



Прийнято 30.03.2025. Прорецензовано 25.06.2025. Опубліковано 26.12.2025.

УДК 621.64

DOI: 10.31471/1993-9868-2025-2(44)-204-213

ВПЛИВ ПРИРОДНИХ ФАКТОРІВ НА ІНТЕНСИВНІСТЬ СТРЕС-КОРОЗІЇ ТРУБНИХ СТАЛЕЙ В ПРОЦЕСІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОПРОВІДІВ

Грудз Я. В. *

Доктор технічних наук, професор
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна
<https://orcid.org/0009-0004-0529-376X>
e-mail: yaroslav.hrudz@nung.edu.ua

Стасюк Р. Б.

Кандидат технічних наук, доцент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна
<https://orcid.org/0000-0002-4724-6118>
e-mail: roman.stasiuk@nung.edu.ua

Капушак Я. С.

Аспірант
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна
<https://orcid.org/0000-0001-7822-4547>
e-mail: yaroslav.kapushchak-a18522@nung.edu.ua

Підлуський В. П.

Аспірант
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна
<https://orcid.org/0009-0005-5545-379X>
e-mail: vasyi.pidluskyyi-a18522@nung.edu.ua

Гамула С. Б.

Аспірант
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна
<https://orcid.org/0009-0000-6860-8846>
e-mail: serhii.hamula-a18522@nung.edu.ua

Запропоноване посилання: Грудз, Я. В., Стасюк, Р. Б., Капушак, Я. С., Підлуський, В. П., Гамула, С. Б. & Сухарський, Б. М. (2025). Вплив природних факторів на інтенсивність стрес-корозії трубних сталей в процесі експлуатації газопроводів. Нафтогазова енергетика, 2(44), 204-213. doi: 10.31471/1993-9868-2025-2(44)-204-213.

* 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/>)

Сухарський Б. М.

Аспірант

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна

<https://orcid.org/0009-0009-9388-3773>

e-mail: bohdan.sukharskyi-a18522@nung.edu.ua

Анотація. У роботі розглядаються процеси впливу природних і техногенних факторів на інтенсивність аварійних відмов лінійної частини магістральних газопроводів, спричинених корозійним розтріскуванням трубної сталі під дією механічних напружень. Особливу увагу приділено аналізу стрес-корозійних процесів, що виникають під час тривалої експлуатації підземних сталевих трубопроводів у змінних кліматичних та ґрунтових умовах. Дослідження виконані на основі статистичної інформації щодо технічного стану магістральних газопроводів «Братерство», «Союз», «Уренгой–Помари–Ужгород» та «Прогрес». Аналіз отриманих даних дозволив встановити динаміку зміни рівня надійності трубопроводів залежно від терміну служби, конструктивних особливостей, умов прокладання та ефективності роботи систем електрохімічного захисту. Серед основних факторів, що визначають характер і швидкість розвитку стрес-корозійних пошкоджень, розглянуто термін експлуатації газопроводу, величину електричного потенціалу системи катодного захисту, сезонні коливання температури та вологості ґрунтів, а також тип і фізико-хімічний склад ґрунтового середовища. Встановлено, що поєднання підвищених механічних напружень із агресивним середовищем сприяє утворенню і розповсюдженню мікротріщин, які з часом призводять до розвитку глибоких корозійних дефектів і руйнування трубної сталі. На основі проведеного аналізу визначено закономірності впливу перерахованих факторів на інтенсивність аварійних відмов, викликаних корозійним розтріскуванням під напруженням. Отримані результати мають важливе практичне значення для прогнозування довговічності магістральних газопроводів, удосконалення методів технічної діагностики, планування ремонтних заходів та підвищення ефективності систем електрохімічного захисту. Запропонований підхід дозволяє розробити комплекс профілактичних заходів, спрямованих на зниження ризику аварій, оптимізацію режимів експлуатації та підвищення рівня екологічної та техногенної безпеки при транспортуванні природного газу.

Ключові слова: магістральний газопровід; стрес-корозія; термін експлуатації; потенціал електрохімічного захисту; окрихчення сталі; коерцитивна сила.

Вступ

Система газопостачання в Україні являє собою складну енергетичну систему, що характеризується великою потужністю, значною довжиною, складною структурою, різним віком і станом магістральних газопроводів. Старіння газопроводів, велике число аварій і ушкоджень на лінійній частині серйозно ускладнюють процес технічної експлуатації об'єктів газотранспортної системи, збільшують матеріальні витрати.

У цих умовах набуває актуальності задача забезпечення надійності функціонування газотранспортних систем з метою безперебійного постачання газу, зниження втрат газу, запобігання аварій і забруднення навколишнього середовища. Причому проблеми безпеки і екологічності магістрального транспорту газу вимагає особливої уваги з врахуванням можливих катастрофічних наслідків аварій.

Аналізуючи досвід експлуатації магістральних трубопроводів, можна виділити три найбільш значущі причини їх руйнування: корозійний знос, втома (малоциклове руйнування) та стрес-корозія. Усі інші явища менш значні, але можуть пришвидшувати ті або інші механізми руйнування (наприклад, старіння металу,

яке виражається в зниженні пластичності, прискорює втому). Найбільш грізним з перелічених явищ на магістральних газопроводах є стрес-корозія, яка прогресує. Так, до 2000 р кількість руйнувань унаслідок стрес-корозії складала 30 %, а в теперішній час – більше 50 %.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Визначальними стосовно дослідження корозійно-водневої деградації трубопроводних сталей слід вважати праці Є.І. Крижанівського [1,2], в яких розглянуто основні відомості про корозію, корозійно-механічне руйнування, тріщиностійкість і водневу крихкість трубопроводних сталей. Важливими також є праці Осадчука В.А., Банахевича Ю.В., Драгілева А.В. [3,4], в яких викладено наукові основи напруженого стану, прогнозування залишкової міцності та довговічності труб і зварних з'єднань з наявними в них дефектами під дією циклічного і статичного навантажень в умовах корозійно-активних і водоневмісних середовищ.

Теоретичні положення і практичні висновки, зроблені авторами [5,6], дають змогу оцінити причини і наслідки стрес-корозії (коро-

зійного розтріскування під напруженням), однак вимагають додаткових емпіричних досліджень впливу різноманітних факторів на інтенсивність корозійного розтріскування під напруженням (КРН).

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Незважаючи на значну кількість досліджень, присвячених питанням надійності та довговічності магістральних газопроводів, низка аспектів проблеми впливу природних і техногенних факторів на процеси корозійного розтріскування трубної сталі залишається недостатньо вивченою. Зокрема, потребує подальшого уточнення взаємозв'язок між рівнем механічних напружень, електрохімічним потенціалом систем катодного захисту та мікροструктурними змінами у металі під час тривалої експлуатації. Недостатньо досліджено вплив сезонних коливань температури та вологості ґрунту на інтенсивність розвитку стрес-корозійних тріщин у різних типах ґрунтових середовищ. Крім того, залишаються відкритими питання кількісної оцінки впливу поєднання природних та експлуатаційних факторів на ймовірність аварійних відмов. Наявні методики прогнозування довговічності не повною мірою враховують комплексну дію змінного електрохімічного потенціалу, механічного навантаження та деградації властивостей трубної сталі. Потребують удосконалення також підходи до діагностики ранніх стадій розвитку корозійного розтріскування, що ускладнює своєчасне виявлення небезпечних ділянок газопроводів. Таким чином, актуальним залишається завдання встановлення чітких закономірностей впливу природних, техногенних та експлуатаційних чинників на розвиток стрес-корозійних процесів, а також створення комплексної моделі оцінювання ризику виникнення аварійних відмов. Її реалізація дозволить підвищити точність прогнозування технічного стану трубопроводів і сформулювати науково обґрунтовану базу для удосконалення систем захисту та експлуатаційного моніторингу.

Мета та завдання досліджень

Метою дослідження є встановлення закономірностей впливу природних факторів на інтенсивність корозійного розтріскування під напруженням трубних сталей в процесі експлуатації газопроводів. Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

- провести аналіз статистичних даних про аварійні відмови лінійної частини магіст-

ральних газопроводів, спричинені стрес-корозійними процесами;

- визначити основні природні фактори, що впливають на інтенсивність корозійного розтріскування сталі під дією механічних напружень;

- дослідити залежність частоти виникнення пошкоджень від терміну експлуатації, кліматичних умов та типу ґрунтового середовища;

- проаналізувати вплив електричного потенціалу систем катодного захисту на розвиток стрес-корозійних дефектів.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Дослідження проведено на основі статистичної інформації про технічний стан, режими експлуатації та аварійні відмови (зокрема, зумовлені КРН) газопроводів Братерство (ДУД-2), Союз, Уренгой-Помари-Ужгород (УПУ) та Прогрес за період від введення їх в експлуатацію до 2006 року. В лабораторних умовах визначався хімічний склад сталей і ґрунтів, виконувався приладовий дефектоскопічний контроль зрізів металу, металографічні дослідження, визначання фізичних характеристик металу (акустичних, магнітних [7-9]), зокрема, визначалися твердість, мікротвердість, механічні характеристики при випробуванні на розтяг і ударний вигин.

Важливим фактором, який визначає характер та інтенсивність стрес-корозії, є термін експлуатації газопроводу. На рис. 2 наведено графічні залежності аварійних відмов (в т.ч. з причини КРН) від терміну експлуатації вказаних газопроводів на західних ділянках траси.

Аналіз результатів дослідження показує, що для кожного з газопроводів весь період експлуатації може бути розділений на три діапазони. Перший з них тривалістю 3-5 років характеризується низькою (практично нульовою) інтенсивністю аварійних відмов, викликаних КРН. Це пояснюється незначною крихкістю трубної сталі, викликаною контактом з атомарним воднем, присутнім в транспортваному газі. Для газопроводу Союз діапазон короткий (приблизно 5 роки) в зв'язку з транспортуванням сірководневого газу.

Другий діапазон тривалістю 24-28 років характеризується зростаючою інтенсивністю аварійних відмов, пов'язаних з КРН, яка в пікові періоди може досягати 10-12 аварій на рік, що значним чином визначається окрихченням і втомою трубної сталі.



Рисунок 1 – Взірці металу трубних сталей для випробувань

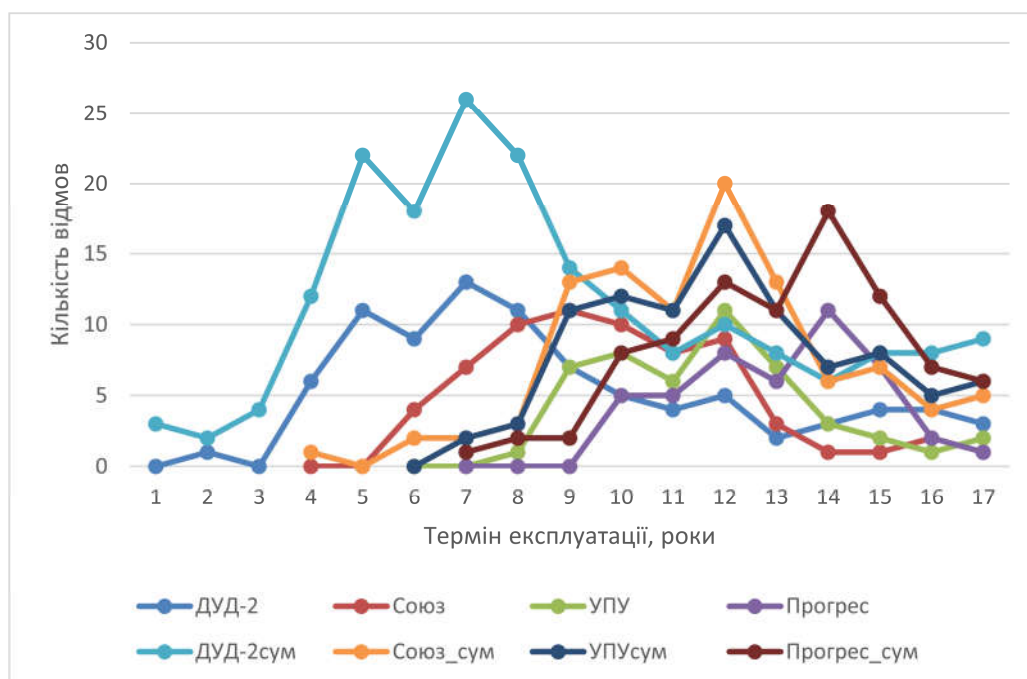


Рисунок 2 – Залежності аварійних відмов (в т.ч. з причини КРН) від терміну експлуатації газопроводів

Якби стрес-корозія визначалася тільки механічною напругою (які однакові по товщині стінки труби), то крихкість і розтріскування відбувалися б однаково інтенсивно по усій товщині стінки труби. Те, що процес розвивається тільки із зовнішньої поверхні, дає привід припустити, що там відбувається ще якийсь процес, а стрес-корозія – наслідок цього процесу.

Той факт, що метал окрихчується, наводить на думку, що в метал проникають якісь елементи (атоми, молекули) з боку зовнішньої поверхні, блокуючи дислокації (відомо, що пластичність металів забезпечується рухливістю дислокацій). Молекули таких елементів, як вуглець, азот, водень, можуть проникати в метал тільки за високих температур. При температурах експлуатації газопроводів це немож-

ливо. Проникаючу здатність мають елементарні частки: протони, нейтрони, α -частинки та ін. Але таких часток багато і вони скрізь існують у вигляді радіаційного фону, а стрес-корозія відбувається не скрізь. Отже, потрібно шукати джерела елементарних часток на зовнішній поверхні підземних трубопроводів (до речі, описаний вид стрес-корозії відбувається тільки на підземних ділянках газопроводів). Таке джерело існує, і пов'язане з електрохімічним захистом (ЕХЗ) трубопроводів.

Як відомо, підземні трубопроводи знаходяться під подвійним захистом від корозії: ізоляційне покриття плюс ЕХЗ. Остання полягає в тому, що трубопровід підтримується під електричним потенціалом від -3 до -1 В по відношенню до ґрунту. Вважається, що це уповільнює розчинення металу в місцях з порушеною

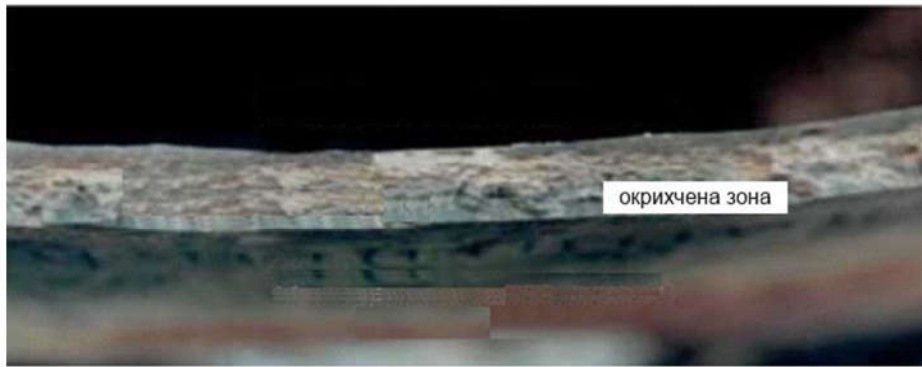


Рисунок 3 – Долам стінки труби при стрес-корозійному руйнуванні



Рисунок 4 – Взірець з окрихченням сталі після випробування на розтяг

ізоляцією. При низьких за модулем значеннях електричного потенціалу відбувається за статистикою всього 2,6% аварій, а найбільша кількість їх (30,8%) припадає на значення електродпотенціалу 1,5 – 1,7 В, що свідчить про ймовірність існування деякого інтервалу електродпотенціалу, при якому відбувається найбільша кількість аварій, пов'язаних з КРН.

Найбільше аварій за статистикою припадає на місяці квітень, червень і вересень. Це пов'язано з тим, що у квітні починається відтавання та зсуви ґрунту. У червні – теплому і найбільш вологому місяці ґрунти рухаються. У вересні температура закладення магістрального газопроводу максимальна, що зумовлює зниження поздовжньої напруги в металі труб і відповідне збільшення еквівалентних напруг відповідно до четвертої теорії міцності, що застосовується для розрахунку трубопровідних конструкцій. Тобто, виходячи з цих даних слід відзначити, що додатковими факторами, що призводять до стрес-корозійних ушкоджень та аварій, є механічні напруги в трубі, температура та вологість ґрунту.

Стан ґрунту у місцях аварій, класифікований на кілька груп. Крім того, при розслідуванні аварій є деяка кількість даних про рівень ґрунтових вод, що мають неоднозначну інтерпретацію. Вони позначені у звітах як «не спостерігалось», що свідчить про відсутність води

в траншеї при розслідуванні аварії, і може ставитися як до змінного рівня ґрунтових вод, так і до рівня ґрунтових вод нижче нижньої труби (рис. 3).

Найбільша кількість (23,7%) аварій через КРН сталася на ділянках зі змінним рівнем ґрунтових вод, а якщо врахувати, що змінне зволоження труби відбувається і при рівні ґрунтових вод нижче труби (води не спостерігалось), загальна кількість таких ділянок відсотково зростає до 71,1%. З цього випливає, що стрес-корозійна небезпека виникає при періодичній появі вологи на поверхні труби.

Аналіз не виявив залежності між загальною мінералізацією вод та кількістю аварій, хоча більша їх кількість припадає на інтервал 400-700 мг/кг. Потенціал поляризації металу трубопроводу не належить до постійних параметрів. Проте, досвід показує, що річні та сезонні зміни потенціалу труба-земля не перевищують 10%.

У зонах з тріщинами КРН відзначені локальні ділянки як підвищеної, так і зниженої твердості. Максимальне значення твердості, як правило, зареєстровані безпосередньо біля тріщини і до 37% перевищують середні величини. Максимальні значення твердості в бездефектних зонах вищі за середні значення не більше, ніж на 8%. Середні значення твердості в досліджуваних перерізах не мають істотних



Рисунок 5 – Розподіл аварій КРН за вологістю ґрунту

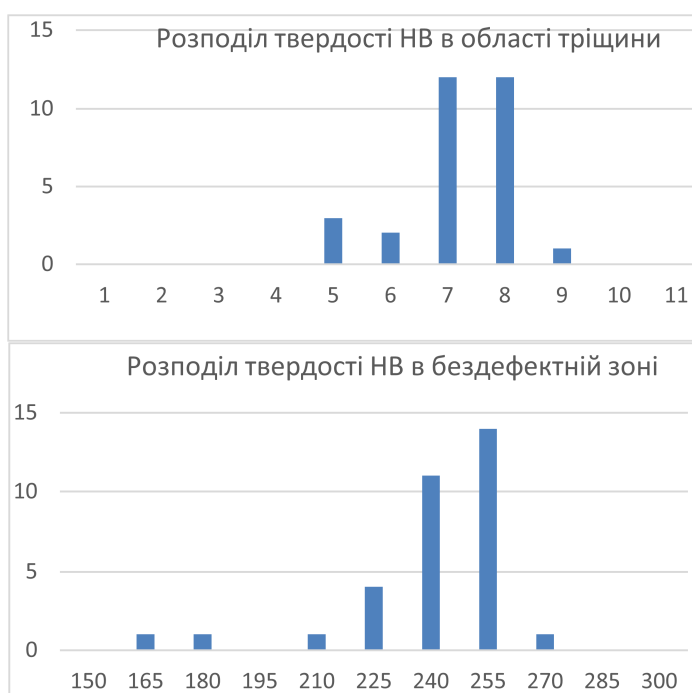


Рисунок 6 – Статистичний розподіл твердості в області тріщини та в бездефектній зоні

відмінностей ні в бездефектних зонах, ні з тріщинами КРН. Аналіз статистичних характеристик підтверджує, що у бездефектних зонах твердість більш стабільна в порівнянні з зонами тріщин КРН. Аналіз розсіювання твердості в зонах, уражених КРН, свідчить, з одного боку, про зниження твердості найменш міцних фазах за рахунок утворення мікродефектів, а, з іншого боку, – про збільшення твердості міцних фаз за рахунок деформаційного старіння, або про сумісний вплив обох ефектів.

В зв'язку з тим, що тріщини КРН орієнтовані в більшості випадків вздовж поздовжньої осі труби, можна припустити, що механічні

властивості металу труб у місці утворення тріщини КРН у напрямку по колу труби характеризуються локальною неоднорідністю, що доведено результатами механічних випробовувань. Для дослідження цієї неоднорідності використовувався магнітний метод виміру коерцитивної сили.

Найважливішим в даному аспекті є те, що визначення коерцитивної сили дає можливість досліджувати властивості певного напрямку труби. Напрямок намагнічування (магнітного потоку) буде відповідати тому напрямку, в якому проводиться оцінка властивостей металу труби.

Дослідження проводили на зразках металу, відібраних із аварійно-зруйнованих труб. Вимірювали коерцитивну силу за допомогою КРМ-ДК-2М. Діапазон вимірювання коерцитивної сили 1-20 А/см, основна похибка – не більше 5%. Розрахунок анізотропії коерцитивної сили здійснювався у вигляді різниці середніх величин коерцитивної сили вздовж і поперек осі труби. В результаті встановлено, що поздовжні значення коерцитивної сили в районі пошкодження і в основному металі відрізняються не суттєво, а поперечні, навпаки, значно. Анізотропія неушкодженого металу має від’ємні значення на зовнішній і внутрішній поверхнях труби, відношення анізотропії коерцитивної сили приймає значення менше одиниці. Навпаки, вздовж кромки руйнування анізотропія коерцитивної сили на зовнішній і внутрішній поверхні труби додатна, а відношення анізотропії перевищує одиницю. В районі руйнування анізотропія параметра максимальна і приймає значення 0,8 А/см при відношенні анізотропії на зовнішній і внутрішній поверхні труби до 1,2. Таким чином, експериментально отримано діагностичний критерій схильності металу труб до КРН.

Третій діапазон стрес-корозії трубної сталі магістральних газопроводів настає після 30-34 років від початку експлуатації і характеризується зниженням інтенсивності аварійних відмов з причини КРН до рівня 2-3 відмови на рік

і в подальшому залишається сталою. Такий процес пояснюється переходом металу труби в стан динамічної рівноваги між металом труб і навколишнім середовищем, при якому припиняються процеси зміни механічних властивостей сталі, які впливають на її міцність. Тому інтенсивність аварійних відмов з причини КРН знижується, хоч це не стосується відмов з інших причин.

Висновок

На основі результатів проведених досліджень процесів стрес-корозії лінійної частини газопроводів, виконаних на основі статистичної інформації, встановлено закономірності впливу природних факторів на інтенсивність аварійних відмов, викликаних корозійним розтріскуванням сталі під напруженням, серед яких найбільш впливовими слід вважати термін експлуатації газопроводу та характеристики електрохімічного середовища, які викликають окислення металу.

Подяки

Відсутні.

Конфлікт інтересів

Відсутній.

Список використаних джерел

1. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання : наук. техн. посіб. : у 3 т. / Є. І. Крижанівський, Г. М. Никифорчин. Редактор В. В. Панасюк. Івано Франківський національний технічний університет нафти і газу, НАН України, Фізико механічний інститут імені Г. В. Карпенка. Івано Франківськ : ІФНТУНГ, 2011 - 2012.
2. Про об'єкти підвищеної небезпеки : Закон України від 18.01.2001 № 2245 14. *Відомості Верховної Ради України*. 2001. № 15. ст. 73. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2245_14#Text
3. Zvirko O., Tsyrlunyk O., Nykyforchyn H. Non destructive evaluation of operated pipeline steel state taking into account degradation stage. *Procedia Structural Integrity*. 2020. No 26. P. 219–224. DOI: 10.1016/j.prostr.2020.06.025
4. Nykyforchyn H., Tsyrlunyk O., Zvirko O., Krechkovska H. Non destructive evaluation of brittle fracture resistance of operated gas pipeline steel using electrochemical fracture surface analysis. *Engineering Failure Analysis*. 2019. Vol. 104. P. 617 625. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2019.06.037
5. Трубопровідний транспорт газу : монографія / М. П. Ковалко, В. Я. Грудз, В. Б. Михалків та ін.; за редакцією М. П. Ковалка. Київ : Агентство з раціонального використання енергії та екології, 2002. 600 с.
6. Schruoff C., Kalwa C., Hillenbrand H.G. Application of TMCP material for large diameter pipelines under sour service conditions. *OTC Brasil 2017*. 2017. P. 1476–1484. DOI: 10.4043/28082 MS
7. ДСТУ EN ISO 3183:2017 (ISO 3183:2012, IDT) Нафтова та газова промисловість. Труби сталеві для трубопровідного транспортування систем (Petroleum and natural gas industries. Steel pipe for pipeline transportation systems). API 5L, 45th edition. Київ : Держспоживстандарт України, 2017.
8. *API 5L: Specifications for line pipe, 45th edition*. Washington DC : American Petroleum Institute (API), 2013.

9. Stasyuk B.M., Kret N.V., Zvirko O.I. et al. Analysis of the Stressed State of a Pipe of Gas Pipeline with Hydrogen Induced Macrodefect. *Materials Science*. 2019. Vol. 55. No 1. P. 124–129. DOI: 10.1007/s11003-019-00259-2
10. Zvirko O., Gabetta G., Tsyulnyk O., Kret N. Assessment of in service degradation of gas pipeline steel taking into account susceptibility to stress corrosion cracking. *Procedia Structural Integrity*. 2019. No 16. P. 121–125. DOI: 10.1016/j.prostr.2019.07.030
11. Розрахунки на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами : ВБН В.2.3-00018201.04-2000. Київ : Держнафтогазпром, 2000. 57 с.
12. Ниркова Л. І., Гаврилішина О. В., Борисенко Ю. В. Електрохімічні та корозійно-механічні властивості трубної сталі різної категорії міцності в модельному ґрунтовому електроліті. *Вісник КНУТД*. 2018. № 5 (126). С. 99–105. DOI: 10.30857/1813-6796.2018.5.11

References

1. Kryzhanivskiy, Ye. I., & Nykyforchyn, H. M. (2011–2012). Koroziiino-vodneva dehradatsiia naftovykh i hazovykh truboprovodiv ta yii zapobihannia [Corrosion-hydrogen degradation of oil and gas pipelines and its prevention] (Vols. 1–3). IFNTUNG [Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas]. [in Ukrainian]
2. Pro ob'iekty pidvyshchenoi nebezpeky [On high-risk objects]: Zakon Ukrainy vid 18.01.2001 No. 2245-14 [Law of Ukraine No. 2245-14 of 18.01.2001]. *Vidomosti Verkhovnoi Rady Ukrainy*. 2001. No. 15. st. 73. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2245_14#Text [in Ukrainian]
3. Zvirko, O., Tsyulnyk, O., & Nykyforchyn, H. (2020). Non destructive evaluation of operated pipeline steel state taking into account degradation stage. *Procedia Structural Integrity*. 26, 219–224. DOI: 10.1016/j.prostr.2020.06.025
4. Nykyforchyn, H., Tsyulnyk, 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: 10.1016/j.engfailanal.2019.06.037
5. Kovalko, M. P., Hrudz, V. Ya., Mykhalkiv, V. B., et al. (2002). Truboprovodnyi transport hazu [Pipeline transport of gas] (M. P. Kovalko, Ed.). Ahentstvo z ratsionalnoho vykorystannia enerhii ta ekolohii [Agency for Rational Energy Use and Ecology]. [in Ukrainian]
6. Schruoff, C., Kalwa, C., & Hillenbrand, H.G. (2017). Application of TMCP material for large diameter pipelines under sour service conditions. *OTC Brasil 2017* (pp. 1476–1484). DOI: 10.4043/28082 MS
7. DSTU EN ISO 3183:2017 (ISO 3183:2012, IDT). Naftova ta hazova promyslovist. Trudy stalevi dlia truboprovodnoho transportuvannia system [Petroleum and natural gas industries. Steel pipe for pipeline transportation systems]. Derzhspozhyvstandart Ukrainy [State Consumer Standard of Ukraine]. [in Ukrainian]
8. American Petroleum Institute. (2013). API 5L: Specifications for line pipe (45th ed.). API Publishing.
9. Stasyuk, B. M., Kret, N. V., Zvirko, O. I., et al. (2019). Analysis of the Stressed State of a Pipe of Gas Pipeline with Hydrogen Induced Macrodefect. *Materials Science*, 55(1), 124–129. DOI: 10.1007/s11003-019-00259-2
10. Zvirko, O., Gabetta, G., Tsyulnyk, O., & Kret, N. (2019). Assessment of in service degradation of gas pipeline steel taking into account susceptibility to stress corrosion cracking. *Procedia Structural Integrity*, 16, 121–125. DOI: 10.1016/j.prostr.2019.07.030
11. Rozrakhunky na mitsnist diiuchykh mahistralnykh truboprovodiv z defektamy [Strength calculations of operating main pipelines with defects]: VBN V.2.3-00018201.04-2000. Derzhnaftohazprom. [in Ukrainian]
12. Nyrkova, L. I., Havrylishyna, O. V., & Borysenko, Yu. V. (2018). Elektrokhimichni ta koroziino mekhanichni vlastyivosti trubnoi stali riznoi katehorii mitsnosti v modelnomu hruntovomu elektroliti [Electrochemical and corrosion-mechanical properties of pipe steel of various strength categories in a model soil electrolyte]. *Visnyk KNUVD*, 5(126), 99–105. DOI: 10.30857/1813-6796.2018.5.11 [in Ukrainian]

INFLUENCE OF NATURAL FACTORS ON THE INTENSITY OF STRESS CORROSION OF PIPE STEELS DURING THE OPERATION OF GAS PIPES

Hrudz Ya. V.

Doctor of Technical Sciences, Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
<https://orcid.org/0009-0004-0529-376X>
e-mail: yaroslav.hrudz@nung.edu.ua

Stasiuk R. B.

Candidate of Technical Sciences, Associate Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
<https://orcid.org/0000-0002-4724-6118>
e-mail: roman.stasiuk@nung.edu.ua

Kapushchak Ya. S.

Postgraduate
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
<https://orcid.org/0000-0001-7822-4547>
e-mail: yaroslav.kapushchak-a18522@nung.edu.ua

Pidluskyi V. P.

Postgraduate
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
<https://orcid.org/0009-0005-5545-379X>
e-mail: vasyi.pidluskyi-a18522@nung.edu.ua

Hamula S. B.

Postgraduate
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
<https://orcid.org/0009-0000-6860-8846>
e-mail: serhii.hamula-a18522@nung.edu.ua

Sukharskyi B. M.

Postgraduate
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
<https://orcid.org/0009-0009-9388-3773>
e-mail: bohdan.sukharskyi-a18522@nung.edu.ua

Abstract. The paper examines the processes of influence of natural and technogenic factors on the intensity of emergency failures in the linear sections of main gas pipelines caused by corrosion cracking of pipe steel under mechanical stress. Particular attention is paid to the analysis of stress corrosion processes that occur during long-term operation of underground steel pipelines under variable climatic and soil conditions. The research is based on statistical information regarding the technical condition of the main gas pipelines "Bratstvo," "Soyuz," "Urengoy–Pomary–Uzhhorod," and "Progress." The analysis of the obtained data made it possible to establish the dynamics of changes in pipeline reliability depending on service life, design features, installation conditions, and the effectiveness of cathodic protection systems. Among the main factors determining the nature and rate of

development of stress-corrosion damage, the following are considered: the operational lifetime of the gas pipeline, the magnitude of the electric potential of the cathodic protection system, seasonal fluctuations of soil temperature and moisture, as well as the type and physicochemical composition of the soil environment. It has been established that the combination of increased mechanical stress with an aggressive environment promotes the formation and propagation of microcracks, which over time lead to the development of deep corrosion defects and the destruction of pipe steel. Based on the conducted analysis, the regularities of the influence of these factors on the intensity of emergency failures caused by stress corrosion cracking have been determined. The obtained results have significant practical importance for predicting the durability of main gas pipelines, improving technical diagnostics methods, planning repair activities, and increasing the efficiency of electrochemical protection systems. The proposed approach makes it possible to develop a set of preventive measures aimed at reducing the risk of accidents, optimizing operating conditions, and enhancing the level of environmental and industrial safety during the transportation of natural gas.

Key words: main gas pipeline; stress corrosion; service life; electrochemical protection potential; embrittlement of steel; coercive force.