

УДК 620: 60: 006: 004.9

DOI: 10.15587/1729-4061.2019.184247

Удосконалення інструментарію діагностики підземних трубопроводів нафтогазових підприємств на основі урахування змін внутрішнього робочого тиску

Л. В. Юзевич, Л. А. Янковська, Л. І. Сопільник, В. М. Юзевич,
Р. М. Скриньковський, Б. П. Коман, Л. М. Ясінська-Дамрі, Н. Г. Георгіаді,
Р. М. Джала, М. Ф. Ясінський

Сформовано новий критерій міцності та множину інформативних параметрів для моделювання напружено-деформованого стану (НДС) підземного металевого трубопроводу (ПМТ) з урахуванням системи дефектів типу каверна, у вершині якої знаходиться тріщина.

Проведено обстеження поверхні труб із конструкційної вуглецевої сталі 20, на які діє внутрішній гідростатичний тиск. Запропоновано для критерію міцності металу труби, який контактує з ґрунтовим електролітом, враховувати стадії пружної та пластичної деформації.

Критерій міцності доповнено співвідношеннями для корозійного струму (типу Kaesche) і внутрішнього тиску, який діє на циліндричну трубу, з урахуванням непружної енергетичної характеристики поверхневого шару.

Для трубопроводу в нейтральному ґрунтовому середовищі проведені вимірювання поляризаційних потенціалів і корозійних струмів апаратурою ВПП (вимірником поляризаційного потенціалу) і БВС (безконтактним вимірником струму). Результати вимірюють відповідні дефекти типу каверн (піттингів), які утворилися на зовнішній поверхні підземного трубопроводу.

Для п'яти варіантів внутрішнього тиску $p_i=5,5\div 7,5$ МПа приладами БВС та ВПП визначено струми та напруги для характерних поверхневих дефектів і на їх основі оцінено ефективний час досягнення тріщиною критичної глибини (ресурс труби), а також параметр надійності (характеристику безпеки) β .

Зі співставлення результатів експериментальних досліджень і відповідних розрахунків встановлено, що відносні зміни швидкості корозії V_{cor} у 2,8 рази і, відповідно, параметра ресурсу ПМТ t_R в 3,1 рази більші, а параметра надійності β у 6,9 разів менші, ніж відносні зміни внутрішнього тиску p_T .

На основі аналізу параметра t_R , який характеризує ресурс ПМТ, встановлено, що ця залежність t_R від внутрішнього тиску p_T нелінійна і прямує до насичення.

Відзначена інформація є важливою для удосконалення методів контролю ПМТ нафтогазових підприємств, зокрема, методик коректного оцінювання густини анодного струму у дефектах металу на зовнішній поверхні підземного трубопроводу з урахуванням зміни внутрішнього гідростатичного тиску

Ключові слова: підземні трубопроводи, нафтогазові підприємства, механічні напруження, гідростатичний тиск, корозійні струми, розкриття тріщини

1. Вступ

Прогнозування міцності та довговічності підземних металевих трубопроводів (ПМТ) нафтогазових підприємств доцільно проводити для оцінювання їх залишкових рівнів надійності та ресурсу з використанням методів оптимізації. Важливі процеси в цьому ракурсі стосуються механічних навантажень і ґрунтової корозії. До речі, механічні напруження у трубі інтенсифікують корозійні процеси на межі розділу “поверхня металу – ґрунтовий електроліт”. На межі розділу двох вказаних середовищ утворюється подвійний електричний шар (ПЕШ). Іони металу під впливом механічних напружень проходять через ПЕШ і утворюють корозійні потоки. Оскільки зовнішня поверхня металу труби неоднорідна, то і корозійні поверхневі струми також будуть неоднорідними. Це приводить до того, що на зовнішній поверхні труби можуть утворитись корозійні каверни (пітинги) різної глибини.

В останні роки розвиваються методи діагностування поверхневих корозійних дефектів ПМТ на основі обробки цифрових зображень [1]. Корозійні процеси стосуються загальної та локальної корозії. Загальна корозія проходить на всій або на якій небудь частині поверхні ПМТ зі швидкістю 0,1–0,5 мм/рік [2]. Результатом загальної корозії є суцільне розчинення поверхні металу або деякої частини його поверхні [2]. Під час такого процесу глибина проникнення корозії на одних ділянках може бути дещо більше, ніж на інших [2]. Значно частіше на поверхні труби відбувається локальна корозія, характерною особливістю якої є висока швидкість руйнування металу на окремих ділянках, що досягає 1–10 мм/рік [2]. Результатом локальної корозії буде руйнування металу в глибину, а в той же час сусідні ділянки труби можуть характеризуватись мінімальною корозією. Швидкість корозії визначають за глибиною пошкоджень, що утворилися, і які оцінюють інструментально [2].

Характерними варіантами локальної корозії є пітингова, контактна, а також корозія плямами [2]:

1. Швидкість пітингової корозії складає 3–10 мм/рік. Пітингова корозія характеризується утворенням каверн, які починаються з поверхні та мають вигляд порожнин. У деяких випадках розвиток пітингів супроводжується руйнуванням стінки труби. За формою пітинги можуть бути різних розмірів, зокрема дрібними, середніх розмірів, вузькими, широкими, глибокими тощо.

2. Контактна корозія – це процес, що протікає між двома різнорідними за електрохімічними характеристиками металами. Результатом процесу можуть бути локальні корозійні пошкодження у вигляді виразок, розташованих ланцюжком, або виразок, що з’єднуються в одну загальну виразку.

3. Корозія плямами характеризується утворенням на поверхні металу пошкоджень у вигляді окремих плям, площа яких значно перевищує глибину проник-

нення корозії. Глибина пошкоджень при цьому зазвичай складає 0,5–1,0 мм, тому даний тип корозії є менш небезпечним, ніж інші варіанти локальної корозії.

Розроблення нових методик неруйнівного контролю підземних трубопроводів є актуальною тактикою для сьогодення, оскільки буде сприяти зменшенню витрат на експериментальні дослідження, які підтвердять умови продовження термінів експлуатації ПМТ нафтогазових підприємств.

У зв'язку з цим трубопровід з покриттям у ґрунтовому середовищі доцільно розглядати як двошарову трубу із зовнішнім дефектом типу поверхневого пітинга.

Трубу вважаємо циліндричною, а пітинг моделюємо половиною еліпсоїда, витягнутого в напрямку, перпендикулярному до поверхні труби. Для прогнозування ресурсу підземного трубопроводу із сталі використовуємо варіанти критеріїв механіки руйнування та кваліметрії з урахуванням оптимізаційного підходу.

2. Аналіз літературних даних та постановка проблеми

Відомо, що зовнішні та внутрішні дефекти впливають на надійність (міцність, довговічність) ПМТ нафтогазових підприємств [3, 4].

Встановлено, що проблема якості підземних металевих трубопроводів (ПМТ) пов'язана з процесами на межі “метал – ґрунтове середовище” [5].

Моделі пошкоджень для металів, наявні в літературі, порівнюються за глибиною корозії, вибираючи різні впливові параметри для моделювання подібних класів корозії з урахуванням вимог стандартів [6]. У працях [3–6] не враховано особливості механічного навантаження (внутрішній гідростатичний тиск, тиск ґрунту тощо), а також не враховано інформаційні потоки для виявлення дефектів.

У праці [7] враховано можливість використання магнітного потоку (magnetic flux) для діагностування дефектів у металі труби. Одночасно передбачено та враховано розмірний ефект модуля Юнга (Youngs modulus) [7, 8]. Але в поданому підході [7, 8] не враховано можливість дистанційного неруйнівного підходу до вимірювання параметрів дефектів, як це відображено у науковій праці [9].

В даний час на практиці для діагностики металу труб (ПМТ) нафтогазових підприємств використовують метод безконтактних вимірювань струмів і потенціалів [9]. Це дозволяє контролювати характер та умови поведінки дефектів [10, 11].

Моделювання фізико-хімічних процесів у трубопроводах (ПМТ нафтогазових підприємств) з урахуванням параметрів напружено-деформованого стану (НДС) та енергетичних характеристик міжфазних шарів можна (доцільно) проводити на основі співвідношень, які представлені у наукових працях [12, 13].

Але у статтях [12, 13] не описано зв'язок параметрів НДС з електричними струмами та потенціалами для металу ПМТ. Частково зв'язок параметрів НДС з електричними струмами та потенціалами для металу представлено у працях [14, 15] за результатами проведених досліджень. З параметрами НДС пов'язаний важливий параметр механіки руйнування матеріалів – коефіцієнт концентрації напружень (stress concentration factor) (SCF).

У статті [16] представлено інформацію про SCF корозійних пітингів (corrosion pits). Частково зв'язок енергетичних характеристик міжфазних шарів з SCF металу представлено у [17, 18]. Але у поданих працях [16–18] не відображено зв'язок інформації про пітинги та характеристики міжфазних шарів з електричними струмами та потенціалами.

Враховуємо, що в трубі (ПМТ нафтогазових підприємств) перпендикулярно до тріщини діють кільцеві напруження, і тоді розкриття тріщини визначають за формулою, яка враховує δ -модель розкриття тріщини і коефіцієнта інтенсивності напружень [19]. Тут враховують також частково геометрію дефекту (тріщини) [20, 21]. З урахуванням внутрішнього тиску доцільно використати вираз розкриття тріщини для пружної та пластичної деформації [22].

Варто відзначити, що представлені вище методики дозволяють у комплексі уточнити процедуру розрахунку механічних параметрів труби з дефектами і, відповідно, удосконалити кваліметричний підхід до проблеми якості для ПМТ нафтогазових підприємств, який частково представлено у наукових публікаціях Канади [23, 24]. Також частково критерій якості для ПМТ представлено у працях [9, 10]. Але в них [9, 10, 23, 24] не відображено вплив на якість ПМТ механічних напружень та параметрів, які характеризують дефекти. Позитивним у цьому аспекті є те, що у працях [9, 10] представлено початкові дані, інформаційне забезпечення, а також – інструментарій для удосконалення критеріїв якості та інвестиційних проєктів [25, 26] підприємств.

Проблеми діагностування ПМТ нафтогазових підприємств у корозійному середовищі з урахуванням тиску є актуальними, оскільки на підземні труби діють механічні навантаження зі сторони газу, нафти, ґрунту. Також варто врахувати комплексний вплив потоків вуглеводнів, ґрунтового середовища і компресорних станцій, який супроводжується корозійною втомою металу (сталі).

3. Мета і завдання дослідження

Метою дослідження є удосконалення інструментарію щодо розрахунку рівнів ресурсу та надійності підземних металевих трубопроводів (ПМТ) нафтогазових підприємств з урахуванням впливу внутрішнього тиску на параметри напружено-деформованого стану (НДС).

Для досягнення мети були поставлені такі завдання:

- провести обстеження поверхні труб із конструкційної сталі за допомогою вимірювача поляризаційного потенціалу та безконтактного вимірювача струму і сформулювати базу даних щодо інформативних параметрів для опрацювання результатів експерименту;

- удосконалити критерій міцності для ПМТ з системою поверхневих дефектів (каверн, на продовженні яких знаходяться тріщини);

- розробити механізм оцінювання параметра ресурсу металу труби та рівень надійності ПМТ нафтогазових підприємств.

4. Оцінювання міцності та надійності підземного металевого трубопроводу з дефектом

Трубопровід з покриттям у ґрунтовому середовищі доцільно розглядати як двошарову трубу із зовнішнім дефектом типу поверхневого пітинга.

Проведено обстеження металеві труби МТ з конструкційної вуглецевої сталі 20.

Уважаємо, що метал трубопроводу (МТ) з системою поверхневих дефектів (пітингів). МТ піддається впливу внутрішнього гідростатичного тиску в межах до 7,5 МПа.

Труба розміщена під землею на глибині 0,8 ... 1,0 м. Нехай зовнішній діаметр труби D , товщина стінки d , внутрішній діаметр $D-d$ [5].

Трубу вважаємо циліндричною, а пітинг моделюємо половиною еліпсоїда, витягнутого в напрямку, перпендикулярному до поверхні труби. Для прогнозування ресурсу підземного трубопроводу із сталі використовуємо варіанти критеріїв механіки руйнування та кваліметрії з урахуванням оптимізаційного підходу.

За впливу вологості ґрунту на зовнішній поверхні труби утворюються корозійні дефекти типу каверн, тріщин, пітингів, які поширюються в глибину металу [5].

Оскільки в трубі перпендикулярно до пітинга (тріщини) діють кільцеві напруження σ_θ , то розкриття тріщини δ_t приймає вигляд [12, 19]:

$$\delta_t = \frac{8 \cdot \sigma_Y \cdot a_t}{\pi \cdot E} \times \ln \sec \left(\frac{\pi}{2} \cdot \frac{M_T \cdot \sigma_\theta}{\sigma_Y} \right),$$
$$M_T = K_{sh} / K_{pl} = (1 + \beta_T \cdot \lambda_T)^{0,5},$$
$$\lambda_T = a_T \cdot (Dd / 2)^{0,5}, \quad (1)$$

де a_t – довжина тріщини; σ_Y – межа текучості; E – модуль пружності матеріалу труби; K_{sh} і K_{pl} – коефіцієнти інтенсивності напружень у сфері і пластині; $\beta_T=0,62$ – матеріальна константа ($\beta_T=1,25$ якщо $\lambda_T \leq 5$).

Врахуємо коефіцієнт зміцнення металу m і глибину каверни з тріщиною $b=h+c$. Оскільки деформація металу $\varepsilon_Y = \sigma_Y / E$, то для $\varepsilon / \varepsilon_Y \leq 1 - \varepsilon = \sigma / E$. Якщо $\varepsilon / \varepsilon_Y > 1$, то $\varepsilon = (\sigma / \sigma^*)^{1/m}$, $\sigma^* = \sigma_Y / \varepsilon_Y^m$. У цьому випадку [22]:

$$\delta_{te} = \frac{\pi (M_T \cdot \sigma_r)^2 \cdot b}{2 \cdot E \cdot \sigma_Y}, \quad \delta_{tp} = \frac{\pi \sigma_Y \cdot b}{8 \cdot E} \left(9 \cdot \left(\frac{M_T \cdot \sigma_r}{\sigma^*} \right)^{1/m} \cdot \frac{E}{\sigma_Y} - 5 \right). \quad (2)$$

Тут δ_{te} , δ_{tp} – розкриття тріщини у випадку пружної та пластичної деформацій.

Параметр розкриття тріщини δ_{1C} зв'язаний з коефіцієнтом інтенсивності напружень (КІН) K_{1SCC} та перенапруженням ζ реакції (відхиленням електродного потенціалу від його рівноважного термодинамічного значення під час поляризації електроду під струмом) розчинення металу відомими співвідношеннями [18]:

$$K_{1SCC} = \sqrt{\frac{E}{1-\nu^2} \cdot \left(WPL - z_{si} F \rho \delta \frac{\zeta}{M} \right)}, \quad K_{1SCC} = \sqrt{E \cdot \sigma_T \cdot \delta_{1C}}, \quad (3)$$

де z_{si} – формальний заряд сольватованих іонів; F – постійна Фарадея; δ – ширина фронту мікротріщини, що насувається, м; M – молекулярна маса металу, г/моль; K_{1SCC} – порогове значення КІН, тобто мінімальне значення, що відповідає початку поширення корозійної тріщини; WPL – питома енергія, затрачена на пластичне деформування приповерхневого шару тіла за утворення в ньому нової (ювенільної) поверхні; ν – коефіцієнт Пуассона металу.

На основі обчислювального експерименту для різних марок сталі встановлено, що 3-и варіанти параметра $\delta_{1C}(\delta_{te}, \delta_{tp}, \delta_{tp})$ незначно впливають на числові значення КІН K_{1SCC} (відповідна максимальна різниця, тобто похибка не перевищує 10 %).

Параметр WPL входить у відому формулу (критерій міцності) Гріффітса-Ірвіна-Орована (Griffith–Irwin–Orowan relationships) [18]:

$$\sigma_* = \sqrt{\frac{4E \cdot WPL}{\pi \cdot L_T (1-\nu^2)}}, \quad \sigma_* = \sqrt{\frac{4E \cdot WPL}{\pi \cdot L_T}}, \quad (4)$$

де $L_T = a_t$ – довжина тріщини.

Тут у (4) перша формула записана для плоскої деформації, друга – для плоского напруженого стану; σ_* – критичне напруження (межа міцності); $WPL = J/2$; J – інтеграл Райса (Rice's integral), який має енергетичний зміст.

За результатами досліджень контактного деформування різних марок сталі встановлено емпіричне співвідношення, яке пов'язує КІН K_{1SCC} з WPL [18]:

$$K_{1SCC} = a_1 \cdot \sqrt{WPL} - a_2; \quad a_1 = 2,26 \cdot 10^8 \frac{\sqrt{H}}{M}; \quad a_2 = 6,98 \text{ МПа} \cdot \sqrt{M}. \quad (5)$$

Співвідношення (3)–(5) становлять у комплексі новий варіант критерію міцності для металу трубопроводу. Параметри виразу (4) визначаємо на основі експерименту з деформованими металевими (сталевими) зразками, а параметри співвідношень (3), (5) оцінюємо на основі обчислювального експерименту.

Припускаємо, що виконується емпіричне співвідношення між розкриттям тріщини δ_{1C} і геометричним параметром δ , який характеризує ширину ювенільної поверхні тріщини [18]:

$$\delta_{1C} = \xi_{\delta} \times \delta, \quad (6)$$

а відповідне значення емпіричної константи $\xi_{\delta} = 1$.

Критерій (3)–(5) доповнимо співвідношеннями для корозійного струму I_a (типу *Kaesche*) і внутрішнього тиску p_{cr} , який діє на циліндричну трубу, з урахуванням енергетичної характеристики поверхневого шару [18]:

$$I_a = I_{as} \cdot (1 + \beta_w \cdot WPL) = \frac{\alpha \cdot \chi \cdot \Delta \psi_{ak}}{\delta \cdot \ln(c/\delta)} \cdot (1 + \beta_w \cdot WPL), \quad (7)$$

$$p_{cr} = \frac{2\sqrt{2} \cdot d \cdot \sigma_T}{3K_t \cdot D} \cdot \frac{(1,5 + K_z) \cdot (r_0 + c)^4}{(r_0 + c)^4 + 0,5 \cdot r_0^2 (r_0 + c)^2 + r_0^4}, \quad (8)$$

де

$$K_z = \left(\frac{d_1 - c}{2} \cdot \frac{2(d_1 - c) + 3r_0}{d_1 - c + r_0} - \frac{3d}{2K_t} \right) \left(\frac{d}{K_t} + \frac{r_0}{3} \cdot \left(\frac{r_0^3}{(d_1 - c + r_0)^3} - 1 \right) \right);$$

$$\beta = \frac{r_0}{d_1 - c};$$

α – кут у вершині тріщини; χ – електропровідність електроліту; $\Delta \psi_{ak}$ – омічна зміна потенціалу між анодною і катодною частинами (анод – вершина, катод – береги тріщини); c – глибина тріщини; $h+c+r$ – загальна глибина дефекту (каверни і тріщини, тріщина знаходиться на продовженні каверни (пітинга)); h – глибина каверни; r – радіус кривизни у вершині тріщини.

Співвідношення (1)–(8) і критерій якості [5] використаємо щодо оцінювання параметрів НДС і умов поширення тріщини для трубопроводу у ґрунтовому нейтральному середовищі (водневий показник $pH \approx 7$).

5. Критерії якості для металу підземного трубопроводу нафтогазових підприємств

Розглянемо добуток типу $k_P = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3$ аналогічно як у статті [5]:

k_1 – коефіцієнт рівня надійності ПМТ нафтогазових підприємств;

k_2 – коефіцієнт, який характеризує рівень міцності металу σ^* ПМТ,

$k_3 = k_3(T_S, N_C)$ – коефіцієнт, який характеризує термін безаварійної роботи T_S (ресурс) конструкції (труби) з урахуванням N_C (N_C – число циклів навантаження, тобто база випробувань на опір корозійної втоми).

Аналогічно як у статті [5], кваліметричний критерій якості для ділянки ПМТ нафтогазових підприємств подамо (представимо) у вигляді:

$$Z_1 = \beta_1 k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 + \beta_2 \prod_{i=4}^9 k_i, \quad (9)$$

де $k_4(D_f)$, $k_5(n_Z, \Delta K_{th})$, $k_6(\sigma_{ve}, N_C)$, $k_7(K_S)$, $k_8(U_P)$, $k_9((h+c)/d)$ – коефіцієнти, які характеризують дефектність D_f , зміцнення n_Z , границю корозійної втоми $\sigma_{ve}(N_C)$, вплив покриття на корозійну стійкість K_S , дотримання оптимального діапазону поляризаційного потенціалу U_P ; відносну глибину каверни і тріщини максимальних розмірів; β_j ($j=1, 2$) – коефіцієнти вагомості, які визначаємо експертним методом; K_{th} – порогове значення КІН K_1 за впливу механічного навантаження; ΔK_{th} – розмах K_{th} за цикл навантаження; d – товщина труби; h, c – глибина каверни і тріщини відповідно.

Тут у формулі (9), на відміну від праці [5], враховано відносну глибину поверхневого дефекту $k_9((h+c)/d)$.

6. Результати прогнозування ресурсу та надійності підземного трубопроводу нафтогазових підприємств з урахування змін внутрішнього робочого тиску

Проведено вимірювання струмів та потенціалів для трубопроводу в нейтральному середовищі апаратурою БВС (безконтактний вимірювач струмів) та ВПП (вимірювач поляризаційних потенціалів) за методиками статей [5, 27]. На основі відповідних вимірювань виявлено дефекти типу каверн (пітингів), які утворилися на зовнішній поверхні підземного трубопроводу і проведено оцінювання корозійних струмів.

Експериментальні дослідження стосувались труб зі конструкційної сталі 20 за умови, що захисний потенціал на поверхні ПМТ менший за граничний потенціал $\varphi_{P*} = -0,85$ В [5]. Відповідно, анодне розчинення сталі на поверхні труби проходить у кавернах (пітингах), для яких не виконується умова антикорозійного (катодного) захисту $|\varphi_{P*}| > 0,85$ В [5]. На продовженні каверн можуть утворюватись тріщини глибиною c .

Визначено експериментально водневий показник $pH \approx 7,0$ для ґрунту (зовнішнього корозійного середовища за межами труби) за методиками статей [5, 27]. Також проведено оцінку достовірності контролю рН за методикою статей [28, 29] і встановлено, що достовірність оцінки рН більше 90 %.

Початкові дані (параметри) для труби і металу (конструкційної сталі 20) аналогічні як у статті [18]:

$$p = 5,5 \div 7,5 \text{ МПа}; \Delta p = 0,5 \text{ МПа}; h = 4 \text{ мм}; d = 10 \text{ мм}, d_1 = 6 \text{ мм},$$

$$D = 2R = 0,76 \text{ м}, \sigma_* = 245 \text{ МПа}; \sigma_B = 410 \text{ МПа}; p_{cr*} = 9,3 \text{ МПа}, \quad (10)$$

де D – діаметр труби; $d_1 = d - h$; σ_T, σ_* – межі текучості та міцності; p_{cr*} – критичний (максимальний) внутрішній тиск у трубі;

Для кожного варіанту внутрішнього тиску $p_i=5,5\div 7,5$ МПа приладами БВС та ВПП визначаємо струми та напруги для характерних поверхневих дефектів і на їх основі оцінюємо час досягнення тріщиною критичної глибини (ресурс труби), а також параметр надійності β з урахуванням інформації праць [5, 18, 27, 30] (для п'яти варіантів початкової швидкості корозії). Результати вимірювань і розрахунків занесено в табл. 1. Враховано, що зі збільшенням довжини тріщини c анодний (корозійний) струм i_a зменшується і така залежність $i_a=f(c)$ нелінійна [18]. Також доцільно враховувати, що для пластично деформованої області металу у вершині тріщини (для ювенільної поверхні) інтенсивність корозії (корозійний струм) зростає приблизно на 9÷12 % порівняно з пружно деформованою областю.

На основі співвідношення для анодного струму (типу *Kaesche*) (7) у дефекті на поверхні деформованого металу і відповідних експериментальних даних, отриманих для зразків сталі 20 з використанням апаратури БВС та ВПП, встановлено, що для пластично деформованої області металу інтенсивність корозії (корозійний струм) більший приблизно на 10 % порівняно з пружно деформованою областю. Такого типу інформацію раніше для оцінювання ресурсу труби (металу підземного трубопроводу) не враховували і це явище враховано в даній публікації.

Тут параметр надійності β (характеристику безпеки) на основі ймовірнісного підходу визначаємо за співвідношеннями [28–30]:

$$\beta = Y_{RM} / Y_{SRM}, \quad (11)$$

де Y_{RM} – резерв міцності; Y_{SRM} – стандарт резерву міцності.

Результати експериментальних даних отримано для підземної газової труби із конструкційної сталі 20 (початкові дані типу (10)) у ґрунтовому електроліті на основі використання апаратури БВС та ВПП з урахуванням критерію якості (9) і занесено в табл. 1.

Таблиця 1

Ресурс підземного трубопроводу нафтогазових підприємств

№ з/п	Тиск у трубі p_T , МПа	Початкові значення швидкості корозії, V_{cor} , мм/рік	Час досягнення тріщиною критичної глибини $0,7d$ (ресурс) t_R , роки	Параметр (рівень) надійності β
1	5,5	0,41	8,53	5,66
2	6,0	0,73	4,09	5,59
3	6,5	1,05	2,46	5,53
4	7,0	1,32	2,02	5,48
5	7,5	1,63	1,47	5,44

За даними табл. 1 отримаємо відносні зміни параметрів:

$$w_p = \frac{p_{T\max} - p_{T\min}}{p_{T\max}} = 0,27; \quad w_V = \frac{V_{cor_max} - V_{cor_min}}{V_{cor_max}} = 0,75;$$

$$w_V = \frac{w_V}{w_p} = 2,8; \quad w_t = \frac{t_{R\max} - t_{R\min}}{t_{R\max}} = 0,835; \quad w_V = \frac{w_t}{w_p} = 3,1;$$

$$w_\beta = \frac{\beta_{\max} - \beta_{\min}}{\beta_{\max}} = 0,039; \quad w_V = \frac{w_p}{w_\beta} = 6,9. \quad (12)$$

Зі співставлення результатів розрахунків (12) видно, що відносні зміни швидкості корозії V_{cor} у 2,8 рази і, відповідно, параметра ресурсу ПМТ t_R у 3,1 рази більші, а параметра надійності β у 6,9 разів менші, ніж відносні зміни внутрішнього тиску p_T .

7. Обговорення результатів контролю підземних трубопроводів нафтогазових підприємств у ґрунтових середовищах з урахування змін внутрішнього робочого тиску

Розглянутий приклад (табл. 1) підтверджує можливість і корисність моделювання з допомогою співвідношень (1)–(10) деформаційних та корозійних процесів у підземних трубопроводах нафтогазових підприємств.

Розглянуто конкретний приклад, в результаті аналізу якого, з урахуванням зміни інтенсивності анодного розчинення у дефектах покриття ПМТ для конкретної труби (зі сталі 20) з корозійними дефектами на зовнішній поверхні, проведено оцінювання рН ґрунтового електроліту. Враховано задані початкові умови (10).

На основі аналізу параметра t_R , який характеризує ресурс ПМТ, встановлено, що залежність $t_R=f(p_T)$ – нелінійна (табл. 1). Відносні зміни параметрів табл. 1 стосовно $w_t/w_V = 1,11$ частково пов'язані з нелінійністю корозійного процесу. а також з різними швидкостями анодного розчинення металу (сталі) в пружному і пластичному діапазонах поширення тріщини.

На основі розрахунків встановлено, що для діапазону зміни тиску $P=5,5\div 7,5$ МПа відносна зміна параметра ресурсу t_R на початку діапазону в 1,76 разів більша ніж для кінця діапазону. Отже, можна стверджувати, що зі збільшенням тиску p_T параметр ресурсу t_R прямує до насичення.

Розклинюючий ефект Ребіндера в даному дослідженні стосується тріщин і проявляється завдяки зменшенню міцнісних характеристик металу труби. Кількісно відповідна інформація може бути отримана завдяки оцінюванню енергетичної характеристики WPL (3)–(5), (7) під час розгляду і визначення цього параметра в околі вершини тріщини. Методика оцінювання змін параметра WPL під час деформаційних та корозійних процесів представлена у статті [18].

Результати даної роботи отримано завдяки проведеним експериментальним дослідженням з допомогою апаратури БВС та ВПП. Також в цьому контексті використано підходи та методи математичного моделювання для опису фізичних процесів у металевих твердих тілах з поверхневими дефектами типу каверн, пітингів, тріщин. Зокрема, увага була приділена деформаційним та корозійним процесам. Основні теоретичні підходи стосувались термодинаміки нерівноважних процесів, механіки деформівного твердого тіла, механіки руйнування, теорії суміші суцільних середовищ, фізики та механіки композиційних матеріалів.

Обмеження цього дослідження стосуються матеріалу та розмірів труб, а також середовища і умов механічного навантаження. Зокрема:

- обмеження для внутрішнього тиску наступне $p \leq 7,6$ МПа;
- максимальний діаметр труби $D \leq 1420$ мм, мінімальний – 15 мм;
- максимальна товщина труби 32 мм, мінімальна – 2,8 мм;

Найбільш популярні розміри труб (в мм) 1420, 1220, 1020, 920, 820, 720, 530, 426, 377, 325, 273, 219, 159, популярні товщини труб (в мм) 7, 8, 9 і 10 мм. Для труби з поперечником в 1020 мм найбільш ходові товщини – 10, 11, 12, а також 14 мм.

Обмеження щодо потенціалу системи катодного захисту (СКЗ) наступні. Було експериментально встановлено й теоретично підтверджено, що при потенціалах нижче -1.1 В можливе прискорення руйнування сталі внаслідок надмірного збільшення рН приелектродного шару за умови високих температур, які сприяють розвитку корозійного розтріскування. Максимальне значення потенціалу СКЗ -0.85 В.

Можливі подальші напрямки розвитку цього дослідження: врахування сезонних змін температури, екологічні аспекти, врахування різних типів ґрунтів.

8. Висновки

1. Проведено дослідження дефектів (типу каверн з тріщинами у вершині) на межі метал – електроліт для труб зі сталі 20, поміщених у нейтральне ґрунтове середовище, за допомогою приладів неруйнівного контролю – вимірювача поляризаційного потенціалу (ВПП) і безконтактного вимірювача струму (БВС) для контролю потенціалів і корозійних струмів. На основі отриманих результатів експериментальних досліджень сформовано базу даних, в основі якої інформація про внутрішні тиски газу всередині труби і значення корозійних струмів. Відповідні дані трактуємо як базу початкових умов для оцінювання характеру корозійного розчинення металу у дефектах покриття на межі з корозійним середовищем.

2. Запропоновано новий критерій міцності для металевого трубопроводу з урахуванням коефіцієнта інтенсивності напружень K_{ISCC} , перенапруження ζ реакції анодного розчинення металу, а також енергетичної характеристики поверхневого шару WPL .

3. З використанням результатів експериментальних досліджень щодо навантаження газової труби внутрішнім тиском, нового критерію міцності, а також інформації щодо зміни характеру анодного розчинення, пов'язаного з пластичним деформуванням ювенільної поверхні у вершині тріщини, встановлено, що зміна

внутрішнього гідростатичного тиску у трубі підземного металевого трубопроводу у межах 27 % супроводжується зменшенням параметра ресурсу металеві труби на 83 %, а відповідний ймовірнісний параметр надійності, який характеризує особливості поширення корозійних дефектів на зовнішній поверхні металу трубопроводу, зменшується при цьому орієнтовно на 4 %.

На основі отриманих результатів і відповідних методик [5, 18, 27, 31] можна оцінювати вплив внутрішнього тиску p_T на ресурс і надійність ПМТ в кислих, лужних та нейтральних ґрунтових середовищах.

Література

1. Cui, G.-F., Wang, J.-H., Li, N., Huang, X.-Q. (2006). A single precursor pit for pitting corrosion on defect of tinplate alloy layer visualized by atomic force microscopy. *Materials Chemistry and Physics*, 97 (2-3), 488–493. doi: <https://doi.org/10.1016/j.matchemphys.2005.08.052>
2. Roberge, P. R. (2000). *Handbook of Corrosion Engineering*. McGraw-Hill, 1140. URL: <https://corrosion-doctors.org/Books/Handbook.htm>
3. Babu, G. L. S., Srivastava, A. (2010). Reliability Analysis of Buried Flexible Pipe-Soil Systems. *Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice*, 1 (1), 33–41. doi: [https://doi.org/10.1061/\(asce\)ps.1949-1204.0000041](https://doi.org/10.1061/(asce)ps.1949-1204.0000041)
4. Cooke, R., Jager, E. (1998). A Probabilistic Model for the Failure Frequency of Underground Gas Pipelines. *Risk Analysis*, 18 (4), 511–527. doi: <https://doi.org/10.1111/j.1539-6924.1998.tb00365.x>
5. Yuzevych, L., Skrynkovskyy, R., Yuzevych, V., Lozovan, V., Pawlowski, G., Yasynskiy, M., Ogirko, I. (2019). Improving the diagnostics of underground pipelines at oil-and-gas enterprises based on determining hydrogen exponent (PH) of the soil media applying neural networks. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 4 (5 (100)), 56–64. doi: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2019.174488>
6. Landolfo, R., Cascini, L., Portioli, F. (2010). Modeling of Metal Structure Corrosion Damage: A State of the Art Report. *Sustainability*, 2 (7), 2163–2175. doi: <https://doi.org/10.3390/su2072163>
7. Peterka, P., Krešák, J., Kropuch, S. (2002). Equipment for Internal and External Diagnostics of Pipelines and its Development at SOL – SKTC 147 of Faculty BERG Technical University, Košice. *Acta electrotechnica et informatica*, 2 (3). URL: <http://www.aei.tuke.sk/papers/2002/3/PETERKA.pdf>
8. Stroffek, E., Lesso, I. (2001). Acoustic Method for Measurement of Young's Modulus of Steel Wire Ropes. *Metallurgy*, 40 (4), 219–221. URL: <https://hrcak.srce.hr/128617>
9. Lozovan, V., Dzhalala, R., Skrynkovskyy, R., Yuzevych, V. (2019). Detection of specific features in the functioning of a system for the anti-corrosion protection of underground pipelines at oil and gas enterprises using neural networks. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 1 (5 (97)), 20–27. doi: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2019.154999>

10. Lozovan, V., Skrynkovskyy, R., Yuzevych, V., Yasynskiy, M., Pawlowski, G. (2019). Forming the toolset for development of a system to control quality of operation of underground pipelines by oil and gas enterprises with the use of neural networks. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 2 (5 (98)), 41–48. doi: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2019.161484>
11. Yuzevych, V., Skrynkovskyy, R., Koman, B. (2018). Intelligent Analysis of Data Systems for Defects in Underground Gas Pipeline. 2018 IEEE Second International Conference on Data Stream Mining & Processing (DSMP). doi: <https://doi.org/10.1109/dsmp.2018.8478560>
12. Chiodo, M. S. G., Ruggieri, C. (2009). Failure assessments of corroded pipelines with axial defects using stress-based criteria: Numerical studies and verification analyses. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 86(2-3), 164–176. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2008.11.011>
13. Chen, Y. (2018). Cathodic Protection of X100 Pipeline Steel in Simulated Soil Solution. *International Journal of Electrochemical Science*, 9642–9653. doi: <https://doi.org/10.20964/2018.10.23>
14. Din, M. M., Ithnin, N., Zain, A. M., Noor, N. M., Siraj, M. M., Rasol, R. M. (2015). An artificial neural network modeling for pipeline corrosion growth prediction. *ARNP Journal of Engineering and Applied Sciences*, 10 (2), 512–519. URL: http://www.arnpjournals.com/jeas/research_papers/rp_2015/jeas_0215_1484.pdf
15. Naganuma, Y., Kotaki, H., Nomura, Y., Kato, N., Sudo, Y. (2011). Estimation Method of the Radius, Depth and Direction of Buried Pipes with Ground Penetrating Radar. *Journal of The Japanese Society for Non-Destructive Inspection*, 60 (9), 548–553. doi: <https://doi.org/10.11396/jjsndi.60.548>
16. Ji, J., Zhang, C., Kodikara, J., Yang, S.-Q. (2015). Prediction of stress concentration factor of corrosion pits on buried pipes by least squares support vector machine. *Engineering Failure Analysis*, 55, 131–138. doi: <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2015.05.010>
17. Koman, B., Yuzevich, V. (2018). Self-organizing processes and interphase interaction in solid-state structures. *Transylvanian Review*, XXVI (29), 7639–7651.
18. Yuzevych, V. M., Dzhala, R. M., Koman, B. P. (2018). Analysis of Metal Corrosion under Conditions of Mechanical Impacts and Aggressive Environments. *METALLOFIZIKA I NOVEISHIE TEKHNOLOGII*, 39 (12), 1655–1667. doi: <https://doi.org/10.15407/mfint.39.12.1655>
19. Folias, E. S. (1965). An axial crack in a pressurized cylindrical shell. *International Journal of Fracture Mechanics*, 1 (2), 104–113. doi: <https://doi.org/10.1007/bf00186748>
20. Žiliukas, A. (2006). Strength and fracture criteria. Kaunas: Technologija, 208.
21. Kiefner, J. F., Maxey, W. A., Eiber, R. J., Duffy, A. R. (1973). Failure Stress Levels of Flaws in Pressurized Cylinders. *Progress in Flaw Growth and Fracture Toughness Testing*, 461–481. doi: <https://doi.org/10.1520/stp49657s>

22. ASME B31G–1991: Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines (1991). New York: American Society of Mechanical Engineering, 56. URL: <https://law.resource.org/pub/us/cfr/ibr/002/asme.b31g.1991.pdf>
23. Quality Assurance for Pipeline Fittings Workshop Summary Report. National Energy Board (NEB). URL: <https://www.cer-rec.gc.ca/sftnvrnmnt/sft/pplnmtrls/qltssrncsmmrrprt-eng.pdf>
24. Pipeline Fittings Quality Assurance Technical Paper (2017). National Energy Board of Canada. DVN-GL. Project No.: PP179886, 29.
25. Skrynkovskyi, R. (2008). Investment attractiveness evaluation technique for machine-building enterprises. *Actual Problems of Economics*, 7 (85), 228–240.
26. Skrynkovskyi, R. M. (2011). Methodical approaches to economic estimation of investment attractiveness of machine-building enterprises for portfolio investors. *Actual Problems of Economics*, 118 (4), 177–186. URL: <http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-84930489016&partnerID=MN8TOARS>
27. Dzhala, R. M., Verbenets', B. Y., Mel'nyk, M. I., Mytsyk, A. B., Savula, R. S., Semenyuk, O. M. (2017). New Methods for the Corrosion Monitoring of Underground Pipelines According to the Measurements of Currents and Potentials. *Materials Science*, 52 (5), 732–741. doi: <https://doi.org/10.1007/s11003-017-0016-8>
28. Zhang, S., Zhou, W. (2013). System reliability of corroding pipelines considering stochastic process-based models for defect growth and internal pressure. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 111-112, 120–130. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2013.06.002>
29. Witek, M. (2016). Gas transmission pipeline failure probability estimation and defect repairs activities based on in-line inspection data. *Engineering Failure Analysis*, 70, 255–272. doi: <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2016.09.001>
30. Пічугін, С. Ф., Зима, О. Є., Винников, П. Ю. (2015). Надійність лінійної частини підземних магістральних трубопроводів. Збірник наукових праць [Полтавського національного технічного університету ім. Ю. Кондратюка]. Сер.: Галузеве машинобудування, будівництво, 1, 17–28. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Znpgmb_2015_1_4
31. Phillip, E. J. (2014). *Piping and Pipeline Calculations Manual. Construction, Design Fabrication and Examination*. Elsevier, 412. doi: <https://doi.org/10.1016/c2012-0-07933-1>