№ 2(46) 2026

НАФТОГАЗОВА ЕНЕРГЕТИКА

ISSN 1993-9868 print
ISSN 2415-3109 online

https://nge.nung.edu.ua

Прийнято 16.10.2026. Прорецензовано 25.10.2026. Опубліковано 30.11.2026.

УДК 622.692.4 **DOI: 10.31471/1993-9868-2026-2(46)-108-119**

ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ПРЯМОЛІНІЙНИХ ДІЛЯНОК НАДЗЕМНИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

Гембарський І. І.
Начальник відділу
Філія «Український науково-дослідний інститут природних газів» АТ «Укргазвидобування»
61125, Гімназійна набережна, 20, м. Харків, Україна
https://orcid.org/0009-0008-9503-7135
e-mail: gembarskiy.igor@ugv.com.ua

Дорошенко Я. В.*
Доктор технічних наук, професор
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
76019, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна
https://orcid.org/0000-0002-5853-3286
e-mail: yaroslav.doroshenko@nung.edu.ua

Стецюк С. М.
Доктор технічних наук
Філія «Український науково-дослідний інститут природних газів» АТ «Укргазвидобування»
61125, Гімназійна набережна, 20, м. Харків, Україна
https://orcid.org/0009-0004-9918-7692
e-mail: stetsyuk.sergey@ugv.com.ua

Хвостов К. В.
Старший науковий співробітник
Філія «Український науково-дослідний інститут природних газів» АТ «Укргазвидобування»
61125, Гімназійна набережна, 20, м. Харків, Україна
https://orcid.org/0009-0008-9456-7097
e-mail: khvostov.konstantin@ugv.com.ua

Гурін М. В.
Науковий співробітник
Філія «Український науково-дослідний інститут природних газів» АТ «Укргазвидобування»
61125, Гімназійна набережна, 20, м. Харків, Україна
https://orcid.org/0009-0009-4189-6409
e-mail: maksym.hurin@ugv.com.ua

Запропоноване посилання: Гембарський, І. І., Дорошенко, Я. В., Стецюк, С. М., Хвостов, К. В., Гурін, М. В. & Кунаєв, В. Г. (2026). Оцінювання технічного стану прямолінійних ділянок надземних технологічних трубопроводів. Нафтогазова енергетика, 2(46), 108-119. doi: 10.31471/1993-9868-2026-2(46)-108-119.

* Відповідальний автор

Copyright © The Author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License 4.0 (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Кунаєв В. Г.
Провідний інженер
Філія «Український науково-дослідний інститут природних газів» АТ «Укргазвидобування»
61125, Гімназійна набережна, 20, м. Харків, Україна
https://orcid.org/0009-0007-0779-1318
e-mail: volodymyr.kunaiev@ugv.com.ua

Анотація. Запропоновано комплекс підходів до оцінювання технічного стану прямолінійних ділянок надземних технологічних трубопроводів з урахуванням особливостей їх експлуатації, характеру навантажень та наявності дефектів стінки труби. Такі підходи стосуються ділянок трубопроводів із корозійними пошкодженнями стінки труби, дефектами зварних з'єднань, а також тріщин у металі труб і зварних швах. Окрему увагу приділено оцінюванню міцності трубопроводів в умовах дії циклічних навантажень, зумовлених зміною робочого тиску під час експлуатації, зупинок і пусків технологічного обладнання. Визначено перелік та необхідний обсяг вихідних даних, які потрібно зібрати перед проведенням обстеження технічного стану прямолінійних ділянок надземних технологічних трубопроводів. Проаналізовано підходи до планування технічного огляду трубопроводів, встановлено їхні переваги, недоліки та обмеження практичного застосування. Розглянуто доцільність використання різних варіантів організації контролю з урахуванням технічної результативності та економічної обґрунтованості. Визначено комплекс основних операцій, які повинна охоплювати програма робіт із технічного огляду надземних технологічних трубопроводів. Показано, що результати вимірювання фактичної товщини стінки є основою для проведення перевірки міцності та встановлення можливості подальшої безпечної експлуатації трубопроводів.
Розглянуто умови забезпечення міцності трубопроводів за наявності локальних дефектів стінки труби, визначено підходи до оцінювання допустимості їхніх геометричних розмірів та встановлення необхідності проведення додаткового неруйнівного контролю. Розглянуто особливості ультразвукового контролю зварних з'єднань надземних технологічних трубопроводів та визначено ділянки, на яких його проведення є необхідним. Встановлено умови, за яких прямолінійні ділянки трубопроводів характеризуються мінімальним запасом міцності металу. Проаналізовано вплив циклічних змін внутрішнього тиску на напружений стан трубопроводів та визначено ділянки, найбільш чутливі до циклічних навантажень. Для випадків виявлення тріщиноподібних дефектів у зварних з'єднаннях запропоновано оцінювати їхню небезпечність шляхом розрахунку коефіцієнта інтенсивності напружень.

Ключові слова: технологічний трубопровід, технічний стан, неруйнівний контроль, корозійне пошкодження, товщина стінки, напруження, тріщиностійкість.

Вступ

Забезпечення надійної та безпечної експлуатації магістральних, промислових і технологічних трубопроводів є одним із пріоритетних завдань нафтогазової галузі. Тривала експлуатація трубопровідних систем супроводжується поступовою зміною технічного стану їхніх конструктивних елементів унаслідок корозійних процесів, циклічних навантажень, температурних впливів, деградації механічних властивостей металу та утворення дефектів у зварних з'єднаннях. Сукупна дія зазначених чинників може призводити до зниження несучої здатності трубопроводів і підвищення ймовірності виникнення аварійних ситуацій. Тому особливого значення набуває своєчасне виявлення дефектів, оцінювання ступеня їхньої небезпечності та визначення умов, за яких допускається подальша експлуатація трубопроводів.

Однією з актуальних проблем контролю технічного стану технологічних трубопроводів залишається недостатня повнота та актуальність нормативно-технічного забезпечення робіт із неруйнівного контролю. Для окремих типів обладнання, зокрема надземних технологічних трубопроводів, наявні нормативні документи не завжди повною мірою враховують особливості конструктивного виконання, фактичні умови експлуатації, характер навантажень та різноманітність можливих дефектів. Це ускладнює обґрунтування періодичності робіт з контролю технічного стану, вибір методів неруйнівного контролю, визначення необхідного обсягу операцій та встановлення критеріїв допустимості подальшої експлуатації трубопроводів.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Питання контролю трубопровідних систем, оцінювання їх технічного стану і залишкового ресурсу труб із тривалим строком експлуатації розглядалися в дослідженнях С. Ф. Савули, Ю. В. Банахевича та А. О. Кичми [1] та І. І. Капцова, В.С. Бурних, В.І. Холодова, В.П. Гончара [2]. Зазначені дослідження свідчить про важливість поєднання контролю технічного стану з оцінюванням міцності та експлуатаційної придатності трубопроводів.

Водночас для надземних технологічних трубопроводів необхідно враховувати специфіку їхніх режимів роботи, конструктивних особливостей і доступності окремих ділянок для проведення контролю.

Важливим напрямом розвитку методів оцінювання технічного стану трубопроводів є вдосконалення розрахункових підходів до визначення їхньої залишкової міцності за наявності корозійних пошкоджень. У дослідженні J. F. Kiefner та P. H. Vieth [3] запропоновано модифікований критерій оцінювання залишкової міцності кородованих труб, спрямований на усунення надмірної консервативності традиційного підходу ASME B31G [4]. Показано можливість точнішого визначення допустимих розмірів корозійних дефектів без необґрунтованого зниження робочого тиску або передчасної заміни пошкоджених ділянок. Водночас застосування таких розрахункових залежностей потребує достовірних даних про геометричні характеристики дефектів, механічні властивості металу та фактичні експлуатаційні навантаження.

У роботі A. Cosham, P. Hopkins та K. Macdonald [5] узагальнено результати експериментальних і теоретичних досліджень впливу корозійних дефектів на міцність трубопроводів. Розглянуто методи оцінювання небезпечності корозійних пошкоджень з урахуванням їхніх геометричних характеристик та впливу на статичну і циклічну міцність. Встановлено, що корозійні дефекти можуть істотно знижувати несучу здатність трубопроводів, а обґрунтованість рішень щодо їх ремонту залежить від правильності вибору розрахункової моделі. Результати дослідження підтверджують необхідність диференційованого оцінювання дефектів залежно від їхнього характеру та умов навантаження трубопроводу.

Окремий напрям досліджень пов'язаний з оцінюванням впливу механічних пошкоджень на експлуатаційну придатність трубопроводів. У K. Macdonald та A. Cosham [6] проаналізовано підходи до визначення небезпечності вм'ятин і задирів, зокрема їхнього впливу на статичну та циклічну міцність. Показано, що оцінювання пошкоджень має враховувати не лише їхні розміри, а й форму, розташування відносно зварних з'єднань та можливу наявність супутніх дефектів. Це свідчить про обмеженість універсальних критеріїв допустимості пошкоджень і необхідність застосування спеціалізованих методів оцінювання міцності для різних типів дефектів.

У сучасних дослідженнях значну увагу приділено вдосконаленню методів оцінювання залишкової міцності трубопроводів із корозійними пошкодженнями на основі чисельного моделювання та аналізу граничних станів. У роботі H. Li, K. Huang, Q. Zeng та C. Sun [7] систематизовано підходи до визначення залишкової міцності та прогнозування ресурсу кородованих трубопроводів. Проаналізовано аналітичні, чисельні та ймовірнісні методи оцінювання впливу корозійних дефектів на несучу здатність труб. Авторами обґрунтовано необхідність комплексного застосування методів оцінювання залишкової міцності і прогнозування подальшого розвитку корозійних пошкоджень для визначення допустимих умов експлуатації трубопроводів. Подальший розвиток розрахункових методів оцінювання технічного стану трубопроводів розглянуто в дослідженні X.-K. Zhu [8], присвяченому аналізу сучасних моделей визначення залишкової міцності труб із корозійними дефектами. Автором узагальнено методи прогнозування руйнівного тиску трубопроводів з урахуванням товщини стінки, геометрії дефектів та механічних характеристик трубної сталі. Показано, що точність оцінювання залишкової міцності залежить від прийнятих припущень щодо форми корозійного пошкодження, критеріїв руйнування та особливостей напружено-деформованого стану трубопроводу.

Важливим напрямом удосконалення методів діагностування є дослідження взаємного впливу декількох корозійних дефектів, розташованих на обмеженій ділянці трубопроводу. У роботі G. Qin, Y. Huang, Y. Wang та Y. F. Cheng [9] із використанням тривимірного скінченноелементного моделювання досліджено механіко-електрохімічну взаємодію корозійних пошкоджень за різного їхнього взаємного розташування. Встановлено, що оцінювання технічного стану трубопроводів потребує врахування не лише геометричних характеристик окремих дефектів, а й особливостей їхньої взаємодії.

Сучасні підходи до технічного діагностування також передбачають перехід від періодичного контролю окремих параметрів до комплексного аналізу стану трубопровідних систем. У дослідженні O. O. Olawole та співавторів [10] узагальнено можливості використання сучасних сенсорних систем, методів неруйнівного контролю та алгоритмів машинного навчання для виявлення корозійних пошкоджень і прогнозування їхнього розвитку. Розглянуто інтеграцію результатів ультразву-

кового, магнітного та інших методів діагностування з цифровими моделями трубопроводів. Зазначені підходи створюють передумови для підвищення достовірності оцінювання технічного стану та обґрунтування періодичності проведення діагностичних обстежень. Водночас їх практична реалізація для надземних технологічних трубопроводів потребує адаптації до конструктивних особливостей трубопровідних систем та обмежень доступу до окремих ділянок.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Аналіз досліджень показує, що наявні підходи переважно спрямовані на оцінювання окремих видів пошкоджень трубопроводів або визначення їхньої залишкової міцності. Водночас недостатньо систематизованими залишаються питання комплексного планування визначення технічного стану прямолінійних ділянок надземних технологічних трубопроводів, обґрунтування необхідного обсягу неруйнівного контролю та вибору критеріїв оцінювання технічного стану залежно від характеру виявлених дефектів. Зокрема, потребують узгодженого розгляду методи перевірки міцності трубопроводів із корозійними пошкодженнями, ділянок, що зазнають циклічних навантажень, а також трубопроводів із дефектами зварних з'єднань і тріщинами.

У зв'язку з цим актуальним науково-прикладним завданням є обґрунтування комплексного підходу до оцінювання технічного стану прямолінійних ділянок надземних технологічних трубопроводів, який поєднує раціональне планування технічного огляду, визначення необхідних місць та обсягів неруйнівного контролю, розрахунки на міцність і встановлення умов допустимості подальшої експлуатації. Реалізація такого підходу має забезпечити підвищення обґрунтованості технічних рішень та економічної ефективності робіт з контролю технічного стану без зниження вимог до експлуатаційної безпеки трубопроводів.

Мета та завдання досліджень

Метою роботи є формування методичних засад оцінювання технічного стану прямолінійних ділянок надземних технологічних трубопроводів з урахуванням особливостей їх навантаження та можливих пошкоджень.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

- визначити склад і необхідний обсяг вихідних даних для оцінювання технічного стану надземних технологічних трубопроводів з урахуванням їх конструктивних характеристик та умов експлуатації;
- установити порядок робіт і розрахункових процедур для оцінювання технічного стану надземних технологічних трубопроводів із корозійними та тріщиноподібними дефектами.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Перед проведенням обстеження технічного стану прямолінійних ділянок надземних технологічних трубопроводів необхідно зібрати та проаналізувати проєктно-технічну документацію і експлуатаційну документацію, що містить креслення трубопроводів, відомості про їхні геометричні параметри (зовнішній діаметр і номінальну товщину стінки), марку та фактичний стан металу труб, категорію ділянки трубопроводу, характеристики транспортованого середовища, значення розрахункового і робочого тиску та температури експлуатації, відомості про ремонти, дані попередніх обстежень та історію пошкоджень. Фіксують положення опор, компенсаторів, дренажів і місць накопичення конденсату. Трубопровід розділяють на ділянки з подібними характеристиками з урахуванням їхніх геометричних параметрів, властивостей матеріалу труб, умов експлуатації та характерних механізмів виникнення і розвитку можливих пошкоджень.

Під час планування технічного огляду можна виділити три підходи:

- I - повний контроль усіх елементів і зварних з’єднань у визначеному програмою обсязі;
- II - вибірковий контроль частини елементів, відібраних за статистично обґрунтованою схемою;
- III - попереднє визначення потенційно небезпечних ділянок і їх поглиблений контроль з урахуванням умов експлуатації та отриманих результатів розрахунків.

Повний контроль потребує значних ресурсів, особливо за великої довжини надземних ділянок трубопроводів і складного доступу до їхніх зовнішньої поверхні.

Вибірковий контроль може не охопити локальні небезпечні дефекти.

Третій підхід дає змогу обґрунтовано визначати пріоритетні ділянки обстеження, проте не скасовує обов’язкових видів та обсягів контролю.

За першим підходом визначають технічний стан трубопровідних обв'язок посудин, що працюють під тиском. Обстеження ж надземних технологічних трубопроводів об'єктів збору, підготовки та транспортування (газорозподільних станцій (ГРС), установок підготовки газу (УППГ, УКПГ) та пунктів очистки та збору газу (ПОЗ) не здійснюється у повному обсязі тому, що такий підхід потребує багато часу, збільшення чисельності фахівців, які проводять обстеження, та значних фінансових витрат, пов'язаних із великим обсягом робіт. Тому для контролю прямолінійних надземних ділянок технологічного трубопроводу доцільно та економічно виправданим є прийняти третій підхід.

Третій підхід дає змогу на підставі попередніх досліджень та розрахунків визначати та проводити контроль у необхідному обсязі тільки тих елементів надземних ділянок технологічного трубопроводу, у яких імовірність зародження та розвитку експлуатаційних дефектів найвища.

Такий підхід узгоджується із загальним напрямом розвитку контролю технічного стану обладнання на основі ризиків. Водночас повноцінне оцінювання ризику охоплює не тільки імовірність відмови, а і її можливі наслідки [11]. Тому запропоноване ранжування ділянок за напруженнями та запасом міцності доцільно розглядати як складову планування контролю. Основні результати роботи використані у нормативному документі [11], а на сьогодні втілені в нормативному документі [12].

Згідно з програмою робіт з технічного обстеження трубопроводів комплекс операцій містить:

- аналіз технічної та експлуатаційної документації, відомостей про ремонти, попередні обстеження і режими роботи;
- візуальний та вимірювальний види контролю;
- вимірювання товщини стінки ділянок технологічних трубопроводів;
- вимірювання твердості металу ділянок технологічних трубопроводів;
- визначення місць дії найбільших кільцевих напружень, циклічних навантажень, та місць, де метал трубопроводів має найменший запас міцності згідно з розрахунками виконаними за результатами вимірювань товщини і твердості ділянок технологічних трубопроводів;
- вибірковий контроль стану зварних з'єднань та металу трубопроводів в місцях, визначених під час візуального контролю та в місцях визначених на підставі розрахунків;
- визначення допустимих розмірів корозійних дефектів згідно [11];
- визначення технічного стану обладнання за результатами проведених випробувань та розрахунків.

Візуальний контроль проводиться з метою виявлення пошкоджень елементів трубопроводу в цілому і виявлення дефектів в основному металі та зварних з'єднаннях, які виникли під час експлуатації.

Під час контролю товщини стінки трубопроводів необхідно проводити вимірювання товщини стінки усіх прямолінійних ділянок трубопроводів, а також товщини стінки трубопроводів у місцях корозійних дефектів, ушкоджень теплових та захисних екранів, в місцях – «сифонах», застійних місцях трубопроводів, та в місцях, визначених візуальним оглядом і дренажах посудин. У разі значної довжини трубопроводів замість вимірювання товщини кожного прямолінійного елемента трубопроводу допускається вимірювання товщини прямолінійних ділянок трубопроводів, які мають однаковий зовнішній діаметр на ділянках довжиною до 20 *м*. Отримані дані товщини стінки прямолінійних ділянок трубопроводів використовуються для розрахунків на міцність.

Допустима товщина протяжних прямолінійних ділянок трубопроводів визначається згідно з [12] за співвідношенням

$$[\delta]=\frac{1,2\cdot\alpha\cdot P\cdot D_3}{2\cdot[\sigma]+1,2\cdot P}, \qquad (1)$$

де α – коефіцієнт концентрації напружень;

P – робочий тиск, *МПа*;

D_3 – зовнішній діаметр трубопроводу, *мм*;

$[\sigma]$ – допустимі напруження в стінці трубопроводу, *МПа*.

Допустимі напруження в стінці трубопроводу

$$[\sigma]=0,9\cdot R_2^н, \text{ якщо } \frac{R_2^н}{R_1^н}m<0,75, \qquad (2)$$

$$[\sigma]=\frac{m\cdot R_2^н}{k_2\cdot k_н}, \text{ якщо } \frac{R_2^н}{R_1^н}m\geq 0,75, \qquad (3)$$

де $R_2^н$ – нормативний опір розтягу (стиску) металу труби рівний границі плинності трубної сталі, *МПа*;

$R_1^н$ – нормативний опір розтягу (стиску) металу труби рівний тимчасовому опору розриву, *МПа*;

m – коефіцієнт умов роботи трубопроводу, m =0,6 – для токсичних, горючих (займистих), зріджених вуглеводних та інертних газів; m =0,75 – для токсичних, горючих легкозаймистих та інших горючих рідин, m =0,9 – для інертних рідин;

k_2 – коефіцієнт надійності по матеріалу [13, табл. 2.5];

$k_н$ – коефіцієнт надійності по призначенню трубопроводу [13, табл. 2.3].

За умови відсутності корозійних дефектів стінки труби допускається експлуатація протяжних прямолінійних ділянок трубопроводів, якщо $\delta_ф \geq [\delta]$ ($\delta_ф$ – фактична товщина стінки трубопроводу, яка визначається за результатами вимірювань, *мм*).

У місцях виявлення корозійних дефектів подальша експлуатація трубопроводів допускається у таких випадках:

- у разі рівномірної корозії, якщо $\delta_ф \geq [\delta]$ (у цьому випадку $[\delta]$ розраховується за результатами вимірювання твердості в зоні корозійних дефектів);

- якщо глибина виразкових дефектів $h_Д$ така, що $\delta_ф - h_Д \geq [\delta]$;

Якщо глибина виразкових ушкоджень дефектів $h_Д$ така, що $\delta_ф - h_Д < [\delta]$, то можливість подальшої експлуатації трубопроводу з окремими дефектами з'ясовується після проведення розрахунків, виконаних за алгоритмом, описаним нижче.

Блок-схема такого алгоритму наведена на рисунку 1.

Прямолінійні ділянки трубопроводу за конструкцією є циліндричною обичайкою. Відповідно до [14] в будь-якій циліндричній обичайці можлива наявність деякого отвору, який не ослаблює її переріз, тобто циліндрична обичайка не втрачає під навантаженням своєї форми в зоні отвору. Площа поздовжнього перерізу цього отвору рівна

$$F_0 = d_0 \cdot \delta_ф , \qquad (4)$$

де d_o – розрахунковий діаметр окремого отвору в циліндричній обичайці, який не вимагає додаткового підсилення, *мм*.

$$d_0 = 2\left(\frac{\delta_ф}{[\delta]} - 0{,}8\right)\sqrt{D_B \cdot \delta_ф} , \qquad (5)$$

де D_B – внутрішній діаметр трубопроводу, *мм*.

Під час реалізації такого підходу в оцінюванні допустимості розмірів виразкового дефекту умова міцності має вигляд

$$F_д < F_0 , \qquad (6)$$

де $F_д$ – площа поздовжнього перерізу виявленого в процесі обстеження корозійного дефекту, яка рівна

$$F_д = h_Д \cdot d_Д , \qquad (7)$$

де $d_Д$ – діаметр виразкового дефекту, *мм*.

У випадку, коли $d_Д < d_0$ допускається подальша експлуатація трубопроводу, якщо глибина корозійного дефекту менша або рівна 50 % товщини стінки трубопроводу біля місця виразкового корозійного дефекту з додатковою умовою, що величина $\delta_ф - h_Д$ більша або рівна 3 мм. Якщо віддаль між наближено однаковими корозійними дефектами менша п'яти діаметрів найбільшого з них, ці дефекти треба розглядати як скупчення корозійних дефектів і замість значення діаметра одного дефекту $d_д$ необхідно ураховувати розмір скупчення корозійних дефектів.

У випадку, якщо $\delta_ф - h_Д < [\delta]$, необхідно виконувати ультразвуковий або капілярний чи магнітопорошковий контроль зони навколо дефекту з метою виявлення корозійного розтріскування в цій зоні. У разі виявлення корозійних тріщин подальша експлуатація трубопроводу з такими дефектами не допускається (до проведення ремонту таких елементів).

У випадку, коли виявлені корозійні дефекти є зовнішніми і експлуатація обладнання з виявленими дефектами допускається, зону корозійних дефектів треба зачистити і нанести ізоляційне покриття.

Якщо внутрішні або зовнішні корозійні дефекти значні або важко визначити наявність можливих внутрішніх корозійних ушкоджень, необхідно оцінити швидкість збільшення розмірів корозійних дефектів [15].

Ультразвуковий контроль стану зварних з'єднань проводиться вибірково в місцях дії найбільших кільцевих напружень, в місцях, де метал має найменший запас міцності (для яких $\delta_ф/[\delta]$ мінімальне), в місцях дії найбільших циклічних навантажень (вітрових, снігових тощо) і в місцях, зафіксованих під час візуального огляду. Пошук цих ділянок проводять за алгоритмом, описаним нижче.

Для прямолінійних ділянок трубопроводів з однаковим зовнішнім діаметром розраховується величина $\delta_ф/[\delta]$. Ділянки, для яких значення величини $\delta_ф/[\delta]$ найменше, мають мінімальний запас міцності металу. Розрахунок величини $\delta_ф/[\delta]$ виконуються за даними, отриманих під час вимірювання товщини та твердості прямолінійних ділянок трубопроводу.

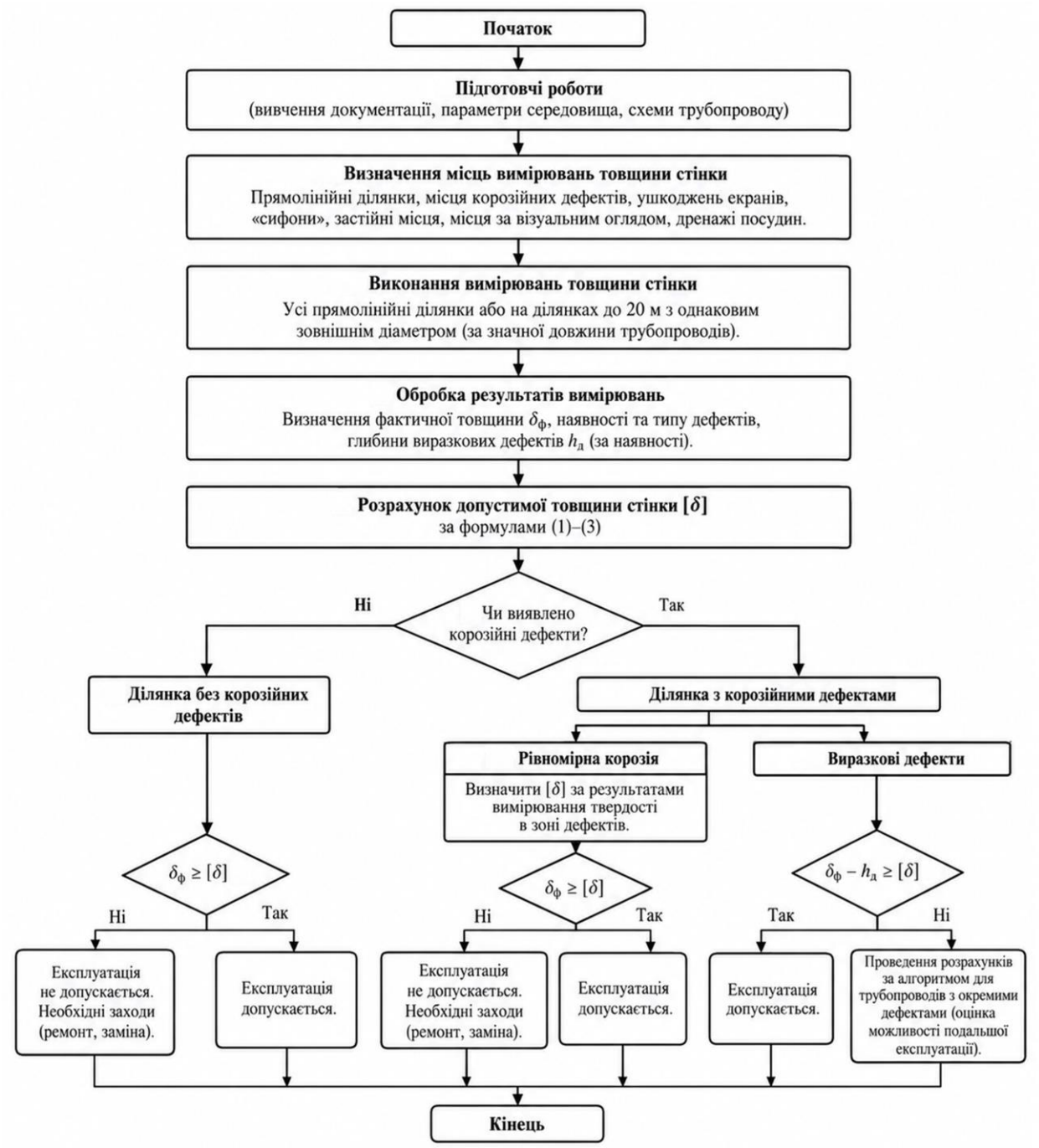


Рисунок 1 – Блок-схема алгоритму оцінювання можливості подальшої експлуатації технологічних трубопроводів за результатами контролю товщини стінки

Циклічні навантаження в трубопроводах ГРС, УКПГ, ПОЗ пов'язані зі зміною робочого тиску під час експлуатації, зупинкою та пуском трубопроводу, дією вітрових, снігових навантажень, із обмерзанням труб тощо. Найбільші циклічні навантаження, пов'язані зі зміною робочого тиску під час експлуатації, зупинкою та пуском трубопроводу, мають місце на ділянках, на яких діють максимальні кільцеві напруження. Величина кільцевих напружень рівна

$$\sigma_{кц} = \frac{n_p P\left(D_З - 2\delta_ф\right)}{2\delta_ф}, \qquad (8)$$

де n_p – коефіцієнт надійності по навантаженню від робочого тиску (для газопроводів n_p=1,1);

$D_З$ – зовнішній діаметр трубопроводу, *мм*.

За результатами розрахунків визначаються прямолінійні ділянки трубопроводів, на яких $\sigma_{кц}$ найбільші.

Для ділянок надземних трубопроводів, які мають однаковий діаметр, визначаються місця, для яких віддаль між опорами трубопроводів найбільша. На таких ділянках у перерізах труб над опорами та посередині між опорами діють найбільші циклічні навантаження (вітрові, снігові, від обмерзання труб).

Якщо під час ультразвукового контролю в зварних з'єднаннях труб виявлені тріщиноподібні дефекти (непровар кореня шва, скупчення шлакових включень тощо), умовна площа яких більша допустимої згідно з [15], необхідно розрахувати коефіцієнт інтенсивності напружень для знайдених дефектів з урахування фактично діючих у трубопроводах напружень. Згідно з [15] опір руйнуванню тріщиноподібного дефекту вважається забезпеченим, якщо для вибраного розрахункового дефекту у вигляді тріщини за робочого тиску коефіцієнт інтенсивності напружень визначається з співвідношення

$$K_I \le [K_I] = \frac{K_{Ic}}{n_K}, \qquad (9)$$

де K_I – розрахунковий коефіцієнт інтенсивності напружень (КІН) для першої моди руйнування (нормальний відрив), $МПа \cdot м^{0,5}$;

$[K_I]$ – допустимий коефіцієнт інтенсивності напружень для матеріалу труби, $МПа \cdot м^{0,5}$;

K_{Ic} – критичний коефіцієнт інтенсивності напружень (в'язкість руйнування матеріалу), який визначається експериментально за стандартних випробувань, $МПа \cdot м^{0,5}$;

n_K – нормативний коефіцієнт запасу міцності за характеристиками тріщиностійкості (для технологічних трубопроводів високої відповідальності в робочих умовах $n_K = 3$).

Розрахунковий коефіцієнт інтенсивності напружень K_I для дефектів у стінці технологічного трубопроводу є функцією робочих напружень та геометрії тріщини і рівний

$$K_I = Y \cdot \sigma_{кц} \cdot \sqrt{\pi \cdot \alpha}, \qquad (10)$$

де Y – безрозмірний геометричний фактор (поправна функція), що враховує відношення товщини стінки труби до радіуса, форму тріщини (напівеліптична, наскрізна) та її орієнтацію (повздовжня чи поперечна). [15]

Величина $[K_I]$ за тривалих термінів експлуатації трубопроводу має тенденцію до зменшування, і її фактична величина для сталі труби не може бути оцінена за результатами вимірювання твердості. Тому рішення про подальшу експлуатацію трубопроводу може бути прийняте тільки після визначення фактичної величини $[K_I]$ на зразках з вирізок труб. У разі неможливості зробити вирізки з контрольованого трубопроводу допускається визначення $[K_I]$ на зразках з вирізок труб, яке виготовлені з марки тієї ж сталі, експлуатувалося в аналогічних умовах такий же час, як і труби, для яких проводиться визначення технічного стану. Розрахунок величини K_I для тріщиноподібних дефектів здійснюється за схемою, викладеною в [15], з урахуванням фактично діючих в трубопроводі повздовжніх напружень. Враховуючи це, доцільно було б створити банк даних для фізико-механічних властивостей сталей, з яких виготовлені трубопроводи, нафтогазопромислове обладнання, яке експлуатується в підрозділах АТ «Укргазвидобування». Для цього під час проведення ремонтних робіт необхідно робити вирізки зразків для визначення фізико-механічних властивостей сталей з зазначенням марки сталі, типу, терміну та умов експлуатації.

Запропонований підхід визначення технічного стану газопромислового обладнання, зокрема прямолінійних ділянок надземних технологічних трубопроводів, забезпечує необхідну якість контролю технічного стану та відтворюваність результатів і на сьогодні вже застосовується на об'єктах збору, підготовки, транспортування та переробки газу АТ «Укргазвидобування».

Висновок

За результатами аналізу методів оцінювання технічного стану прямолінійних ділянок надземних технологічних трубопроводів обґрунтовано диференційований підхід до планування, який передбачає визначення обсягу робіт залежно від умов експлуатації, характеру навантажень і наявності дефектів. Встановлено характерні зони проведення товщинометрії та визначено критерій допустимості подальшої експлуатації надземних ділянок трубопроводів, що ґрунтується на порівнянні фактичної товщини стінки з мінімально допустимим значенням, визначеним розрахунком на міцність. Для ділянок із корозійними пошкодженнями обґрунтовано необхідність оцінювання міцності з урахуванням глибини та діаметра дефектів, що дає змогу встановлювати допустимість їхніх геометричних параметрів.

Встановлено, що оцінювання міцності трубопроводів за статичними навантаженнями є недостатнім для ділянок, які зазнають циклічних змін внутрішнього тиску, оскільки не враховує можливості накопичення втомних пошкоджень. Обґрунтовано необхідність

урахування циклічних навантажень, а для зварних з'єднань із тріщиноподібними дефектами – визначення коефіцієнта інтенсивності напружень із подальшим порівнянням із характеристиками тріщиностійкості металу. Запропоновано розмежування критеріїв оцінювання технічного стану залежно від характеру пошкоджень, що забезпечує обґрунтований вибір додаткових методів неруйнівного контролю та прийняття рішень щодо можливості подальшої експлуатації або необхідності ремонту трубопроводів.

Подяки
Відсутні.

Конфлікт інтересів
Відсутній.

Список використаних джерел

1. Савула С. Ф., Банахевич Ю. В., Кичма А. О. Технічна діагностика магістральних газопроводів УМГ «Львівтрансгаз». *Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики промислового обладнання* : матеріали 3-ї наук.-техн. конф. (м. Івано-Франківськ, 3–6 груд. 2002 р.). Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2002. С. 40–42.
2. Капцов І. І., Бурних В. С., Холодов В. І., Гончар В. П. Методика оцінки технічного стану і залишкового ресурсу труб газопроводів з тривалим строком експлуатації. *Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики промислового обладнання* : матеріали 3-ї наук.-техн. конф. (м. Івано-Франківськ, 3–6 груд. 2002 р.). Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2002. С. 58.
3. Kiefner J. F., Vieth P. H. A Modified Criterion for Evaluating the Remaining Strength of Corroded Pipe : Final Report, Project PR 3-805. American Gas Association, 1989. 326 p.
4. ASME B31G-2023. Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. New York : ASME, 2023.
5. Cosham A., Hopkins P., Macdonald K. A. Best practice for the assessment of defects in pipelines – Corrosion. *Engineering Failure Analysis*. 2007. Vol. 14, Issue 7. P. 1245–1265. DOI: https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2006.11.035.
6. Macdonald K., Cosham A. Best practice for the assessment of defects in pipelines – Gouges and dents. *Engineering Failure Analysis*. 2005. Vol. 12, Issue 5. P. 720–745. DOI: https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2004.12.011.
7. Residual Strength Assessment and Residual Life Prediction of Corroded Pipelines: A Decade Review / H. Li et al. *Energies*. 2022. Vol. 15, Issue 3. Art. 726. DOI: https://doi.org/10.3390/en15030726.
8. Zhu X.-K. Recent Advances in Corrosion Assessment Models for Buried Transmission Pipelines. *CivilEng*. 2023. Vol. 4, Issue 2. P. 391–415. DOI: https://doi.org/10.3390/civileng4020023.
9. Pipeline condition assessment and finite element modeling of mechano-electrochemical interact - on between corrosion defects with varied orientations on pipelines / G. Qin et al. *Tunnelling and Underground Space Technology*. 2023. Vol. 136. Art. 105101. DOI: https://doi.org/10.1016/j.tust.2023.105101.
10. Advanced sensor systems and machine learning for pipeline integrity management: a review of corrosion monitoring and prediction strategies / O. O. Olawole et al. *npj Materials Degradation*. 2026. Vol. 10. Art. 48. DOI: https://doi.org/10.1038/s41529-026-00761-4.
11. СТП 320.00.158764.041-2003. Методика визначення технічного стану газопромислового обладнання УКПГ, ПОЗ, ГРС для продовження термінів безпечної експлуатації, у тому числі і від амортизованого обладнання. [Чинний від 2003-01-01].
12. СОУ 09.1–30019775–379:2023. Устаткування для нафтової та газової промисловості. Трубопроводи сталеві технологічні. Контроль технічного стану. [Чинний від 2023-01-01].
13. Дорошенко Я. В. Спорудження магістральних трубопроводів : підручник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2009. 563 с.
14. ДСТУ 4003-2000. Посудини та апарати. Вибір параметрів зміцнювального оброблення. [Чинний від 2001-07-01]. Київ : Держстандарт України, 2000.
15. НПАОП 0.00-7.02-93. Проведення робіт щодо оцінювання залишкової роботоздатності технологічного устаткування нафтопереробних, нафтохімічних та хімічних виробництв. [Чинний від 1993-10-20].

References

1. Savula, S. F., Banakhevych, Yu. V., & Kychma, A. O. (2002). Tekhnichna dihahnostyka mahistralnykh hazoprovodiv UMH “Lvivtranshaz” [Technical diagnostics of main gas pipelines of UMG "Lvivtransgaz"]. In *Suchasni prylady, materialy i tekhnolohii dlia neruinivnoho kontroliu i tekhnichnoi diahnostyky promyslovoho obladnannia* [Modern Devices, Materials and Technologies for Nondestructive Testing and Technical Diagnostics of Industrial Equipment: Proceedings of the 3rd Scientific and Technical Conference] (pp. 40–42). IFNTUNG. (in Ukrainian)

2. Kaptsov, I. I., Burnykh, V. S., Kholodov, V. I., & Honchar, V. P. (2002). Metodyka otsinky tekhnichnoho stanu i zalyshkovoho resursu trub hazoprovodiv z tryvalym strokom ekspluatatsii [Methodology for assessing the technical condition and residual life of gas pipeline pipes with long service life]. In *Suchasni prylady, materialy i tekhnolohii dlia neruinivnoho kontroliu i tekhnichnoi diahnostyky promyslovoho obladnannia* [Modern Devices, Materials and Technologies for Nondestructive Testing and Technical Diagnostics of Industrial Equipment: Proceedings of the 3rd Scientific and Technical Conference] (p. 58). IFNTUNG. (in Ukrainian)

3. Kiefner, J. F., & Vieth, P. H. (1989). *A modified criterion for evaluating the remaining strength of corroded pipe* (Final Report, Project PR 3-805). American Gas Association.

4. American Society of Mechanical Engineers. (2023). *Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines* (ASME B31G-2023). ASME.

5. Cosham, A., Hopkins, P., & Macdonald, K. A. (2007). Best practice for the assessment of defects in pipelines – Corrosion. *Engineering Failure Analysis*, *14*(7), 1245–1265. https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2006.11.035

6. Macdonald, K., & Cosham, A. (2005). Best practice for the assessment of defects in pipelines – Gouges and dents. *Engineering Failure Analysis*, *12*(5), 720–745. https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2004.12.011

7. Li, H., & et al. (2022). Residual strength assessment and residual life prediction of corroded pipelines: A decade review. *Energies*, *15*(3), Article 726. https://doi.org/10.3390/en15030726

8. Zhu, X.-K. (2023). Recent advances in corrosion assessment models for buried transmission pipelines. *CivilEng*, *4*(2), 391–415. https://doi.org/10.3390/civileng4020023

9. Qin, G., & et al. (2023). Pipeline condition assessment and finite element modeling of mechano-electrochemical interaction between corrosion defects with varied orientations on pipelines. *Tunnelling and Underground Space Technology*, *136*, Article 105101. https://doi.org/10.1016/j.tust.2023.105101

10. Olawole, O. O., & et al. (2026). Advanced sensor systems and machine learning for pipeline integrity management: A review of corrosion monitoring and prediction strategies. *npj Materials Degradation*, *10*, Article 48. https://doi.org/10.1038/s41529-026-00761-4

11. Ukrtranshaz. (2003). *Metodyka vyznachennia tekhnichnoho stanu hazopromyslovoho obladnan - ia UKPH, POZ, HRS dlia prodovzhennia terminiv bezpechnoi ekspluatatsii, u tomu chysli i vid amortyzovanoho obladnannia* [Methodology for determining the technical condition of gas processing equipment of UKPG, POZ, GRS for extending the terms of safe operation, including amortized equip-ment] (STP 320.00.158764.041-2003). Ukrtranshaz. (in Ukrainian)

12. Ministry of Energy of Ukraine. (2023). *Ustatkuvannia dlia naftovoi ta hazovoi promyslovosti. Truboprovody Stalevi tekhnolohichni. Kontrol tekhnichnoho stanu* [Equipment for the oil and gas industry. Process steel pipelines. Control of technical condition] (SOU 09.1–30019775–379:2023). Minenerho Ukrainy. (in Ukrainian)

13. Doroshenko, Ya. V. (2009). *Sporudzhennia mahistralnykh truboprovodiv* [Construction of trunk pipelines] (Textbook). IFNTUNG. (in Ukrainian)

14. State Standard of Ukraine. (2000). *Posudyny ta aparaty. Vybir parametriv zmitsniuvalnoho obroblennia* [Vessels and apparatus. Selection of parameters for strengthening treatment] (DSTU 4003-2000). Derzhstandart Ukrainy. (in Ukrainian)

15. State Committee of Ukraine for Supervision of Industrial Safety and Occupational Health. (1993). *Provedennia robit shchodo otsiniuvannia zalyshkovoi robotozdatnosti tekhnolohichnoho ustatkuvannia naftopererobnykh, naftokhimichnykh ta khimichnykh vyrobnytsvt* [Carrying out work on assessing the residual performance capability of process equipment of oil refining, petrochemical and chemical industries] (NPAOP 0.00-7.02-93). Derzhnhirpromnahliad Ukrainy. (in Ukrainian)

ASSESSMENT OF THE TECHNICAL CONDITION OF STRAIGHT SECTIONS OF ABOVEGROUND PROCESS PIPELINES

Hembarskyi I. I.
Head of Department
Branch Ukrainian Scientific Research Institute of Natural Gases Joint Stock Company
“Ukrgasvydobuvannya”
Himnaziina Naberezhna str., 20, Kharkiv, 61125, Ukraine
https://orcid.org/0009-0008-9503-7135
e-mail: gembarskiy.igor@ugv.com.ua

Doroshenko Ya. V.
Doctor of Engineering, Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
St. Karpatska, 15, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
https://orcid.org/0000-0002-5853-3286
e-mail: yaroslav.doroshenko@nung.edu.ua

Stetsiuk S. M.
Doctor of Engineering
Branch Ukrainian Scientific Research Institute of Natural Gases Joint Stock Company
“Ukrgasvydobuvannya”
Himnaziina Naberezhna str., 20, Kharkiv, 61125, Ukraine
https://orcid.org/0009-0004-9918-7692
e-mail: stetsyuk.sergey@ugv.com.ua

Khvostov K. V.
Senior Research Fellow
Branch Ukrainian Scientific Research Institute of Natural Gases Joint Stock Company
“Ukrgasvydobuvannya”
Himnaziina Naberezhna str., 20, Kharkiv, 61125, Ukraine
https://orcid.org/0009-0008-9456-7097
e-mail: khvostov.konstantin@ugv.com.ua

Hurin M. V.
Researcher
Branch Ukrainian Scientific Research Institute of Natural Gases Joint Stock Company
“Ukrgasvydobuvannya”
Garagna str., 7, Poltava, 36008, Ukraine
https://orcid.org/0009-0009-4189-6409
e-mail: maksym.hurin@ugv.com.ua

Kunaiev V. H.
Lead Engineer
Branch Ukrainian Scientific Research Institute of Natural Gases Joint Stock Company
“Ukrgasvydobuvannya”
Garagna str., 7, Poltava, 36008, Ukraine
https://orcid.org/0009-0007-0779-1318
e-mail: volodymyr.kunaiev@ugv.com.ua

Abstract. A comprehensive set of approaches to assessing the technical condition of straight sections of above-ground process pipelines has been proposed, taking into account their operating conditions, the nature of applied loads, and the presence of defects in the pipe wall. These approaches address pipeline sections with corrosion damage to the pipe wall, defects in welded joints, and cracks in the pipe material and welds. Particular attention is paid to assessing pipeline strength under cyclic loading caused by changes in operating pressure during normal operation, shutdowns, and start-ups of process equipment. The types and required scope of initial data to be collected before assessing the technical condition of straight sections of aboveground process pipelines have been determined. Approaches to planning pipeline technical inspections have been analyzed, and their advantages, disadvantages, and limitations in practical application have been identified. The feasibility of different inspection strategies has been examined in terms of technical effectiveness and economic justification. The main operations to be included in the technical inspection program for aboveground process pipelines have been identified. It has been demonstrated that the results of actual pipe wall thickness measurements provide the basis for strength verification and for determining whether pipelines can continue to operate safely. The conditions for ensuring pipeline strength in the presence of localized pipe wall defects have been examined. Approaches to assessing the acceptability of their geometric dimensions and determining the need for additional non-destructive testing have been identified. The specific features of ultrasonic testing of welded joints in aboveground process pipelines have been examined, and the locations where such testing is required have been identified. The conditions under which straight pipeline sections exhibit the lowest strength safety margin have been established. The influence of cyclic variations in internal pressure on the stress state of pipelines has been analyzed, and the sections most susceptible to cyclic loading have been identified. Where crack-like defects are detected in welded joints, it is proposed to assess their severity by calculating the stress intensity factor.

Keywords: process pipeline, technical condition, non-destructive testing, corrosion damage, wall thickness, stress, fracture toughness.