених пор є невеликою. При цьому збільшення внутрішньо-



Рис. 5.34. Схема наплавлення дефекту стоншення на зовнішній поверхні трубопроводу

го ремонтного тиску P_r (або тепловкладення при наплавленні) прогнозовано викличе зростання інтенсивності накопичення пластичних деформацій, відповідне зростання пор в'язкого руйнування та збільшення схильності конструкції до макроруйнування. Існує низка інженерних розрахункових критеріїв, що дозволяють проводити оптимізацію параметрів тепловкладення при ремонтному наплавленні дефектів стоншення на діючих МТ, серед яких треба виділити критерій Баттеля і критерій 46345. При цьому зазначалося, що граничний стан ТЕ при локальному нагріванні може бути описаний формальними законами механіки й характеристиками опірності матеріалу різним видам руйнування, тоді як використання параметрів $T_{in,кр}$ і $dr_{кр}$ обмежує застосовність відповідних критеріїв. Використання чисельних методик, що містять прогнозування розвитку деформованого стану конструкції в процесі ремонтного наплавлення аж до залишкового стану, який вирізняється надлишковим радіальним переміщенням dr_{res} , дозволяє враховувати фактор формування дефекту форми. Допустимість такого дефекту визначається розрахунком трубопроводу на статичну міцність (згідно з вимогами якого коефіцієнт запасу міцності n труби з дефектом не має бути меншим за допустиме значення k).

Розроблена методика оцінки схильності металу зварних трубопроводів і посудин тиску до в'язкого руйнування дозволяє дослідити вплив різних параметрів ремонту на технологічну міцність трубопроводу та його роботоздатність. Як характерний приклад було розглянуто процес наплавлення одного валика для зазначеного вище трубопроводу $D = 1420$ мм із товщиною стінки $t = 20$ мм по центру дефекту стоншення. Зміна НДС у процесі багатопрхідного наплавлення має складний характер, який визначається різним розміщенням валиків щодо дефекту стоншення, а також зміною профілю пошкодженої частини трубопроводу в міру кристалізації наплавленого металу. Це, у свою чергу, веде до суттєво нелінійних залежностей між параметрами наплавлення, що забезпечують безпеку ремонту та роботоздатність трубопроводу після усунення дефекту стоншення. На прикладі декількох режимів наплавлення дефекту згідно зі схемою рис. 5.32 (табл. 5.5) проведено чисельне дослідження допустимості поточного та залишкового стану ТЕ під тиском [5.10]. Як видно з наведених даних, режим 1, обраний із використанням консервативних вимог нормативних документів, дозволяє з більшим запасом забезпечити безпеку проведення ремонтних робіт, задовольнивши всім критеріям

Таблиця. 5.5. Вплив деяких технологічних параметрів наплавлення на граничний і залишковий стани трубопроводу

№	P_r , МПа	$I_{зв}$, А	$T_{шт}$, °С	Висновок про допустимість
1	4,0	80	300	наплавлення допустиме
2	4,0	100	300	наплавлення допустиме
3	4,0	100	500	наплавлення допустиме
4	7,5	150	500	дефект форми, що утворювався в результаті наплавлення, помірний $1,593 = n < k = 1,617$
5	7,5	170	500	пластична нестійкість $\Psi \sim 1$

оптимізації параметрів ремонтного наплавлення. Режим 4, що вирізняється суттєво більшим нагріванням і проведенням ремонту під експлуатаційним тиском, викличе істотне перегрівання та деформування труби в області наплавлюваного дефекту аж до значення температур і радіальних переміщень, що порушують критерії Баттеля і 46345, але при виконанні умови міцності за критеріями в'язкого руйнування. При цьому, як вказувалося вище, фактична цілісність стінки МТ при наплавленні заснована на вимозі безпеки проведення робіт на діючому трубопроводі, тоді як можливе залишкове деформування може порушити регламентні вимоги щодо його несучої здатності. Як показали результати розрахунків, залишковий деформований стан вирізняється дефектом форми складного профілю, розміри якого визначаються рівнем прогрівання області наплавлення, а також величиною внутрішнього тиску P_r і мінімальною температурою охолодження валиків $T_{шт}$ [5.11].

Оцінка допустимості такого дефекту форми поряд із аналізом пластичної нестійкості в процесі багатопрохідного наплавлення при різних режимах дозволила зробити прогноз цілісності ТЕ в процесі ремонту та роботоздатності (табл. 5.5). З наведених результатів можна зробити висновок, що, з одного боку, вимоги актуальних нормативних документів є досить консервативними. З іншого боку, явище надлишкового деформування стінки трубопроводу та відповідне зниження його статичної міцності є істотним чинником, що визначає застосовність технології ремонту МТ наплавленням, а це має враховуватися для гарантованої якості проведення ремонтних робіт на діючих трубопроводах. Такі дані можуть бути представлені у вигляді двовимірних діаграм, зокрема у координатах «ремонтний тиск–зварювальний струм», приклад яких для розглянутого випадку (властивості та геометрія трубопроводу, ступінь і характер пошкодження) наведений на рис. 5.35. Із цих даних можна зробити висновок про те, що при істотному тепловкладенні переважаючим механізмом, що обмежує застосування наплавлення, є ризик пластичної нестійкості, тоді як при відносно невеликих потужностях локального нагрівання та високих тисках небезпечним є надлишкове залишкове деформування конструкції. Криві на наведених

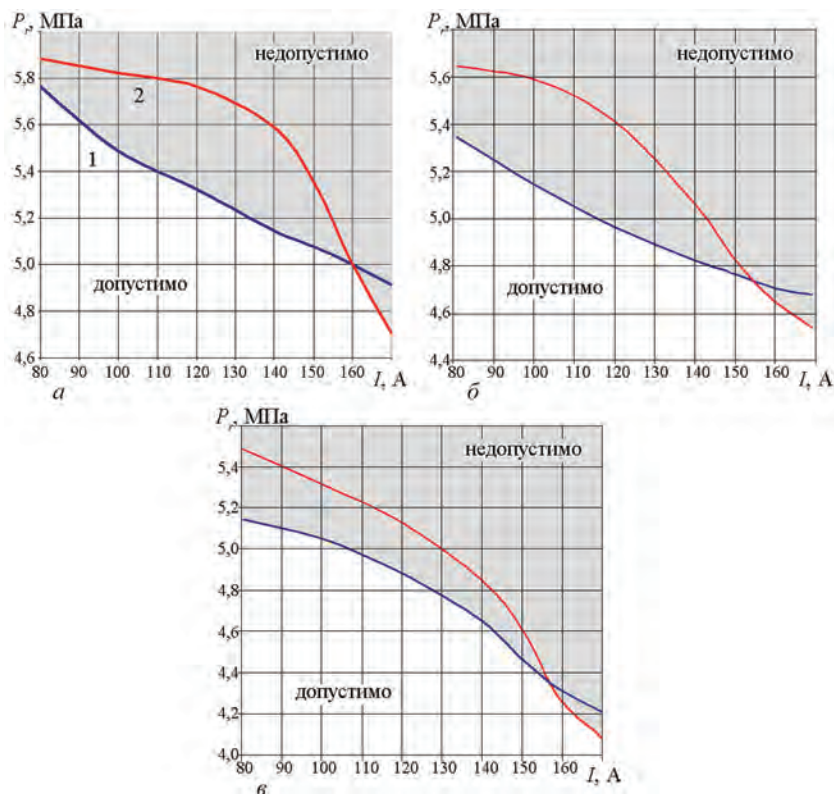


Рис. 5.35. I-P-діаграма вибору режимів багатопротічного наплавлення з урахуванням допустимості залишкового дефекту форми 1 і критеріїв пластичної нестійкості 2: а — $T_{\text{mn}} = 100\text{ }^{\circ}\text{C}$; б — $T_{\text{mn}} = 300\text{ }^{\circ}\text{C}$; в — $T_{\text{mn}} = 500\text{ }^{\circ}\text{C}$

діаграмах являють собою границю, що розділяє області допустимого та недопустимого станів трубопроводу при багатопротічному наплавленні дефекту та наступній експлуатації: область параметрів, розташована нижче від кривої 1, відповідає виконанню вимог допустимості дефекту форми в області ремонту, тоді як область під кривою 2 відповідає параметрам, що гарантують виконання критеріїв опору матеріалу в'язкому руйнуванню, згідно з результатами комплексу чисельних розрахунків кінетики стану МТ при наплавленні [5.12].

Складність фізичних явищ, що впливають на схильність металу зварного шва до утворення холодних тріщин, створює значні проблеми у визначенні точного кількісного критерію руйнування. У цьому контексті ймовірнісний критерій, заснований на принципах статистичної механіки Вейбулла, вважається найбільш прийнятним для чисельної оцінки. Ймовірність виникнення холодної тріщини як функцію вмісту дифузійного водню V_H (мл/100 г) і механічних напружень у матеріалі можна кількісно оцінити за допомогою наступного виразу [5.13]:

$$p(V_H) = 1 - \exp \left[- \sum \left(\frac{\sigma - A(V_H)}{B} \right)^\eta \Delta V_H \right], \sigma > A(V_H). \quad (5.39)$$

Коефіцієнти A , B , η для трипараметричного розподілу визначаються експериментально. Проведено дослідження впливу технологічних параметрів ремонтного зварювання магістральних газопроводів на холодне розтріскування металу труб із урахуванням впливу концентрації дифузійного водню V_H в умовах транспортування газоводневої суміші [5.14]. Досліджувалася пряма ділянка магістрального трубопроводу діаметром 1420 мм і товщиною стінки 20 мм зі сталі X65, робочий тиск 7,5 МПа, внутрішній тиск під час ремонту 4,0 МПа. Експлуатаційним дефектом, який розглядався, було локальне стоншення стінки розмірами 150 мм у довжину, 100 мм у ширину і 10 мм у глибину. Використаними параметрами зварювання були: швидкість зварювання 5 мм/с і сила зварювального струму 100 А. Зона ремонту була попередньо нагріта до певної температури T_p , а час між послідовними проходами зварювання контролювався, щоб запобігти охолодженню металу нижче за температуру попереднього нагріву.

Скінченно-елементний аналіз кінетики температурного поля, фазових перетворень, розподілу водню та напружено-деформованого стану, виконаний для оцінки процесів, що відбуваються під час ремонтного зварювання магістрального газопроводу в умовах експлуатації, продемонстрував значну нерівномірність просторового розподілу цих фізичних полів у зоні ремонту [5.15]. Доведено, що така неоднорідність виникає внаслідок кількох ключових факторів. По-перше, це локальне нагрівання, яке супроводжує зварювальний процес, і змінні температурні цикли, що проявляються по поперечному перерізу дефектної конструкції. По-друге, вагомий внесок у формування нерівномірності робить поступова зміна геометрії трубопроводу в міру нанесення нового металу. Така складна взаємодія фізичних і технологічних факторів зумовлює раціональність використання інтегрального ймовірнісного критерію холодного розтріскування. Цей підхід дозволяє врахувати як специфіку фізичних процесів, так і технологічні особливості ремонтного зварювання, забезпечуючи точніше прогнозування ризиків тріщиноутворення.

Аналіз застосування критерію (5.39) показав його ефективність для оцінки ймовірності зародження холодної тріщини [5.16]. Зокрема цей критерій враховує початкову концентрацію дифузійного водню в металі трубопроводу та температуру попереднього підігріву зони ремонту. На рис. 5.36, *a* показано, що вплив дифузійного водню на схильність металу труби до холодного розтріскування є значним. Підвищений вміст дифузійного водню може збільшити ймовірність утворення холодних тріщин у десятки або навіть у сотні разів. Проте попередній нагрів зони ремонту до температури 100 °С істотно змінює ситуацію, знижуючи ймовірність утворення холодних тріщин до рів-

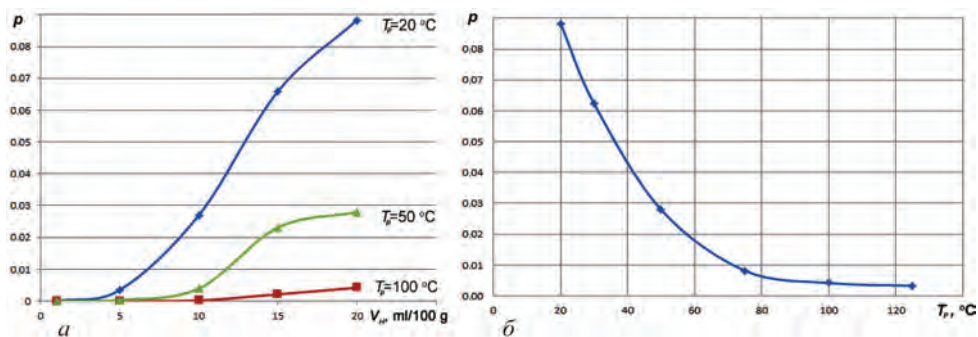


Рис. 5.36. Розрахункові залежності ймовірності p зародження холодної тріщини в металі трубопроводу від початкового вмісту дифузійного водню V_H (а) і температури попереднього підігріву ділянки ремонту T_p (б)

ня, що не перевищує $5 \cdot 10^{-3}$ у широкому діапазоні концентрацій водню. Ці результати узгоджуються з вимогами чинних стандартів, які регламентують проведення ремонтних робіт. На додаток до цього, на рис. 5.36, б представлено типовий розрахунок залежності ймовірності холодного розтріскування металу трубопроводу від температури попереднього нагріву для початкового вмісту водню $V_H = 20$ мл/100 г. Як видно з графіка, попередній нагрів виявляється найефективнішим у діапазоні температур до 80 $^\circ\text{C}$. Це підкреслює важливість ретельного вибору параметрів попереднього підігріву для зменшення ризику утворення тріщин і забезпечення надійності зварних з'єднань. Таким чином, доведено, що використання попереднього нагріву є ключовим засобом зменшення ймовірності холодного розтріскування під час ремонтного зварювання магістральних газопроводів. Показано, що правильно вибрані параметри на-

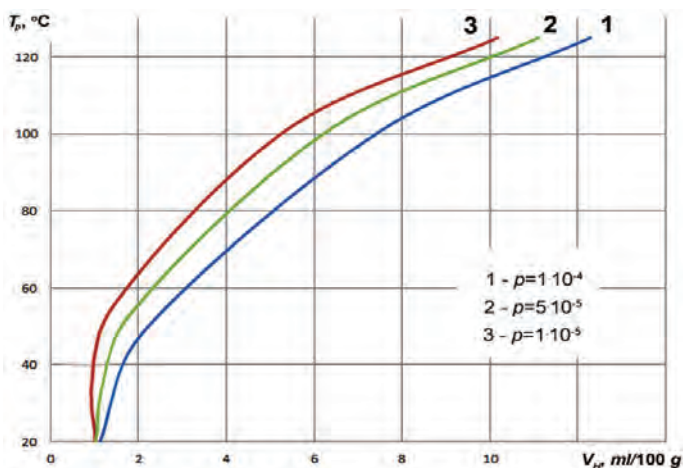


Рис. 5.37. Розрахункові залежності між температурою попереднього підігрівання T_p зони ремонту та вмістом дифузійного водню V_H у трубі для різних допустимих ймовірностей p холодного розтріскування

гріву здатні значно знизити ризики, забезпечуючи відповідність зварювальних робіт сучасним стандартам та вимогам надійності.

Для практичного застосування результати розрахунків доцільно представити у вигляді діаграм, що залежать від складу газоводневої суміші та вмісту дифундуючого водню в трубі з температурою попереднього підігріву зони ремонту. Ці діаграми вказують на умови, необхідні для досягнення певного рівня ймовірності холодної тріщини (від 10^{-5} до 10^{-4}). Приклад таких діаграм наведено на рис. 5.37. Дані наочно демонструють, що використання існуючої газотранспортної системи для транспортування газоводневих сумішей потребує переоцінки стандартизованих вимог до технологічних заходів для забезпечення надійності та підтримки цілісності конструкції.

5.7. МЕТОДИКА ПЛАНУВАННЯ РЕМОНТНИХ РОБІТ НА ОСНОВІ РАНЖУВАННЯ ДЕФЕКТІВ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ, ВИЯВЛЕНИХ ПРИ ВНУТРІШНЬОТРУБНІЙ ДІАГНОСТИЦІ

Імовірнісна природа руйнування дефектного ТЕ може бути зумовлена неточністю результатів дефектоскопії, а також природним розкидом даних про властивості матеріалу, зокрема таких, як тріщиностійкість або швидкість корозії. У цьому випадку для визначення ймовірності аварійної ситуації може бути використана методика статистичного аналізу допустимості стану й залишкового ресурсу дефектного ТЕ, заснована на методі Монте-Карло, а саме [5.17]:

- на основі відомих вхідних даних за кожним виявленим при дефектоскопії дефектом визначається їхня репрезентативна вибірка в рамках відповідних законів розподілу. При цьому вважається, що ймовірність характеристики набути конкретне значення є довільною і варіюється від 0,0 до 1,0; під репрезентативною вибіркою різних вхідних даних мається на увазі кількість N_s рівноймовірнісних комбінацій, достатня для стабільної ймовірності руйнування дефекту згідно з обраним критерієм граничного стану;

- у рамках репрезентативної вибірки проводиться підрахунок кількості неприпустимих станів ТЕ з конкретним дефектом N_i на основі відповідного критерію допустимості. Таким чином, під ймовірністю аварійної ситуації p_i в області ізолюваного або об'єднаного дефекту приймається частота виконання критерію граничного стану, а саме:

$$p_i = N_i / N_s \quad (5.40)$$

За необхідності може бути визначена сумарна ймовірність аварійної ситуації p_Σ на ділянці трубопроводу з кількома ізолюваними дефектами:

$$p_\Sigma = 1 - \prod_i (1 - p_i). \quad (5.41)$$

Залежно від виду i -го вхідного параметра X_i розподіл його значень описується різними статистичними функціями. Так, стосовно опису геометричних розмірів

конструкції (дефекту), міцнісних характеристик матеріалу (σ_T , σ_B) та швидкості корозії може бути використаний усічений нормальний закон розподілу:

$$\left\{ \begin{aligned} \varphi_i(X_i) &= \frac{1}{\sqrt{2\pi}\xi_i S_i} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{X_i - \bar{X}_i}{\xi_i}\right)^2\right], A \leq X_i \leq B; \\ S_i &= \int_A^B \frac{dX_i}{\sqrt{2\pi}\xi_i} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{X_i - \bar{X}_i}{\xi_i}\right)^2\right] \end{aligned} \right., \quad (5.42)$$

де $\bar{X}_i$ — математичне очікування величини X_i ($A \leq x_i \leq b$); ξ_i — стандартне відхилення.

Функціональна залежність імовірності i -ї характеристики прийняти значення X_i обчислюється в такий спосіб:

$$P(X_i) = \int_A^{X_i} f_i(X) dX. \quad (5.43)$$

Що стосується параметрів тріщиностійкості (K_{IC} і K_{ISCC}), імовірність прийняти конкретне значення X_i для цих характеристик традиційно описується трипараметричним законом Вейбулла:

$$P(X_i) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{X_i - X_0}{X_d - X_0}\right)^\eta\right], \quad (5.44)$$

де X_d , X_0 , η — параметри розподілу Вейбула.

Застосування такої методології є доцільним у випадку використання експрес-методів дефектоскопії протяжних ділянок трубопроводів, які вирізняються відносно великою похибкою. Зокрема одним із найпоширеніших методів контролю стану лінійних частин сухопутних МТ є ВТД, яка полягає в пропущенні трубопроводом серії дефектоскопів (снарядів), що дозволяє збирати різні дані про стан конструкції без зупинки транспорту продукту. Таким чином формується база даних про накопичені дефекти (тріщини, стоншення стінки, вм'ятини тощо), на основі якої проводиться експертний висновок про можливість подальшої експлуатації ділянки МТ і необхідність проведення ремонтних робіт. Основними видами ремонту МТ під тиском є контрольоване шліфування поверхневих дефектів, заварювання поверхневих дефектів і встановлення підсилюючих конструкцій (муфт, бандажів). Вибір технології ремонту визначається ступенем пошкодження трубопроводу, а також ефективністю кожного конкретного методу. Для цього, зокрема, можуть бути консервативно використані підходи актуальних нормативних документів. Для зниження консервативності вибору типу ремонту може бути проведено моделювання процесу ремонту при конкретних технологічних параметрах і на основі відповідних критеріїв безпеки, вимог ефективнос-

ті та достатнього ресурсу відремонтованої ділянки робиться висновок про можливість використання конкретного типу ремонту під тиском.

Раніше фахівцями ІЕЗ ім. Є.О. Патона НАН України пропонувалася методика ймовірнісного ранжування дефектів для визначення порядку їх усунення за допомогою зварювальних технологій. Але дана методика вимагає подальшого розвитку з погляду відповідності національним українським стандартам, а також для урахування множинної дефектності різного типу, яка може бути усунена в процесі одного етапу ремонту. Тому пропонується використання багаторівневої методики визначення порядку усунення дефектів залежно від повноти наявних даних і необхідної консервативності [5.18]:

Рівень 1. Поділ усіх дефектів на 4 групи за ступенем допустимості: незначні, помірні, значні, критичні.

Рівень 2. Визначення залишкового коефіцієнта запасу міцності ділянки МТ із конкретним виявленим дефектом.

Рівень 3. Розрахунок імовірності руйнування стінки трубопроводу в області дефекту.

Згідно з Рівнем 1 ранжування всі дефекти, виявлені при ВТД лінійної ділянки МТ розподіляються на чотири групи за ступенем допустимості відповідно до національного стандарту ДСТУ Н Б В.2.3-21:2008. При цьому пріоритет ремонту визначається приналежністю до групи більш небезпечних дефектів. Цей підхід застосовний у випадку, якщо всі помірні дефекти технічно можливо усунути в термін до шести місяців, значні — у термін до двох місяців. Наявність критичних дефектів припускає зміну умов експлуатації трубопроводу аж до його повної зупинки. Визначальним параметром є коефіцієнт запасу міцності, який обчислюється на основі критерію допустимості стану ділянки з дефектом конкретного типу. Стосовно дефектів локальної втрати металу для оцінки залишкового запасу міцності використовувався алгоритм вітчизняного стандарту ДСТУ-Н Б В.2.3-21:2008, який дозволив реалізувати Рівні 1–2 методики ранжування. Коефіцієнт запасу міцності для ТЕ із тріщиноподібним дефектом визначається на основі критерію R6.

Інтервалами значень коефіцієнта запасу міцності n для дефектів МТ різного ступеня допустимості є:

- а) $n > k$ — незначні дефекти;
- б) $1,1\sigma_B/\sigma_T \leq n < k$ — помірні дефекти;
- в) $1,1 \leq n < 1,1\sigma_B/\sigma_T$ — значні дефекти;
- г) $n < 1,1$ — критичні дефекти.

Перший етап Рівня 2 ранжування повторює Рівень 1, за допомогою якого проводиться поділ усіх дефектів на чотири групи за ступенем їхньої допустимості на момент проведення діагностики. При плануванні ремонту беруться до уваги дефекти, які відносяться до незначних, помірних або значних. У рамках цих груп проводиться ранжування на основі значення обчисленого коефіцієнта

запасу міцності з урахуванням природного зростання дефектів (за корозійним чи втомним механізмами) згідно з відповідними методиками. При виявленні критичних дефектів необхідно змінити параметри експлуатації дефектної ділянки МТ (зокрема зниження внутрішнього тиску) і перевести дефект у розряд значних або помірних. Пріоритет ремонту усунення кожного ізольованого (об'єднаного) дефекту визначається мінімізацією певних значень коефіцієнта запасу міцності при конкретних умовах експлуатації: чим нижче коефіцієнт запасу дефектної ділянки, тим вищим є пріоритет його усунення.

Рівень 3 ранжування є найменш консервативним і дозволяє врахувати природний розкид вхідних даних з метою точнішого визначення порядку усунення дефектів, які в певний період можуть змінити ступінь допустимості, а також у випадку недостатньої інформації про геометричні та експлуатаційні параметри дефектної ділянки й/або механічні характеристики матеріалу трубопроводу. Параметром ранжування у цьому випадку є ймовірність відмови дефектної ділянки за фактичних умов експлуатації, розрахунок якої проводиться на основі методу Монте-Карло. Урахування стохастичного відхилення значень різних вхідних даних описується за допомогою усіченого розподілу Гауса (геометричні розміри дефекту, міцнісні властивості матеріалу трубопроводу, швидкість корозії) і розподілу Вейбулла (характеристики тріщиностійкості матеріалу). Порядок ремонту в кожний момент часу після діагностики стану лінійної ділянки МТ визначається ймовірністю p_i : чим більша ймовірність аварійної ситуації, тем вищим є пріоритет ремонту.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 5

1. Розроблено та науково обґрунтовано технології зварювання підсилювальних конструкцій для ремонту дефектних ділянок магістральних газопроводів, що забезпечують відновлення їхньої несучої здатності в умовах дії внутрішнього тиску та складного напружено-деформованого стану. Встановлено, що ефективність таких рішень визначається узгодженістю тривимірної роботи трубопроводу та оболонкової поведінки підсилювальних елементів, а також дотриманням оптимальних режимів зварювання й тепловкладення.

2. Запропоновано методику кількісного оцінювання ефективності підсилення трубопроводів із дефектами локального стоншення стінки за допомогою зварних і композиційних бандажів на основі відношення ймовірностей руйнування до та після ремонту. Встановлено визначальний вплив геометрії бандажа, ступеня його прилягання та внутрішнього тиску під час ремонту на досягнення високої ефективності підсилення. Показано, що для композиційних бандажів максимальний ефект досягається при низьких рівнях навантаження, тоді як зі зростанням тиску внаслідок розвитку докритичного пошкодження ефективність знижується аж до втрати при макроруйнуванні.

3. Визначено закономірності формування тріщинонебезпечних станів у зварних з'єднаннях ремонтних конструкцій, обумовлених впливом водню, те-

плових циклів і структурних факторів. Обґрунтовано необхідність застосування зварювальних матеріалів із низьким вмістом дифузійного водню, використання ефекту термовідпалу другого проходу та післязварювального підігріву для запобігання холодному розтріскуванню.

4. Розроблено методи й технології ремонту підводних газопроводів зварюванням з урахуванням специфіки водного середовища, зокрема формування воднево-кисневої атмосфери парогазового пузиря, що сприяє насиченню металу воднем і окисненню легуючих елементів. Показано, що застосування електродних матеріалів із формуванням аустенітної структури металу шва забезпечує зниження ризику холодного розтріскування, зокрема для сталей типу 17Г1С та Х60.

5. Обґрунтовано механізми термохімічних процесів, що супроводжують зварювально-ремонтні роботи, зокрема термічний розклад метану з утворенням водню та вуглецю. Розроблено математичну модель дифузії водню з урахуванням пасток-уловлювачів, що дозволяє прогнозувати кінетику наводнення та його розподіл у металі. Встановлено закономірності формування науглецьованого шару та доведено, що поєднання процесів наводнення й науглецювання суттєво підвищує ризик тріщиноутворення та зниження надійності трубопроводів.

6. Визначено характерні особливості процесу багатопрхідного ремонтного наплавлення дефектів втрати металу. На основі побудови діаграм у координатах «ремонтний тиск–зварювальний струм» встановлено області допустимих і недопустимих режимів. Показано, що при підвищеному тепловкладенні визначальним є ризик пластичної нестійкості, тоді як при високих тисках і низькому тепловкладенні — надлишкове залишкове деформування, неприпустиме за вимогами нормативів.

7. Розвинуто методіку планування ремонтно-відновлювальних робіт на основі ранжування дефектів, виявлених внутрішньотрубною діагностикою. Запропоновано тривірневий підхід, що включає нормативну класифікацію дефектів, оцінювання залишкового коефіцієнта безпеки та ймовірнісний аналіз методом Монте-Карло з урахуванням розкиду параметрів і похибок контролю. Додатково запропоновано ранжування ділянок із множинною дефектністю, що підвищує ефективність планування відновлення протяжних ділянок трубопроводів.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ ДО РОЗДІЛУ 5

- 5.1. Махненко В.И., Великоиваненко Е.А., Миленин А.С. и др. (2011) Допускаемое давление для заполнителя герметичных муфт, используемых при ремонте магистральных трубопроводов. *Автоматическая сварка*, **8**, 25–30. <https://patonpublishinghouse.com/as/pdf/2011/pdfarticles/08/8.pdf>
- 5.2. Milenin, O., Velykoivanenko, O., Rozynka, G., Pivtorak, N. (2023) Multi-scale finite-element model for numerical prediction of subcritical damage and limit state of fiber-reinforced composites and structures. *Lecture Notes in Mechanical Engineering*, 238–246. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-82979-6_17

- 5.3. Миленин А.С., Великоиваненко Е.А., Розынка Г.Ф., Пивторак Н.И. (2016) Численное прогнозирование эффективности усиления дефектных трубопроводов бандажами из композиционных материалов *Техническая диагностика и неразрушающий контроль*, **1**, 12–18. DOI: <https://doi.org/10.15407/tdnk2016.01.04>
- 5.4. Василик А.В., Запыхляк В.Б., Височан М.І. (2014) До проблеми зварювальних робіт на діючих газопроводах. Частина І. *Науковий вісник ІФНТУНГ*, **2(37)**, 170–171. <http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/2587/1/4172p.pdf>
- 5.5. Василик А.В., Запыхляк В. Б., Сем'яник І.М., Запыхляк Н.М. (2015) До проблеми зварювальних робіт на діючих газопроводах. Частина ІІ. *Науковий вісник ІФНТУНГ*, **2(39)**, 131–138. <http://nv.nung.edu.ua/index.php/nv/article/view/428/427>
- 5.6. Gordon, R., Bruce, B., Harris, I. et al. (2004) *Internal repair of pipelines review & evaluation of internal pipeline repair*. Trials Report. EWI Project 46211GTH. <http://trid.trb.org/view/757349>
- 5.7. Кузюков А.Н., Борисенко В.А. и др. (2007) Водородное разрушение сталей в условиях транспортировки природного газа. Водородная экономика и водородная обработка материалов: *Материалы V Международной конференции, Донецк, Украина*, Том 2, 861–865.
- 5.8. Kryzhanivskyy, Y., Poberezhny, L., Maruschak, P. et al. (2019) Influence of test temperature on impact toughness of X70 pipe steel welds. *Procedia Structural Integrity*, **16**, 237–244. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2019.07.047>
- 5.9. Kryzhanivskiy, Ye.I., Hrabovskyy, R.S., Tuts, O.M. et al. (2025) Development of fracture mechanics approaches to assessing the state of long-term operated defective pipes of main gas pipelines. *Mater. Sci.*, **61(3)**, 77–83. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-025-01001-x>
- 5.10. Milenin, O., Velykoivanenko, E., Rozyinka, G., Pivtorak, N. (2023) Novel approach for numerical evaluation of limiting state and reliability of corroded pipelines under in-service repair welding. *Welding in the world*, **67(10)**, 373–379. DOI: <https://doi.org/10.1007/s40194-023-01543-1>
- 5.11. Milenin A., Velykoivanenko E., Rozyinka G., Pivtorak N. (2015) Evaluation of operability of the main pipeline with local wall thinning at repair by arc surfacing. *The Paton Welding J.*, **1**, 18–23. DOI: <https://doi.org/10.15407/tpwj2015.01.03>
- 5.12. Миленин А.С., Великоиваненко Е.А., Розынка Г.Ф., Пивторак Н.И. (2014) Анализ предельного состояния трубопроводного элемента при сварочной наплавке дефекта утончения. *Вісник Чернігівського державного технологічного університету*, **1(71)**, 168–173.
- 5.13. Milenin, O., Velykoivanenko, O., Rozyinka, G., Pivtorak, N. (2025) Numerical assessment of cold crack susceptibility of X65 pipe steel during in-service repair welding of pipeline in transportation of gas-hydrogen blends. *Procedia Structural Integrity*, **68**, 1010–1016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2025.06.163>
- 5.14. Milenin, O., Velykoivanenko, O., Rozyinka, G., Pivtorak, N. (2023) Numerical analysis of brittle strength of welded pipelines with corrosion metal loss in transportation of blends of natural gas with hydrogen. *Welding in the world*, **67(12)**, 2803–2809. DOI: <https://doi.org/10.1007/s40194-023-01612-5>
- 5.15. Міленін О.С., Великоіваненко О.А., Розинка Г.П., Півторак Н.І. (2024) Чисельний аналіз закономірностей впливу деградації трубної сталі на надійність кородованих магістральних газопроводів при транспортуванні ними газозводневих сумішей. *Технічна діагностика та неруйнівний контроль*, **1**, 8–13. DOI: <https://doi.org/10.37434/tdnk2024.01.02>
- 5.16. Міленін О.С., Великоіваненко О.А., Розинка Г.П., Півторак Н.І. (2023) Чисельна оцінка крихкої міцності монтажних зварних швів магістральних газопроводів при транспортуванні газозводневих сумішей. *Технічна діагностика та неруйнівний контроль*, **1**, 22–27. DOI: <https://doi.org/10.37434/tdnk2023.01.03>

- 5.17. Махненко В.И., Миленин А.С., Олейник О.И. (2009) Методика ранжирования коррозионных дефектов магистральных газопроводов, обнаруженных при внутритрубной диагностике. *Техническая диагностика и неразрушающий контроль*, **3**, 18–23. <http://patonpublishinghouse.com/tdnk/pdf/2009/pdfarticles/03/4.pdf>
- 5.18. Миленин А.С. (2013) К вопросу планирования ремонта магистральных трубопроводов под давлением на основе результатов внутритрубной диагностики. *Автоматическая сварка*, **5**, 30–39. <http://patonpublishinghouse.com/as/pdf/2013/pdfarticles/05/5.pdf>

Розділ 6

ПРИКЛАДИ ПРАКТИЧНОЇ РЕАЛІЗАЦІЇ ІННОВАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ВІДНОВЛЕННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ ТА ЇХ ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ

6.1. МЕТОД БЕЗВОГНЕВОГО ВРІЗАННЯ В ТРУБОПРОВІД ПІД ТИСКОМ

Експлуатація магістральних трубопроводів супроводжується накопиченням дефектів, зумовлених корозією, механічними та температурними впливами, що потребує застосування різних методів ремонту залежно від технічного стану та умов експлуатації. Основні способи містять відновлення ізоляційного покриття, зварювальні методи, внутрішньотрубні технології та їх комбінації, які дозволяють відновлювати роботоздатність трубопроводів із мінімальним втручанням у конструкцію або без зупинки транспортування продукту. Особливе значення мають зварювальні методи, що забезпечують відновлення несучої здатності труб, однак потребують суворого дотримання технологічних режимів через ризики перегріву металу, деформацій та руйнування під дією внутрішнього тиску. Сучасні безтраншейні технології та комбіновані підходи сприяють зменшенню обсягів робіт, скороченню термінів ремонту та підвищенню надійності експлуатації трубопроводів. Водночас під час зварювання на діючих газопроводах необхідно враховувати доцільність застосування технологій безвогневого врізання, що дозволяють виконувати ремонт і заміну ділянок трубопроводів без зупинки транспортування продукту та з підвищеним рівнем безпеки [6.1–6.10].

Використання пристроїв для безвогневого врізання є одним із найефективніших методів ремонту, оскільки дозволяє проводити роботи без зупинки транспортування газу, що підвищує економічну ефективність без необхідності стравлювання продукту в атмосферу. Ця технологія є критично важливою для забезпечення надійності лінійної частини, особливо в умовах її значного фізичного зносу та недовантаження. Роботу з врізання відводу здійснюють таким чином. У місці врізання до трубопроводу приварюють патрубок, діаметр якого дорівнює діаметру відводу.

При проведенні зварювальних робіт тиск у трубопроводі, по якому перекачується продукт, повинен бути зменшений. Після закінчення зварювальних робіт його можна збільшити до робочого. До привареного патрубку з фланцем кріплять засувку, під якою встановлюють тимчасову опору. До фланця засувки кріплять установку. Перед фрезеруванням отвору всю порожнину від трубопроводу до установки заповнюють емульсією для охолодження та змащування ріжучого інструменту і за допомогою насоса опресовують корпус установки, засувки та приварений до трубопроводу патрубок. Тиск опресовування утримують протягом 5 хв. Підтікання в місцях з'єднання та намокання зварних швів не допускаються. Після цього ріжучий інструмент через відкриту засувку підводять до поверхні труби та фрезерують отвір. Після закінчення операції ріжучий інструмент разом із вирізаним диском відводять у початкове положення. Засувку закривають, а установку демонтують. До засувки приєднують відвід. На цьому робота з врізання відводу закінчується.

Задача, що ставилась при створенні даного методу — вдосконалення пристрою для безвогневого врізання відводу в діючий трубопровід, з метою уникнення аварійних ситуацій у процесі різання, шляхом створення магнітного поля із зовнішньої сторони циліндричного корпусу навколо ротора, розміщеного на шпинделі, що забезпечить надійну та безперебійну роботу пристрою, при герметичності місця врізання та ріжучого інструменту. Дана задача вирішується тим, що в пристрої для безвогневого врізання в діючий трубопровід, який містить: патрубок із фланцем і засувкою; циліндричний корпус, в якому розміщено шпиндель із кільцевою фрезою; центруючий пристрій і поршень, над яким корпус частково заповнений в'язкою рідиною, виконаний з можливістю переміщення вздовж осі корпусу, який у верхній частині оснащений кришкою для заливу в'язкої рідини, краном для закачування робочого агенту, отвором з пробкою, яка з'єднана з поршнем за допомогою троса для випуску в'язкої рідини та робочого агенту, а у нижній частині — двома кранами для продувки пристрою інертним газом, згідно з винаходом додатково введено ротор, встановлений на шпинделі, і статор, розміщений із зовнішньої сторони корпусу, ділянка якого в місці розміщення ротора та статора, виконана із пластмаси (рис. 6.1).

Розміщення статора із зовнішньої сторони герметичного циліндричного корпусу дозволяє безперервно подавати до нього струм від джерела живлення, що забезпечує безперебійне обертання ротора, розміщеного всередині корпусу на шпинделі, за рахунок впливу на нього сил магнітного поля, а разом із тим — безперервну роботу пристрою, а також керувати процесом врізання ззовні. Виконання частини герметичного циліндричного корпусу, в місці розміщення ротора та статора, із пластмаси не перешкоджає впливу магнітного поля статора на ротор, тобто не створює своєрідного екрану між ними, при цьому така конструкція забезпечує герметичність місця врізання.

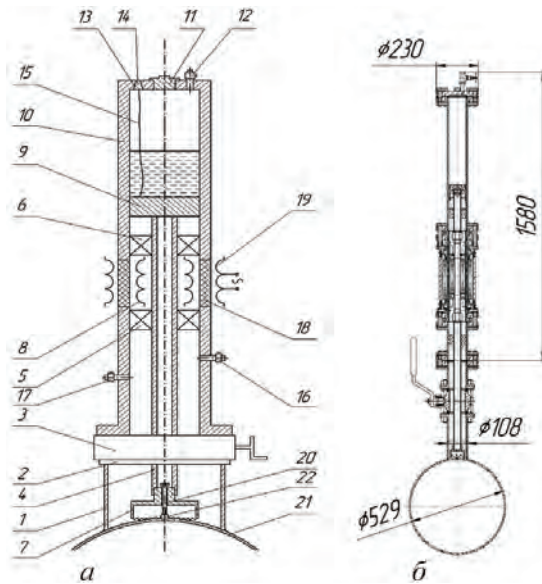


Рис. 6.1. Схема (а) та технологічне креслення (б) пристрою для безвогневого візання відводів до магістрального газопроводу

На рис. 6.1, а показано загальний вигляд пристрою. Пристрій містить перехідний патрубок 1 із фланцем 2, засувкою 3, циліндричний корпус 10, в якому розміщено шпindel 4 на підшипниках 5 і 6 з кільцевою фрезою 7, внутрішню обмотку 8, що розміщена на шпинделі 4, який на кінці оснащений поршнем 9, що виконаний з можливістю переміщення вздовж осі порожнистого циліндричного корпусу 10, що оснащений кришкою 11, краном 12 та отвором 13 з пробкою 14, яка з'єднана з поршнем 9 за допомогою троса 15 у верхній частині та кранами 16 і 17 у — нижній. Крім того, складовою частиною циліндричного корпусу 10 є ділянка корпусу, виконана з пластмаси 18, із зовнішньої сторони якої розміщено статор 19. Для центрування фрези та утримання вирізаної ділянки труби призначений центруючий пристрій, який містить болт 20, що вільно входить усередину фрези, та приварену до трубопроводу 21 гайку 22.

Пристрій працює наступним чином. До трубопроводу 21 приварюють гайку 22 та патрубок 1 із фланцем 2. Болт 20 через фрезу 7 вкручують у гайку 22. Приєднують до патрубку 1 засувку 3, відкривають її та до фрези 7 прикручують шпindel 4. До засувки 3 кріплять нижню частину циліндричного корпусу 10 з підшипником 5, потім на шпindel 4 встановлюють внутрішню обмотку 8, закріплюють пластмасову ділянку корпусу 18 на нижній частині корпусу 10, а до неї кріплять верхню частину циліндричного корпусу 10 з підшипником 6 і поршнем 9, який через отвір, що закривається кришкою 11, встановлюють на шпindel. Через цей отвір, що закривається кришкою 11, заливають в'язку рідину (масло). Через крани 16 і 17 продувають пристрій інертним газом, а по закінчен-

ні продувки їх закривають. У порожнину циліндричного корпусу 10 нагнітають тиск шляхом закачування робочого агенту через кран 12 та одночасно підводять струм до зовнішньої обмотки 19. Під дією тиску поршень 9 виконує рух вниз, а внаслідок впливу на ротор 8 сил магнітного поля зовнішньої обмотки 19 ротор 8 разом зі шпинделем 4 і фрезою 7 починає обертатися.

Після закінчення вирізання отвору в трубопроводі 21 пробка 14 за допомогою троса 15 відкриває отвір 13 і під дією тиску транспортованого продукту поршень 9 зі шпинделем 4 і фрезою 7 підіймається вгору, витісняючи через отвір 13 робочий агент і масло, що забезпечує поступове переміщення поршня 9. Одночасно з відкриттям отвору 13 припиняється подача струму до зовнішньої обмотки 19. Після виходу шпинделя 4 з фрезою 7 за межі засувки останню закривають, через кран 17 зливають транспортований продукт і пристрій демонтують. Даний пристрій найбільше підходить для виконання безвогневого врізання в трубопроводи будь-якого призначення, оскільки він забезпечує безаварійність проведення робіт при герметичності місця врізання та ріжучого інструменту [6.3, 6.4]. Проведені дослідження дозволили встановити, що зниження тиску, яке визначалося за так званим базовим способом, не є оправданим ще й з технологічної точки зору, оскільки не враховано, який саме процес зварювання відбувається на трубопроводі, а саме: не враховується швидкість руху джерела тепла, теплова інтенсивність зварювальної дуги, загальна інтенсивність охолодження стінки труби зовнішнім і внутрішнім теплоносіями. А саме ці параметри суттєво впливають на характер розподілу температур і, відповідно, на механічні характеристики трубною сталі та величину тиску, яку здатен витримати трубопровід при нагріві зварювальною дугою [6.11, 6.12].

6.2. СПОСІБ РЕМОНТУ ТРУБОПРОВІДІВ ШЛЯХОМ НАПРЯМЛЕНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ПОВЕРХНЕВОЇ МЕХАНІЧНОЇ ОБРОБКИ

Експлуатація магістральних трубопроводів у складних умовах супроводжується поступовим накопиченням дефектів, зумовлених корозійними процесами, механічними навантаженнями, температурними впливами та порушенням режимів транспортування. З метою забезпечення надійності та безпечної роботи систем транспорту енергоносіїв застосовуються різноманітні способи ремонту лінійної частини трубопроводів, вибір яких визначається технічним станом об'єкта, характером пошкоджень і технологічними можливостями виконання робіт.

Відомий спосіб відновлення деталей з тріщинами методом поверхнево-пластичного деформування. Суть цього способу полягає в тому, що процеси поверхневого зміцнення ударними елементами та металізацією металом анода в середовищі інертного газу багаторазово повторюються. Металізація у сукупності з наклепом дозволяє ущільнити метал анода в тріщинах, забезпечити більшу площу контакту металізованого шару з основою, завдяки чому підвищуються адгезійні властивості поверхні. Після багаторазового повторю-

ваного процесу металізації та пластичної деформації на поверхню деталі наносять полімерне покриття методом електростатичного осадження полімерного порошку на нагріту до 200 °С поверхню протягом 45 с. Металізацію здійснюють алюмінієм або цинком у середовищі азоту. Спосіб використовують для ремонту та відновлення глибинонасосних штанг, що дозволяє підвищити термін їхньої експлуатації за рахунок попередження утворення втомних тріщин. Проте цей метод є недостатньо ефективним для зміцнення поверхні зі зварними з'єднаннями, в яких утворюються концентратори напружень, що викликають корозійні явища внаслідок водневої деполяризації.

Задача, що ставилась — удосконалення способу ремонту сталених трубопроводів шляхом направленої регулювання параметрів механічної обробки з отриманням оптимальної величини залишкових напружень у приповерхневих шарах металу та рівномірне їх розподілення по всій поверхні, що дозволить отримати рівномірну поверхню без пор, тріщин, домішок із можливістю міцного адгезійного зв'язку з багатошаровим покриттям, а введення в склад мастильних покриттів інгібіторів корозії — біоцидів дозволить збільшити їхню стійкість до мікробного впливу, забезпечити захисні протикорозійні, бактерицидні властивості.

Поставлена задача вирішується завдяки тому, що у способі ремонту сталених трубопроводів, який містить: відновлення дефектних ділянок, очищення поверхні трубопроводів від пошкодженого покриття, нанесення багатошарового захисного покриття, згідно з винаходом після очищення поверхні трубопроводу від пошкодженого покриття її піддають пластичному деформуванню, яке здійснюють піскоструменевою обробкою, для чого на поверхню металу труби через сопло діаметром до 10 мм подають кварцовий пісок на відстані 70...150 мм від сопла з кутом нахилу струменя піску до поверхні в межах 70...90° протягом 60 с, після чого поверхню металу покривають ґрунтовкою, а після її висихання наносять модифіковану мастику та накладають ізоляційну стрічку.

Технологічний процес передбачає розкриття трубопроводу, очищення його поверхні від продуктів корозії та залишків старої ізоляції, підготовку металу до нанесення нового покриття та подальше формування захисного шару з використанням сучасних матеріалів (полімерних стрічок, екструдованих покриттів, бітумно-полімерних композицій). Важливим етапом є контроль якості виконаних робіт, зокрема перевірка суцільності ізоляції та її адгезійних властивостей. Застосування даного підходу дозволяє суттєво знизити інтенсивність корозійних процесів і продовжити ресурс трубопроводу без втручання в його конструктивну цілісність [6.1, 6.2].

6.3. ІННОВАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ ВІДНОВЛЕННЯ НЕСУЧОЇ ЗДАТНОСТІ ЛІНІЙНИХ ЧАСТИН МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ ПІДСИЛЕННЯМ МУФТАМИ

У процесі тривалої експлуатації магістральних трубопроводів у їхній лінійній частині формуються дефекти різного характеру, зумовлені корозійними про-

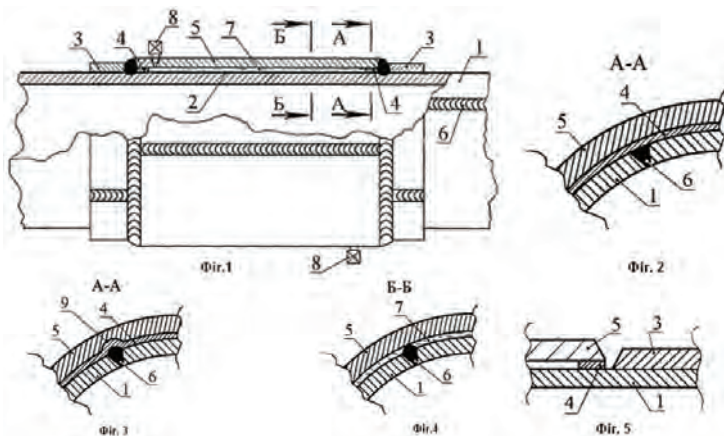


Рис. 6.2. Спосіб ремонту дефектної ділянки трубопроводу, що знаходиться під тиском

цесами, механічними навантаженнями, температурними впливами та циклічними змінами режимів роботи. Особливу небезпеку становлять пошкодження зварних з'єднань, а також локальні деформації металу труби, які можуть призводити до розвитку тріщин і втрати герметичності. У зв'язку з цим важливим є застосування таких технологій ремонту, які дозволяють виконувати відновлювальні роботи без зниження робочого тиску та забезпечують ефективне зниження напруженого стану трубопроводу.

У рамках запропонованої роботи розроблено та впроваджено спосіб ремонту дефектної ділянки трубопроводу, що перебуває під тиском [6.13]. Його сутність полягає у встановленні герметичної розрізної ремонтної муфти з формуванням підмуфтового простору, який заповнюється самотверднучою масою під тиском, близьким до робочого (рис. 6.2). На відміну від традиційних підходів, у даному способі застосовуються додаткові тонкостінні кільця, що встановлюються між технологічними кільцями та корпусом муфти, забезпечуючи формування контрольованого зазору між муфтою та трубопроводом.

Реалізація запропонованого способу ремонту передбачає поетапне формування жорстко фіксованої та геометрично узгодженої системи елементів у зоні дефекту. На початковому етапі з обох боків пошкодженої ділянки встановлюються технологічні кільця, які забезпечують необхідну локальну жорсткість конструкції та стабільність геометрії у процесі виконання зварювальних робіт. Далі, з боку внутрішніх торців цих кілець із регламентованим зазором, монтуються тонкостінні додаткові кільця, висота яких визначається з урахуванням величини виступу поздовжнього зварного шва трубопроводу. Такий конструктивний підхід дозволяє ефективно компенсувати геометричну неоднорідність поверхні труби без необхідності механічного зняття підсилення шва, що є принципово важливим з точки зору збереження несучої здатності конструкції. На сформовану кільцеву основу встановлюються складові частини розрізної

ремонтної муфти, які з'єднуються між собою поздовжніми зварними швами, утворюючи замкнену силову оболонку. Після цього виконують зварювання торцевих ділянок муфти, технологічних і додаткових кілець із тілом трубопроводу у відповідних монтажних зазорах, що забезпечує конструктивну цілісність і герметичність системи.

Ключовою особливістю розробленого способу є цілеспрямоване формування підмуфтового простору оптимальної геометрії, який після завершення зварювальних операцій заповнюється самотверднучою масою під тиском, співставним із внутрішнім робочим тиском у трубопроводі. Реалізація такого підходу забезпечує вирівнювання напружено-деформованого стану в зоні дефекту та фактичне часткове розвантаження пошкодженої ділянки за рахунок передачі частини експлуатаційного навантаження на ремонтну муфту як зовнішню силову оболонку. У результаті досягається зниження як кільцевих, так і осьових напружень у металі трубопроводу, що істотно обмежує розвиток наявних дефектів і зменшує ймовірність їх подальшого поширення, зокрема вздовж поздовжніх зварних з'єднань. Такий підхід забезпечує підвищення надійності та довговічності відремонтованої ділянки без необхідності виведення трубопроводу з експлуатації.

Застосування тонкостінних додаткових кілець також сприяє зниженню концентрації напружень у зоні зварних з'єднань (рис. 6.3). Як відомо, зазори між конструктивними елементами можуть виступати концентраторами напружень, що негативно впливає на довговічність конструкції. У даному випадку використання кілець дозволяє оптимізувати геометрію контакту між муфтою й трубою, а також забезпечити рівномірніший розподіл напружень у металі. Додатково підвищується жорсткість системи в зоні ремонту, що особливо важливо при виконанні зварювальних робіт під дією внутрішнього тиску.

Слід зазначити, що запропонований спосіб дозволяє уникнути виконання трудомістких операцій, пов'язаних із обробкою внутрішньої поверхні муфти або повним шліфуванням поздовжніх швів трубопроводу. Це не лише спрощує технологію ремонту, але й підвищує надійність відновленої ділянки за рахунок збереження товщини стінки труби та відсутності додаткових ослаблень конструкції. Крім того, забезпечується можливість виконання ремонтних робіт без зміни режимів транспортування продукту, що має суттєве економічне значення. Отже, розглянутий спосіб ремонту дефектної ділянки трубопроводу під тиском вирізняється підвищеною ефективністю за рахунок комплексного впливу на напружено-деформований стан трубопроводу, оптимізації конструкції ремонтної муфти та використання додаткових елементів, які забезпечують рівномірний розподіл навантажень.

Інше рішення щодо ремонту без зміни режимів транспортування продукту трубопроводів високого тиску, реалізоване в рамках даної роботи [6.14], базується на використанні компаундної муфти з удосконаленою системою герме-



Рис. 6.3. Приклад дефектної ділянки трубопроводу, відновленої встановленням муфти з наповнювачем

тизації її торців. Основною ідеєю способу є створення герметичного підмуфтового простору з можливістю введення самотверднучої маси під тиском, співставним із внутрішнім тиском у трубопроводі, що забезпечує ефективне розвантаження дефектної ділянки. Реалізація способу передбачає встановлення з обох боків дефектної ділянки технологічних кілець (рис. 6.4), які виконують функцію базових опорних елементів для монтажу ремонтної муфти. На цих кільцях збирається розрізна муфта, довжина якої перевищує відстань між зовнішніми торцями технологічних кілець, що дозволяє сформувати ізольовані кільцеві камери в зоні її торців.

Після встановлення ремонтної муфти здійснюється попередня герметизація зазорів між поверхнею трубопроводу, технологічними кільцями та корпусом муфти із застосуванням швидкотвердних герметиків, що формують первинний бар'єр, спрямований на запобігання витіканню робочого середовища.



Рис. 6.4. Приклад технологічного збирання підсилювальної конструкції на дефектній ділянці трубопроводу без зміни режимів транспортування продукту

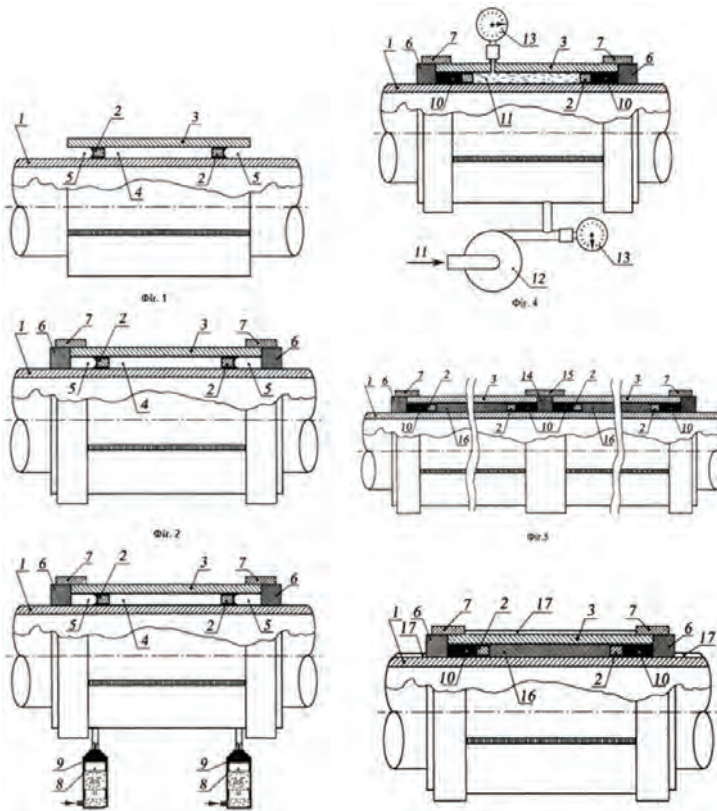


Рис. 6.5. Спосіб ремонту дефектної ділянки трубопроводу без зміни режимів транспортування продукту

Такий підхід забезпечує початкову локалізацію дефектної зони та створює передумови для подальшого формування багаторівневої системи герметизації. На наступному етапі з обох боків муфти монтуються композитні бандажі, які забезпечують надійний контакт одночасно із зовнішньою поверхнею трубопроводу та корпусом муфти. Як показано на рис. 6.5, формування бандажу реалізується шляхом навивки манжети з подальшим нанесенням армованого кільцевого шару, що дозволяє досягти необхідного рівня міцності, жорсткості та адгезійної взаємодії між елементами конструкції. У результаті між технологічними кільцями та бандажами формуються замкнуті герметизовані кільцеві камери. У зазначені камери через спеціально передбачені отвори під розрахунковим тиском вводиться герметизуючий склад, який після тверднення утворює додаткові ущільнювальні пояси в торцевих зонах муфти.

Сформовані таким чином еластичні ущільнювальні елементи здатні ефективно сприймати як радіальні, так і осьові навантаження, що істотно підвищує герметичність системи та усуває характерний для традиційних рішень ризик розгерметизації при зростанні тиску в підмуфтовому просторі. Завершальним

етапом є ін'єкційне заповнення підмуфтового простору самотверднучою масою, яка подається під тиском, близьким до робочого тиску в трубопроводі. Реалізація такого режиму введення матеріалу забезпечує формування рівномірнішого напружено-деформованого стану в зоні ремонту та сприяє частковому розвантаженню трубопроводу за рахунок передачі частини експлуатаційного навантаження на зовнішню силову оболонку — ремонтну муфту. При цьому сформовані ущільнювальні елементи виконують подвійну функцію: забезпечують герметичність системи, запобігаючи витіканню ін'єкційного матеріалу, та одночасно знижують рівень навантаження на композитні бандажі, перешкоджаючи їхньому зсуву або відриву в процесі експлуатації.

Додатково передбачено можливість контролю герметичності підмуфтового простору шляхом проведення гідравлічних або пневматичних випробувань, що підвищує надійність і достовірність результатів ремонтно-відновлювальних робіт.

Запропонований спосіб також передбачає можливість ремонту протяжних ділянок трубопроводів шляхом послідовного встановлення декількох муфт із використанням спільних бандажів, що дозволяє створювати безперервну підсилюючу оболонку. Після завершення ремонтних робіт на поверхню муфти наноситься ізоляційне покриття, що забезпечує антикорозійний захист конструкції.

Отже, розглянутий спосіб ремонту забезпечує підвищення ефективності відновлення трубопроводів за рахунок удосконалення системи герметизації торців муфти та можливості введення заповнювального матеріалу під високим тиском без зміни режимів транспортування продукту. Це дозволяє суттєво знизити рівень кільцевих напружень у трубі, підвищити надійність відремонтованої ділянки та забезпечити безпечну експлуатацію трубопровідної системи в умовах змінних навантажень.

Одним із нових та ефективних технічних рішень, реалізованих у межах роботи, є спосіб ремонту трубопроводів в умовах експлуатації, що передбачає формування багатокомпонентної герметизуючо-підсилювальної системи навколо дефектної ділянки [6.15]. Концептуально цей підхід ґрунтується на поетапному створенні зовнішньої силової оболонки з одночасним забезпеченням високої герметичності та можливості контрольованого формування внутрішнього тиску в підмуфтовому просторі.

На початковому етапі з обох боків пошкодженої ділянки встановлюють тонкостінні кільцеві елементи, які виконують функцію базових опор для монтажу ремонтної конструкції та забезпечують її точне позиціонування відносно осі трубопроводу. На зазначених кільцях розміщують складові частини розрізної муфти, що формує замкнений силовий контур, мінімізуючи вплив геометричних нерівностей і локальних дефектів зовнішньої поверхні труби. Наступним етапом є монтаж технологічних кілець на певній відстані від торців муфти без жорсткого контакту з її корпусом. Утворені між ними зазори заповнюються

термостійким герметизуючим матеріалом зі збереженням пружно-еластичних властивостей після тверднення, що забезпечує формування первинного герметизуючого бар'єра та компенсацію деформацій, обумовлених змінними експлуатаційними навантаженнями. Подальший монтаж конструкції передбачає встановлення додаткових тонкостінних елементів на зовнішніх поверхнях технологічних кілець, які виконують роль проміжних підкладок для формування багатоконтурної герметизуючої системи. Ключовим етапом є створення замкнутих кільцевих порожнин за допомогою бандажних кілець, геометрія яких забезпечує одночасний контакт із корпусом муфти та додатковими

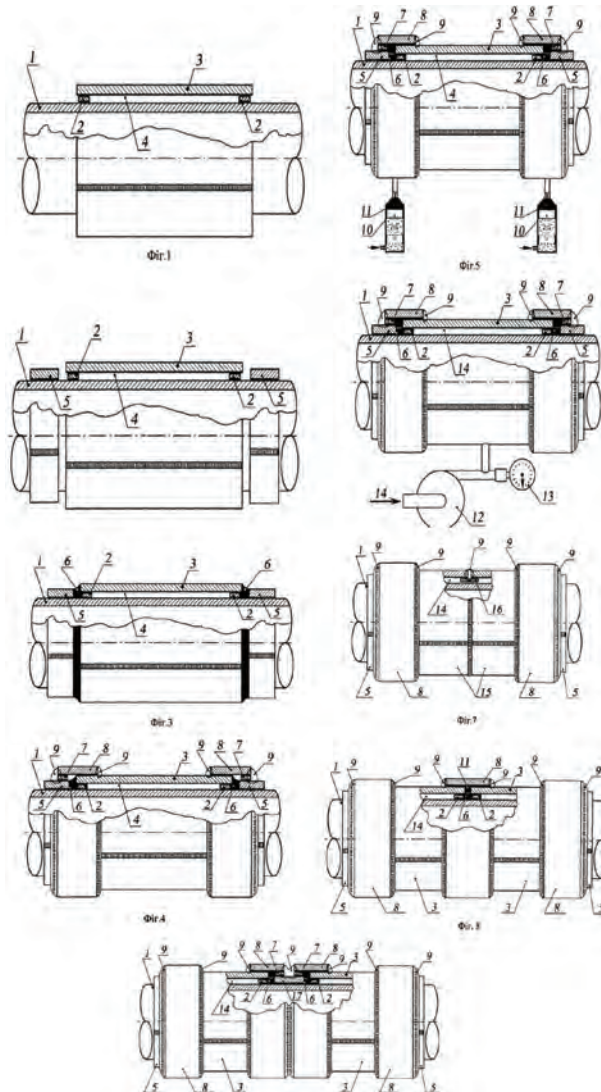


Рис. 6.6. Спосіб ремонту трубопроводу в умовах експлуатації

кільцевими елементами. Конструктивна цілісність системи досягається шляхом виконання кільцевих зварних з'єднань, що гарантує необхідну механічну міцність і герметичність. Через спеціально передбачені отвори у бандажних елементах у сформовані порожнини під розрахунковим тиском подається герметизуючий склад, який після полімеризації утворює додаткові ущільнювальні пояси. У результаті формується багаторівнева система герметизації та силового підсилення, здатна ефективно сприймати як внутрішній тиск, так і зовнішні навантаження, забезпечуючи підвищену надійність і довговічність відремонтованої ділянки трубопроводу без виведення її з експлуатації.

Як видно зі схем, наведених на рис. 6.6, у результаті такої побудови формується багаторівнева система ущільнення, яка ефективно запобігає витіканню робочого середовища навіть при значних внутрішніх навантаженнях. Після формування ущільнювальних зон здійснюється контроль герметичності конструкції, що може виконуватися із застосуванням рідин або газів під тиском. Такий підхід дозволяє виявити можливі дефекти монтажу ще до завершального етапу ремонту. Завершальна стадія передбачає заповнення простору між трубою та муфтою самотверднучою масою, яка вводиться під тиском, близьким до робочого. Унаслідок цього створюється додатковий радіальний вплив на стінку труби, що сприяє перерозподілу навантажень і частковому зняттю напружень у зоні дефекту. Одночасно ущільнювальні елементи, сформовані на попередніх етапах, перешкоджають витіканню матеріалу та забезпечують стабільність конструкції.

Окремою перевагою даного способу є можливість його застосування для протяжних ділянок трубопроводів. У цьому випадку використовується послідовне встановлення декількох ремонтних модулів із їх з'єднанням у єдину си-



Рис. 6.7. Приклад реалізації підсилення дефектної ділянки магістрального газопроводу в умовах експлуатації

стему, що дозволяє створювати протяжну підсилювальну оболонку. Крім того, передбачено можливість поділу підмуфтового простору на окремі герметичні зони з поетапним їх заповненням, що є доцільним при роботах великої протяжності або складних умовах монтажу. Отже, запропонований спосіб ремонту трубопроводу забезпечує підвищення надійності відновлених ділянок за рахунок комплексного використання механічного підсилення, багаторівневої герметизації та формування контрольованого напруженого стану. Реалізація цього підходу дозволяє виконувати ремонтні роботи без зміни режимів транспортування продукту, що є важливою перевагою для магістральних трубопроводів у сучасних умовах їхньої експлуатації (рис. 6.7).

6.4. ПРИСТРІЙ ДЛЯ БЕЗТРАНШЕЙНОЇ РЕКОНСТРУКЦІЇ ТРУБОПРОВІДНИХ КОМУНІКАЦІЙ

Суттєвого розвитку в сучасній практиці ремонту магістральних трубопроводів набули внутрішньотрубні технології, які забезпечують можливість виконання відновлювальних робіт без значного порушення ґрунтового масиву. Зазначені підходи є особливо ефективними в умовах щільної міської забудови, складного рельєфу місцевості, а також при перетині природних і техногенних перешкод. До найпоширеніших рішень належить технологія «труба в трубі», що передбачає протягування нової труби меншого діаметра всередині існуючого трубопроводу з подальшим забезпеченням герметичності та експлуатаційної надійності системи. Альтернативно застосовуються методи введення полімерних або композиційних лайнерів, які після встановлення формують новий внутрішній несучо-герметизуючий шар. Ключовими перевагами внутрішньотрубних технологій є істотне зменшення обсягів земляних робіт, скорочення тривалості ремонтних операцій та мінімізація впливу на навколишнє середовище. Водночас їхнє застосування може супроводжуватися певним зниженням пропускної здатності трубопроводу, що потребує врахування на етапі проєктування та вибору технологічного рішення.

У рамках даної роботи розв'язано задачу підвищення точності та надійності прокладання нового трубопроводу в зношеному, скорочення тривалості

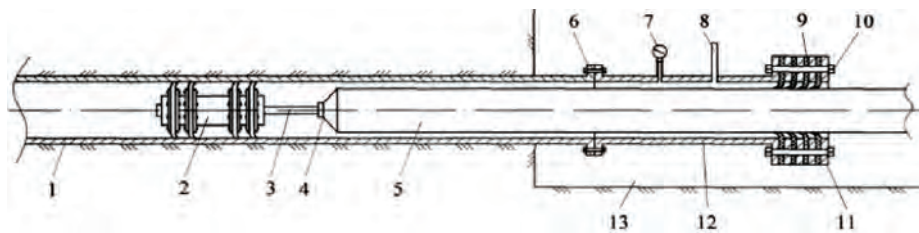


Рис. 6.8. Схема пристрою для релайнінгу зношеного сталевого трубопроводу: 1 — трубопровід; 2 — поршень; 3 — штанга; 4 — оголовок; 5 — поліетиленовий трубопровід; 6 — фланець кріплення ущільнювальної системи; 7 — манометр; 8 — патрубок; 9 — кільцеві гумові ущільнення; 10 — болти; 11 — фланці; 12 — труба котушка; 13 — робочий котлован

технологічного процесу та забезпечення можливості виконання робіт в ускладнених умовах експлуатації. Запропоновано технічне рішення [6.5], що полягає в протягуванні поліетиленового трубопроводу в існуючий сталевий із використанням поршневого пристрою. Конструктивно реалізація методу передбачає кріплення ділянки поліетиленового трубопроводу до поршня за допомогою штанги, тоді як на торці зношеного сталевих трубопроводу встановлюється ущільнювальна система, що містить: трубу котушку, кріпильний фланець, комплект фланців із кільцевими гумовими ущільненнями, манометр і патрубок для під'єднання компресорного обладнання (рис. 6.8).

Технічний результат впровадження запропонованого рішення полягає у підвищенні технологічної надійності процесу протягування, скороченні тривалості виконання робіт, зменшенні обсягів підготовчих і земляних операцій, а також зниженні загальних витрат на реконструкцію трубопроводних систем.

6.5. СПОСІБ ПІДВИЩЕННЯ КАТЕГОРІЙНОСТІ ДІЛЯНОК МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ ЗА ДОПОМОГОЮ ПІДСИЛЮВАЛЬНИХ КОНСТРУКЦІЙ

У практиці експлуатації магістральних трубопроводів часто застосовуються комбіновані підходи, що поєднують декілька технологій. Наприклад, відновлення ізоляційного покриття може супроводжуватися локальним підсиленням труби за допомогою муфт або наплавлення. Такі підходи дозволяють підвищувати категорійність лінійної ділянки діючого трубопроводу. У рамках даної роботи реалізовано та впроваджено метод підвищення категорійності ділянок магістральних газопроводів за допомогою їх підсилення [6.10]. Основою технології є завдання підвищення якості виконання робіт при установці додаткової оболонки та підвищення надійності ремонтної конструкції, що використовується при виконанні робіт з посилення лінійної ділянки трубопроводу, шляхом стикування розрізних муфт на тонкостінних кільцях, а також жорсткого кріплення необхідних ділянок додаткової оболонки до труби за допомогою пар тонкостінних технологічних кілець із наступним обтисненням зони кріплення додатковим бандажним кільцем і посекторним заповненням підмуфтового простору самотвердіючою масою. Це дозволить підвищити категорію протяжної лінійної ділянки трубопроводу, рівномірно знизивши до заданого рівня як кільцеві, так і поздовжні напруження в трубі. Крім того, знижений тиск заповнення зон підмуфтового простору в зонах кріплення додаткової оболонки до труби дозволить знизити навантаження на жорстке з'єднання, а використання додаткового бандажного кільця дозволяє знизити ймовірність гильотинного розриву трубопроводу в місці зварного з'єднання при позаштатних експлуатаційних ситуаціях.

Завдання вирішується за рахунок того, що в способі підвищення категорії протяжної лінійної ділянки діючого трубопроводу, який полягає в установці навколо основної труби додаткової твердої оболонки, яку складають із уста-

новлених покроковим способом і скріплених між собою на технологічних кільцях розрізних ремонтних муфт із наступним заповненням простору між основною трубою й додатковою оболонкою самотвердіючою масою, відповідно до винаходу, спочатку на підставі попереднього обстеження оброблюваної ділянки трубопроводу визначають майбутню структуру формованої оболонки, місця стикування розрізних муфт і місця кріплення оболонки до труби, після цього у місцях, визначених для кріплення зовнішньої оболонки до труби, установлюють пари тонкостінних технологічних кілець із заданим зазором між ними. Далі, без приварювання до труби, установлюють тонкостінні технологічні кільця в місцях передбачуваного стикування торців розрізних муфт, з урахуванням монтажу не менше двох розрізних муфт у кожную сторону від місць передбачуваного кріплення оболонки до труби. Далі на тонкостінні технологічні кільця відомим способом монтують розрізні ремонтні муфти, скріплюючи їхні суміжні частини поздовжніми зварними швами. Крім того, під час монтажу суміжні торці сусідніх муфт розташовують на поверхні відповідних тонкостінних кілець із заздалегідь заданим зазором, а торці муфт у місцях кріплення оболонки до труби сполучають із внутрішніми торцями тонкостінних кілець відповідної пари, після чого торці муфт у місцях кріплення оболонки до труби зварюють між собою й внутрішніми торцями тонкостінних кілець відповідної пари із частковим проплавленням стінки труби. Далі зварюють між собою торці сусідніх муфт із частковим проплавленням відповідного тонкостінного кільця. Після цього на оболонку зверху кожного зварного шва, що зв'язує оболонку із трубопроводом, установлюють бандажні кільця. Далі простір під муфтами, привареними до трубопроводу, заповнюють самотвердіючою масою, тиск якої обмежують, виходячи з допустимих напружень у зварному шві. Після цього на оброблюваній ділянці трубопроводу в довільному порядку встановлюють інші тонкостінні технологічні кільця й на них монтують розрізні муфти. Після цього простір під іншими муфтами заповнюють самотвердіючою масою, яка подається під розрахунковим тиском, що забезпечує заданий рівень зниження кільцевих напружень.

Спосіб реалізують наступним чином. Ділянку трубопроводу, що вимагає посилення з метою підвищення категорії, піддають обстеженню з метою визначення профілю й технічного стану труби. На підставі результатів обстеження визначають довжину кожної розрізної муфти, товщину її стінки та місця обов'язкового кріплення формованої зовнішньої оболонки до труби. У загальному випадку, такими місцями можуть бути границі дефектних ділянок, а також зони, що знаходяться одна від одної на відстанях, які забезпечують задане зниження поздовжніх осьових напружень. Після цього у місцях, визначених для кріплення зовнішньої оболонки до труби, встановлюють пари тонкостінних технологічних кілець із заданим зазором між ними. Зазор визначають, виходячи з вимог до напусковостикових зварних з'єднань. Після цього встановлюють

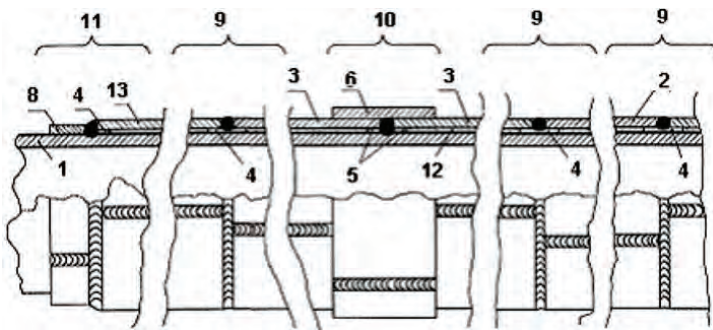


Рис. 6.9. Конструкція ремонтної оболонки, що встановлюють для підвищення категорійності ділянки магістрального газопроводу: 1 — трубопровід; 2 — розрізні муфти; 3 — розрізні муфти, що приварюють до трубопроводу; 4 — тонкостінні технологічні кільця; 5 — пари тонкостінних технологічних кілець; 6 — бандажне кільце; 8 — зовнішні технологічні кільця; 9 — вузол стикування торців муфт; 10 — вузол кріплення оболонки до трубопроводу; 11 — вузол кріплення кінців оболонки до трубопроводу; 12 — шар, утворений самотвердіючою масою

тонкостінні технологічні кільця (без приварювання до труби) у місцях передбачуваного стикування торців розрізних муфт. У загальному випадку, спочатку встановлюють тонкостінні технологічні кільця з урахуванням монтажу не менше ніж дві розрізні муфти в кожену сторону від місць передбачуваного кріплення оболонки до труби. Після цього на тонкостінні технологічні кільця відомим способом монтують розрізні ремонтні муфти, скріплюючи їхні суміжні частини поздовжніми зварними швами. При установці сусідніх розрізних ремонтних муфт їхні суміжні торці розташовують на поверхні відповідних тонкостінних кілець із заздалегідь заданим зазором. Торці муфт у місцях кріплення оболонки до труби сполучають із внутрішніми торцями тонкостінних кілець відповідної пари. Після цього торці муфт у місцях кріплення оболонки до труби зварюють між собою та внутрішніми торцями тонкостінних кілець відповідної пари із частковим проплавленням стінки труби. Далі зварюють між собою торці сусідніх муфт із частковим проплавленням відповідного тонкостінного кільця. Неминуче у процесі зварювання нагрівання труби не призводить до втрати стійкості її стінки, тому що розташовані з двох сторін шва тонкостінні кільця, притиснуті до трубопроводу муфтами, створюють додаткову твердість. Після цього зверху кожного зварного шва, що зв'язує оболонку із трубопроводом, встановлюють бандажні кільця (рис. 6.9).

Далі простір під муфтами, привареними до трубопроводу, заповнюють самотвердіючою масою. Тиск самотвердіючої маси обмежують, виходячи з допустимих напружень у зварному шві. Після цього на оброблюваній ділянці трубопроводу встановлюють інші тонкостінні технологічні кільця й на них монтують розрізні муфти, після чого простір під іншими муфтами заповнюють самотвердіючою масою, яка подається під розрахунковим тиском, що забезпечує заданий рівень зниження кільцевих напружень. У загальному випадку,

тиск запресування самотвердіючої маси повинен бути одного рівня з тиском усередині трубопроводу.

Пропонований спосіб дозволяє розвантажити ділянку діючого трубопроводу, передавши частину навантаження на зовнішню оболонку. Використання суцільної

ВИТЯГ із технічних звітів,

**виконаних виробничим центром технічної діагностики «Техдіагаз»
(дозволи Держпраці ДЗ-721_Ц_1-24 від 20.02.2024р. та №2114.21.32 від
03.11.2021р.) за результатами проведених робіт із неруйнівного контролю
надземних і підземних технологічних ділянок
трубопроводів обв'язки ГПА (із ресетрацією
виявлених пошкоджень внаслідок повітряних атак ворога).**

Дані роботи мають на меті виявити зовнішні та внутрішні пошкодження внаслідок повітряних атак ворога металу надземних технологічних трубопроводів обв'язки компресорних станцій, а саме, визначення їхнього виду, розмірів, ймовірного характеру, ступеня небезпеки, і з метою оцінки якості однорідного металу. Розміри виявлених дефектів порівнюють з припустимими рівнями дефектності, що встановлюють для об'єкта контролю.

В даних таблицях приведено один із прикладів пошкоджень технологічних ділянок трубопроводів обв'язки ГПА.

Номер зварного з'єднання або ділянки труби	Позначення елемента ТТО*	Діаметр, труби, мм	Характеристики дефекту чи пошкодження	Результати контролю	Висновок	Примітки
1	2	3	4	5	6	7
Ел.1	Труба ($l = 0,6\text{м}$)	720	Значний термічний вплив, пошкодження із деформацією під температурним впливом. Численні механічні в тому числі і наскрізні пошкодження	Не придатний	Не придатний	Див. Фото виявлених дефектів
Ст.1	-	720				
Ел.2	Відвід 90° ($l_{\text{зм}} = 2,14\text{ м}$)	720				
Ст.2	-	720				
Ел.3	Труба ($l = 3,05\text{м}$)	720				
Ст.3	-	720				
Ел.4	Відвід 90° ($l_{\text{зм}} = 2,14\text{ м}$)	720				
Ст.4	-	720				
Ел.5	Труба ($l = 4,43\text{м}$)	720				
Ст.5	-	720				

Стосовно посудин, працюючих під тиском, пошкодження мають різний характер, як із можливістю проведення ремонтних робіт, так і таких, де це є неможливим (таблиця, наведена нижче).

1.7 Оцінка технічного стану металу елементів посудини:

Метод контролю	НД на метал контролю	№ протоколу, дата	Відповідність НД
Візуально-оптичний контроль (VT), додаток 2	НПАОП 0.00-1.81-18; ДСТУ EN 13018:2017; ДСТУ -Н Б А.3.1-11:2008; СОУ МПН 71.120-217-2009	77 14 жовтня 2025 р.	Не відповідає
Ультразвуковий контроль з'єднань (UT),	ДСТУ EN ISO 16810:2016, ГСТУ 3-037-2003, СОУ-Н МПЕ 40.1.17.307-2005	не проводився, оскільки виявлені недопустимі дефекти по VT-контролі в необхідній зоні для контролю	
Ультразвукова товщинометрія (UT), додаток 3	ДСТУ EN ISO 16810:2016, Інструкція з експертного обстеження (технічного діагностування). Посудини, що працюють під тиском, на промислових підприємствах, БАТ "Укренергохотерм"	77 14 жовтня 2025 р.	Відповідає (за межами пошкодження)
Контроль кваліфікаційним методом (RT)	ДСТУ EN ISO 9934-1:2018; Інструкція з експертного обстеження (технічного діагностування) БАТ "Укренергохотерм"; ДСТУ 4046-2001; ДСТУ EN ISO 3059:2016; ДСТУ EN ISO 73278:2018	не проводився, оскільки виявлені недопустимі дефекти по VT-контролі в необхідній зоні для контролю	
Випробування на твердість, додаток 4	ДСТУ ISO 6506-1:2019; ДСТУ 4046-2001	77 14 жовтня 2025 р.	Відповідає
Перевірочний розрахунок	НПАОП 0.00-7.02-93; ДСТУ 4046-2001;	не проводився, оскільки виявлені недопустимі дефекти	

Загалом, за результатами робіт із діагностики виконуються ремонтні роботи, що передбачають як заміну пошкоджених ділянок трубопроводів, так і проведення їхнього ремонту за певними методиками, де впровадження новітніх методів ремонту, що дадуть змогу отримати надійні результати ремонту в найкоротші терміни є надзвичайно важливим, враховуючи необхідність забезпечення неперервного режиму роботи об'єктів критичної інфраструктури.

Заступник генерального директора,

головний інженер



Рудко В.В.

Рис. 6.10. Витяг із технічних звітів, виконаних виробничим центром технічної діагностики «Техдіагаз» за результатами проведених робіт із неруйнівного контролю надземних і підземних технологічних ділянок трубопроводів обв'язки ГПІА (із реєстрацією виявлених пошкоджень внаслідок повітряних атак ворога)

оболонки, заповненої самотвердіючою масою, жорстко закріпленої із трубопроводом у декількох місцях, дозволяє понизити рівень кільцевих напружень у стінці трубопроводу, а також підвищити опір труби до розтягу та стиску, що дає можливість підвищити категорію ділянки трубопроводу довільної довжини.

6.6. МАСШТАБ ТА ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

Впровадження розроблених технічних рішень і технологій забезпечило суттєвий економічний ефект за рахунок комплексного зниження витрат на експлуатацію, ремонт і відновлення магістральних газопроводів. Досягнуто економії ресурсів завдяки продовженню терміну служби трубопроводів без необхідності їхньої заміни, підвищенню категорійності лінійних ділянок без капітальних реконструкцій, а також істотному скороченню обсягів земляних робіт і тривалості ремонтних операцій. Додатковий економічний ефект формується за рахунок зменшення втрат газу, мінімізації простоїв системи та зниження ризиків аварійних відмов, особливо в умовах аномальних та екстремальних впливів, зокрема під час воєнних дій та у період післявоєнного відновлення інфраструктури.

З початку впровадження результатів розробок, а саме, технологій ремонтно-відновлювальних робіт на діючих газопроводах, у ПАТ «Укртрансгаз» було відремонтовано 744 ділянки трубопроводів. Практична значущість результатів підтверджена їхнім патентним захистом і впровадженням у виробничу діяльність підприємств газотранспортної галузі, зокрема АТ «Укртрансгаз». Відповідно до актів використання об'єктів інтелектуальної власності сумарний підтверджений економічний ефект від впровадження становить 62,36 млн грн, що свідчить про високу ефективність і конкурентоспроможність запропонованих науково-технічних рішень.

У результаті бойових дій на території України задачі експертизи стану та заходів підтримки роботоздатності газотранспортної інфраструктури вимагають використання новітніх методів та розробок, серед яких — методи та технології, отримані в рамках даної роботи. Як приклад, на рис. 6.10 показано витяг із технічних звітів, виконаних ВЦТД «Техдіагаз» за результатами проведених робіт із неруйнівного контролю надземних і підземних технологічних ділянок трубопроводів обв'язки ГПА (із реєстрацією виявлених пошкоджень внаслідок повітряних атак ворога) з порядком проведення ремонтних робіт із застосуванням новітніх методів ремонту.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 6

1. Розроблено новий спосіб безвогневого врізання в трубопровід під тиском, який забезпечує можливість виконання ремонтних робіт без припинення транспортування продукту. Встановлено, що застосування такого підходу дозволяє уникнути негативних наслідків, пов'язаних із зупинкою перекачування, а також підвищує ефективність експлуатації магістральних газопроводів. Показано, що

надмірне зниження тиску під час виконання зварювально-ремонтних робіт є недоцільним, оскільки супроводжується додатковими втратами та ускладненням технологічного процесу.

2. Запропоновано спосіб ремонту трубопроводів шляхом напрямленого регулювання параметрів поверхневої механічної обробки, який дозволяє зменшити негативний вплив поверхневих дефектів на експлуатаційну надійність конструкцій. Реалізація даного підходу забезпечує підвищення опору розвитку пошкодженості без необхідності застосування складних технологічних операцій або значних матеріальних витрат, що робить його ефективним інструментом підвищення довговічності трубопроводів у практичних умовах експлуатації.

3. Розроблено комплекс інноваційних технологій відновлення несучої здатності магістральних трубопроводів із застосуванням підсилювальних муфт, багаторівневих систем герметизації та ін'єкційного заповнення підмуфтового простору самотверднучими матеріалами під тиском, співставним із робочим. Практична реалізація таких технологій забезпечує формування герметизованих зон та ефективний перерозподіл навантажень між трубопроводом і ремонтною конструкцією, що дозволяє виконувати відновлювальні роботи без виведення об'єктів із експлуатації та підвищує надійність функціонування системи.

4. Створено пристрій для безтраншейної реконструкції трубопроводних комунікацій, який забезпечує можливість протягування нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий без значного порушення ґрунтового середовища. Використання даного технічного рішення дозволяє суттєво скоротити обсяги земляних робіт, зменшити тривалість реконструкції та знизити вплив на навколишнє середовище, що є особливо важливим в умовах щільної забудови та складних інженерно-геологічних умов.

5. Запропоновано спосіб підвищення категорійності ділянок магістральних газопроводів шляхом застосування підсилювальних конструкцій, який дозволяє забезпечити необхідний рівень експлуатаційної надійності без заміни труб. Реалізація цього підходу сприяє ефективнішому використанню існуючої інфраструктури та зниженню потреби у виконанні масштабних робіт із реконструкції.

6. Практична реалізація розроблених технічних рішень підтверджена їхнім патентним захистом і впровадженням у виробничу діяльність підприємств газотранспортної галузі, зокрема АТ «Укртрансгаз». Їхнє застосування забезпечує продовження ресурсу магістральних трубопроводів, зменшення обсягів земляних робіт і скорочення тривалості ремонтних операцій, а також підвищення надійності та безпеки експлуатації в умовах аномальних та екстремальних впливів, зокрема пов'язаних із воєнними діями та післявоєнним відновленням інфраструктури. Загальний підтверджений економічний ефект від впровадження, відповідно до актів використання об'єктів інтелектуальної

власності, становить 62,36 млн грн, що свідчить про високу практичну значущість та ефективність отриманих результатів.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ ДО РОЗДІЛУ 6

- 6.1. Крижанівський Є.І., Полутренко М.С., Гужов Ю.П. та ін. (2008) Дослідження ізоляційних та антикорозійних характеристик модифікованих бітумно-полімерних покриттів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 1(26), 57–59. <http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/4491/1/365p.pdf>
- 6.2. Крижанівський Є.І., Федорович Я.Т., Полутренко М.С. та ін. (2006) *Спосіб ремонту сталевих трубопроводів*. Пат. на винахід 84769 Україна. МПК F16L 58/02, B08B 9/032. Власник ІФНТУНГ. № а200613389. Заявл. 18.12.2006. Опубл. 25.11.2008. Бюл. № 22.
- 6.3. Грудз В.Я., Запукхляк В.Б., Клов А.К. (2007) *Пристрій для безвогневого врізання відводу в діючий трубопровід*. Пат. 81332 А Україна. МПК F 16 L 41/00. Власник ІФНТУНГ. № а 2006 00802. Заявл. 30.01.2006. Опубл. 25.12.2007. Бюл. № 21.
- 6.4. Запукхляк В.Б., Шиян Т.П., Степ'юк М.Д. (2010) Методи безвогневого врізання в діючі трубопроводи. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 1(34), 14–19. <http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/4073/1/962p.pdf>
- 6.5. Дорошенко Я.В., Поляруш К.А., Запукхляк В.Б. (2018) *Пристрій для безтраншейної реконструкції трубопроводних комунікацій*. Пат. 129088 Україна. МПК F16L 1/028. № u 201802905. Заявл. 22.03.2018. Опубл. 25.10.2018. Бюл. № 20.
- 6.6. Клюк Б.О., Вечерік Р.Л., Рудко В.В. та ін. (2011) *Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів малого діаметра*. Пат. на корисну модель 58710 Україна. МПК B08B 9/04. Власник ДК «Укртрансгаз». № u201010787. Заявл. 06.09.2010. Опубл. 26.04.2011. Бюл. № 8.
- 6.7. Марчук Я.С., Клюк Б.О., Андрієшин М.П., Рудко В.В. та ін. (2008) *Пристрій для очищення внутрішньої поверхні шлейфів свердловин підземних сховищ газу*. Пат. на корисну модель 33943 Україна. МПК B08B 9/04. Власник ДК «Укртрансгаз». № u200714860. Заявл. 27.12.2007. Опубл. 25.07.2008. Бюл. № 14.
- 6.8. Марчук Я.С., Клюк Б.О., Рудко В.В. та ін. (2008) *Газодинамічний пристрій для очищення внутрішньої поверхні шлейфів свердловин підземних сховищ газу*. Пат. на корисну модель 33942 Україна. МПК B08B 9/04. Власник ДК «Укртрансгаз». № u200714858. Заявл. 27.12.2007. Опубл. 25.07.2008. Бюл. № 14.
- 6.9. Dzyubyk, A.R., Grudz, V.Y., Zapukhliak, V.B. et al. (2025) Repair of supports of the aboveground part of the main pipeline. In: *New Technologies, Development and Application/VIII (NT 2025). Lecture Notes in Networks and Systems*, 1482, Springer, Cham, 714–722. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-95194-7_72
- 6.10. Марчук Я.С., Андрієшин М.П., Рудко В.В. та ін. (2007) *Спосіб підвищення категорії протяжної лінійної ділянки діючого трубопроводу (варіанти)*. Пат. на винахід 78963 Україна. МПК F16L 55/18. Власник ДК «Укртрансгаз». № а200701592. Заявл. 15.02.2007. Опубл. 25.04.2007. Бюл. № 5.
- 6.11. Запукхляк В.Б. (2010) Теоретичні дослідження температурних процесів під час приварювання патрубків до діючого трубопроводу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 3(36), 53–55. <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/3922>
- 6.12. Грудз В.Я., Запукхляк В.Б. (2010) Дослідження термопружності трубних сталей при місцевому нагріванні трубопроводу. *Науковий вісник ІФНТУНГ*, 3(25), 102–105. <http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/2126/1/1346p.pdf>

- 6.13. Бут В.С., Марчук Я.С., Андрійшин М.П. та ін. (2007) *Спосіб ремонту дефектної ділянки трубопроводу, що знаходиться під тиском*. Пат. на винахід 77931 Україна. МПК F16L 55/16, B23K 31/02. Власник ДК «Укртрансгаз». № а200611057. Заявл. 20.10.2006. Опубл. 15.01.2007. Бюл. № 1.
- 6.14. Бут В.С., Лохман І.В., Рудко В.В. та ін. (2008) *Спосіб ремонту дефектної ділянки трубопроводу без зміни режимів транспортування продукту*. Пат. на винахід 81894 Україна. МПК F16L 55/18, F16L 55/16. Власники ДК «Укртрансгаз», ТОВ «НПІП КАТІОН». № а200713227. Заявл. 28.11.2007. Опубл. 11.02.2008. Бюл. № 3.
- 6.15. Бут В.С., Лохман І.В., Андрійшин Н.М. та ін. (2008) *Спосіб ремонту трубопроводу в умовах експлуатації*. Пат. на винахід 81895 Україна. МПК F16L 55/18. Власники ДК «Укртрансгаз», ТОВ «НПІП КАТІОН». № а200713975. Заявл. 12.12.2007. Опубл. 11.02.2008. Бюл. № 3.

ВИСНОВКИ

1. Сформовано науково обґрунтовану концепцію забезпечення стійкості функціонування газотранспортної системи як складної інтегрованої інфраструктури, у якій магістральні трубопроводи та підземні сховища газу розглядаються як єдина функціонально пов'язана система. Розв'язано задачу оптимізації режимів транспортування газу за критерієм «енергетична ефективність—надійність», що дозволило встановити раціональні параметри експлуатації (зокрема для газопроводу «Союз») та забезпечити зниження прогнозованих аварійних втрат газу до 32 %. Доведено, що врахування надійності елементів системи та ймовірнісних характеристик відмов є визначальним для мінімізації експлуатаційних витрат і забезпечення стійкості ГТС в умовах неповного завантаження та змінних режимів роботи.

2. Розвинено фундаментальні наукові уявлення про закономірності експлуатаційної деградації трубних сталей і зварних з'єднань, що дозволило встановити стадійний характер знеміцнення матеріалу в умовах тривалої експлуатації (до 25 років) та обґрунтувати визначальну роль корозійно-водневих процесів, мікроструктурної неоднорідності та локалізації пластичної деформації у формуванні пошкодженості. Вперше системно встановлено взаємозв'язок між характеристиками тріщиностійкості, ударної в'язкості та впливом абсорбованого водню, що створює наукову основу для достовірного прогнозування переходу від розсіяної пошкодженості до макроскопічного руйнування.

3. Створено методологічну основу оцінювання технічного стану та залишкового ресурсу магістральних трубопроводів, яка поєднує неруйнівні електрохімічні методи діагностики, експрес-методи лабораторного моделювання деградації та критерії досягнення граничного стану матеріалу. Запропоновані підходи забезпечують можливість прогнозування механічних властивостей металу після десятків років експлуатації упродовж короткого часу, а також оцінювання ризику розвитку специфічних дефектів, зокрема кільцевого розшарування. Розроблена методологія адаптована до умов транспортування газоводневих сумішей і створює наукове підґрунтя для безпечної інтеграції водневих технологій у газотранспортну систему.

4. Розроблено та верифіковано комплекс фізично обґрунтованих моделей і критеріїв граничного стану зварних трубопровідних елементів, що враховують багатофакторну взаємодію температурних, механічних і пошкоджувальних явищ. Запропоновано узагальнений чисельний критерій руйнування, який

інтегрує механізми пластичної нестійкості, розвитку пористості в'язкого руйнування та мікровідколу. Розвинено ймовірнісні методи аналізу надійності трубопровідних систем, засновані на використанні статистики Вейбулла та методу Монте-Карло для інтегрального оцінювання напружено-деформованого стану та пошкодженості матеріалу. Встановлено залежності параметрів розподілу Вейбулла від механічних властивостей матеріалу, що дозволило створити універсальний інструментарій оцінювання ймовірності руйнування для різних класів трубних сталей.

5. Науково обґрунтовано та розроблено комплекс інноваційних технологій відновлення несучої здатності магістральних трубопроводів, включаючи методи зварювання підсилювальних конструкцій, застосування зварних і композиційних бандажів, а також спеціалізовані технології підводного ремонту. Встановлено визначальні фактори ефективності підсилення, зокрема геометрію та умови контакту бандажів, рівень внутрішнього тиску та ступінь докритичного пошкодження матеріалів. Обґрунтовано механізми тріщиноутворення у зварних з'єднаннях і сформульовано вимоги до зварювальних матеріалів і теплових режимів, що забезпечують запобігання холодному розтріскуванню.

6. Комплексно досліджено термохімічні та дифузійні процеси, що супроводжують зварювально-ремонтні роботи, зокрема механізм термічного розкладання метану з утворенням водню та вуглецю. Розроблено математичну модель дифузії водню з урахуванням пасток-уловлювачів та встановлено закономірності формування науглецьованого шару. Доведено, що поєднання процесів наводнювання та науглецювання є критичним чинником зниження пластичності та ініціювання тріщиноутворення, що визначає необхідність їхнього урахування при виборі технологічних режимів ремонту.

7. Розроблено та впроваджено комплекс прикладних технічних рішень і технологій ремонту та реконструкції трубопроводів без зупинки транспортування продукту, включаючи безвогневе врізання під тиском, напрямлене регулювання параметрів поверхневої обробки, багаторівневі системи муфтового підсилення та безтраншейні методи реконструкції. Практична реалізація підтверджена патентним захистом і впровадженням у виробничу діяльність АТ «Укртрансгаз». Досягнуто значного техніко-економічного ефекту — продовження ресурсу трубопроводів, підвищення їхньої категорійності без заміни, зменшення обсягів земляних робіт і тривалості ремонтів, а також підтвердженого економічного ефекту у розмірі 62,36 млн грн, що свідчить про високий рівень практичної значущості результатів і їхню відповідність, а за окремими напрямками — перевищення світових аналогів.



МАКСИМОВ СЕРГІЙ ЮРІЙОВИЧ, член-кореспондент НАН України, заступник директора Інституту електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України. Основний напрямок досліджень – розв'язання проблеми створення нерозрвних з'єднань із високими міцнісними та експлуатаційними властивостями при зниженні їхньої ресурсо- та енергоємності шляхом керування металургійними процесами, що протікають у зварювальній ванні, плавленні та переносом електродного металу та регульованого тепловкладення в зону зварного з'єднання з використанням джерел зварювального струму та механізмів подачі електродного дроту з можливостями генерування вихідних імпульсів заданого характеру та зовнішнього електромагнітного впливу, в тому числі у водному середовищі.



ЗВІРКО ОЛЬГА ІВАНІВНА, член-кореспондент НАН України, завідувач відділу діагностики корозійно-водневої деградації матеріалів Фізико-механічного інституту ім. Г.В. Карпенка НАН України. Основний напрям досліджень – встановлення фізико-механічних і фізико-хімічних механізмів корозійно-водневої деградації конструкційних матеріалів, оцінювання їхньої опору руйнуванню за дії агресивних середовищ та водню, розвиток технологій запобігання їхній деградації та руйнуванню, розроблення методів діагностування технічного стану та прогнозування роботоздатності, зокрема, для об'єктів енергетичної інфраструктури.



МІЛЕНІН ОЛЕКСІЙ СЕРГІЙОВИЧ, доктор технічних наук, провідний науковий співробітник Інституту електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України, професор Київського академічного університету. Основні напрями наукової діяльності пов'язані з математичним моделюванням і комп'ютерною симуляцією фізико-хімічних, теплових і механічних процесів у зварюванні та споріднених технологіях. Сфера наукових інтересів охоплює механічну інженерію сучасних матеріалів і конструкцій, прогнозування їхньої міцності, довговічності та експлуатаційної надійності, а також експертизу технічного стану й оцінювання залишкового ресурсу відповідальних інженерних та інфраструктурних об'єктів.



НИРКОВА ЛЮДМИЛА ІВАНІВНА, доктор технічних наук, професор, завідувач відділу зварювання газонафтопровідних труб Інституту електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України. Основний напрямок досліджень охоплює комплекс теоретико-експериментальних робіт, спрямованих на вивчення механізмів стрес-корозійного розтріскування магістральних газопроводів в умовах, що моделюють умови експлуатації; встановлення причин відмов та аварій магістральних газопроводів, водопроводів та інших металевих конструкцій; проведення сертифікаційних випробувань корозійної стійкості металів і зварних з'єднань згідно з чинними нормативними документами України, а також розроблення нормативних документів у сфері захисту від корозії з метою підвищення надійності та безпеки критичної інфраструктури.



ЧУДИК ІГОР ІВАНОВИЧ, доктор технічних наук, професор, ректор Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Основний напрям наукових досліджень – розвиток теоретичних основ і науково-прикладних методів проєктування, моделювання, оптимізації та керування технологічними процесами буріння, освоєння, експлуатації, ремонту та реконструкції свердловин і об'єктів нафтогазового комплексу, спрямованих на підвищення їхньої енергоефективності, надійності, технологічної безпеки та продуктивності, забезпечення ефективного функціонування систем видобування, транспортування та підземного зберігання природного газу шляхом дослідження бурильних колон, гідромеханічних процесів, взаємодії бурильного інструменту зі стовбуром свердловини, удосконалення конструкцій і технологій буріння, математичного та фізичного моделювання технологічних процесів, розроблення сучасних бурових технологій, впровадження цифрових технологій та наукового обґрунтування інноваційних рішень для освоєння вуглеводневих ресурсів і розвитку водневої енергетики.



ЗАПУХЛЯК ВАСИЛЬ БОГДАНОВИЧ, доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри транспортування та зберігання енергоносіїв Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Основний напрям наукових досліджень – розвиток теоретичних основ і науково-прикладних засад функціонування систем транспортування, розподілу та зберігання енергоносіїв, спрямованих на забезпечення їхньої надійності, безпеки, енергоефективності, екологічної стійкості та довговічності шляхом математичного моделювання фізичних і технологічних процесів, дослідження напружено-деформованого та технічного стану трубопровідних систем, розроблення й удосконалення методів діагностування, прогнозування залишкового ресурсу, оптимізації режимів експлуатації, технологій ремонту, реконструкції та модернізації об'єктів трубопровідного транспорту, а також наукового обґрунтування адаптації енергетичної інфраструктури до сучасних викликів, пов'язаних із декарбонізацією, інтеграцією відновлюваних джерел енергії та використанням альтернативних енергоносіїв.



РУДКО ВОЛОДИМИР ВАСИЛЬОВИЧ, кандидат технічних наук, заступник генерального директора – головний інженер АТ «Укртрансгаз» НАК «Нафтогаз України». Основний напрям наукових досліджень – удосконалення методів діагностування, обслуговування та прогнозування технічного стану обладнання компресорних станцій магістральних газопроводів; розробка методів ідентифікації несправностей та прогнозування технічного стану газоперекачувальних агрегатів компресорних станцій магістральних газопроводів; апробація у виробничих умовах запропонованих заходів і засобів та розробка рекомендацій подальшого підвищення надійності газотранспортних систем.

ISBN 978-617-7785-97-1



9 786177 785971

ІНСТИТУТ ЕЛЕКТРОЗВАРЮВАННЯ ІМ. Є.О. ПАТОНА НАН УКРАЇНИ