

## ВТРАТИ В ГАЗОПРОВОДАХ, ПОВ'ЯЗАНІ З ТРИВАЛИМИ ТЕРМІНАМИ ЇХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

**Р. Т. Мартинюк**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;  
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. 72-71-38;  
e-mail: snp@nupq.edu.ua*

*Проведені обстеження підземних газопроводів показали, що їх термін експлуатації головним чином залежить від корозійної стійкості основного металу та зварного з'єднання труб, а також характеру руйнування поверхні металу в місцях з порушеним ізоляційним покриттям.*

*Попереднє вивчення умов експлуатації підземних газопроводів дозволило зробити висновок про необхідність комплексних досліджень системи «труба-грунтовий масив» сучасними методами механіки підземних споруд та механіки корозійного руйнування з метою попередження розгерметизації газопроводів.*

*За термінами експлуатування 33 % магістральних газопроводів та 77 % магістральних нафтопроводів експлуатуються понад 30 років. Зі збільшенням терміну експлуатування трубопроводів, що мають високі експлуатаційні параметри – діаметр, тиск, протяжність, з'являються нові науково-технічні проблеми, серед яких, перш за все, необхідно виділити проблему оцінювання та продовження безпечного терміну експлуатування. Практично будь-які аварії, пов'язані з розгерметизацією трубопроводу і виходом транспортованого продукту, тягнуть за собою значні витрати. Велика частина витрат йде на штрафи і на відновлення навколишнього середовища (очищення ґрунтів, води, утилізацію забрудненого ґрунту).*

**Ключові слова:** *корозійна стійкість, розгерметизація газопроводів, корозійне руйнування, зварне з'єднання, піт, корозійна активність ґрунту.*

### **Актуальність теми**

В практиці будівництва питання взаємодії трубопроводів з ґрунтом вивчені недостатньо. Тому чітких і апробованих рішень щодо вибору чи визначення основних характеристик для розрахунку та аналізу роботи підземних трубопроводів немає.

Врахування корозійної активності ґрунту, яку прийнято оцінювати часом до появи на новому газопроводі першої каверни, складу і фі-

зико-механічних властивостей ґрунтів та їх динаміки значно ускладнює розрахункову схему, оскільки з'являється багато додаткових, змінних в часі параметрів, які визначаються експериментально. Перелік самих лише істотних факторів, що визначають корозійну активність ґрунтів, якими є структура та гранулометричний склад, вологість, склад ґрунтового електроліту, загальна кислотність чи лужність ґрунту, концентрація водневих йонів, повітропроникність, окисно-відновний потенціал, електричний опір ґрунтів, вказує на складність математичного моделювання системи «труба-ґрунтовий масив» та, відповідно, прогнозування довговічності підземного газопроводу.

Вважається, що поведінка сталі газопроводу в ґрунтах у багатьох відношеннях аналогічна її поведінці при повному зануренні у розчини з відповідним рН.

При цьому переважає електрохімічний механізм корозії з утворенням мікрогальванічних елементів. Проте на підземному газопроводі, за рахунок неоднорідності металу труби та гетерогенності ґрунту як за фізичними властивостями, так і за хімічним складом, а також різної аерації, виникають ділянки, на яких електродний потенціал помітно відрізняється, що зумовлює утворення макрогальванічних корозійних елементів. Ділянки труби з більш негативним потенціалом стають анодними, а ділянки з менш негативним потенціалом – катодними.

Можна констатувати, що особливістю підземної корозії металу газопроводу є прояв її у вигляді пітів та каверн (наскрізних отворів). Тому головною небезпекою становить не корозійна втрата металу, а місцева корозія, яка є основною причиною аварій на газопроводах.

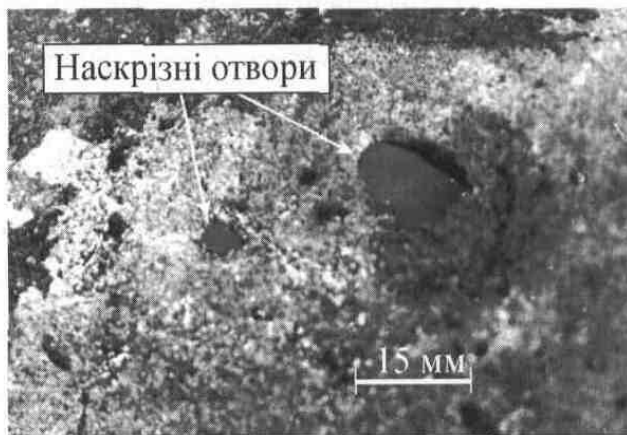
У 2020 році втрати газу, пов'язані з витіканням із газопроводів, становили в цілому в Україні 270,4 млн. м<sup>3</sup>, з яких 85,2 млн. м<sup>3</sup> – внаслідок неякісно виконаних зварювальних робіт, 21,6 млн. м<sup>3</sup> – внаслідок корозії. Приблизно такий самий рівень втрат спостерігався і в 2021 році. Після проведення реорганізації структури нафтогазового комплексу почали вживати рішучіших заходів щодо їх скорочення. Так, у 2022 році вони становили вже 198,4 млн. м<sup>3</sup>, у 2023 р. – 188,4 млн. м<sup>3</sup>.

На рис. 1. показано зруйновану частину електрозварної прямошовної труби зі сталі 10 підземного газопроводу з наскрізними ураженнями (кавернами), при товщині стінки труби 5 мм, та характерними пітами глибиною 1 мм і більше, розташованими вздовж зварного шва. Каверни переважно утворюються на нижній частині газопроводу.

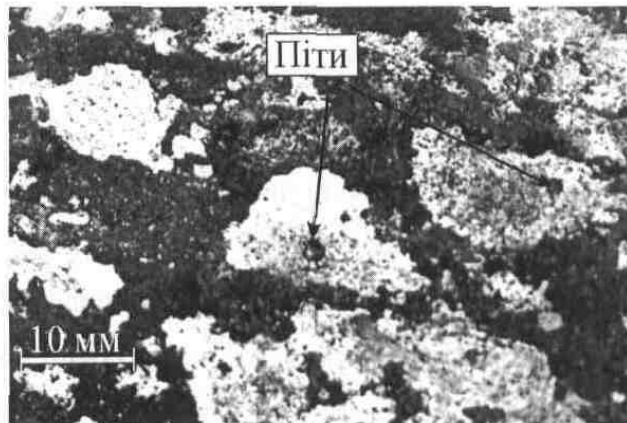
Ця різниця в багатьох випадках така велика, що для збільшення ресурсу конструкції доцільно було б повернути трубу на 180 градусів після експлуатації протягом деякого часу. Піт на зовнішній поверхні нижньої частини виникає внаслідок постійного контакту з ґрунтом. Між верхньою частиною труби та ґрунтом, в результаті осідання газопроводу, утворюється повітряний прошарок.



а



б



в

а – загальний вигляд; б – конфігурація наскрізних уражень;  
в – розташування пітів вздовж зварного шва.  
Рис. 1. Зруйнована частина підземного газопроводу

Найбільший вплив цього виду втрат газу на загальні показники спостерігається в західних регіонах України, газопроводи яких є найстарішими, а також у Донбаському регіоні, де значна частина газопроводів проходить по територіях гірничих виробок. Так, частка втрат газу у Львівській та Івано-Франківській областях сьогодні становить приблизно одну третину загальних втрат газу в Україні. Показовим у цьому відношенні є той факт, що у Львівській області, де значна кількість газопроводів, термін експлуатації яких перевищує 25 років, втрати газу порівняно з аналогічним періодом минулого року зменшилися майже на 35 %, чому, не в останню чергу, сприяла заміна 20,5 км аварійно небезпечних ділянок газопроводів. 20,2 км таких ділянок замінено також в Івано-Франківській області, подібні роботи проводились також і у інших областях. Спеціалістами газових господарств було обстежено підземні газопроводи на предмет виявлення можливих витікань газу.

При дослідженні системи «труба-грунтовий масив» неможливо нехтувати корозійним чинником. Проведено серію випробовувань зразків з матеріалу газопроводу в кислих середовищах на трьох рівнях напружень:  $\sigma_3 = 200$  МПа,  $\sigma_2 = 300$  МПа,  $\sigma_1 = 410$  МПа, що відповідно становило  $0,8$ ;  $1,2$  та  $1,64 \sigma_{0,2}$  [2].

Встановлено, що повзучість основного металу при різних рН середовища, як і на повітрі, носить стадійний характер (рис. 2 та 3). Вплив середовища відчутний як на стадії неусталеної так і на стадії усталеної повзучості, що засвідчують спеціальні дослідження.

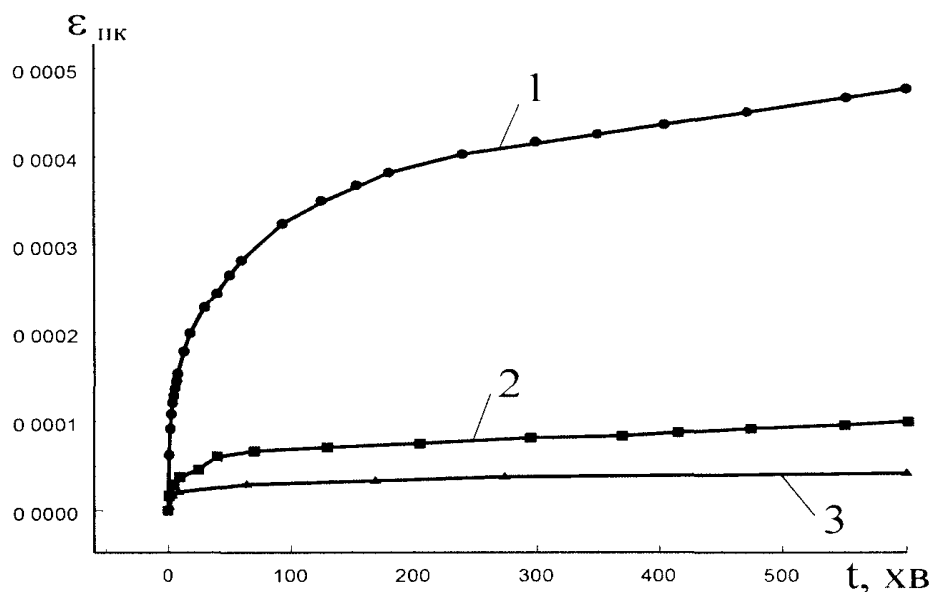


Рис. 2. Криві повзучості основного металу при рН 1 та номінальних напруженнях 410 МПа (1), 300 МПа (2) та 200 МПа (3)

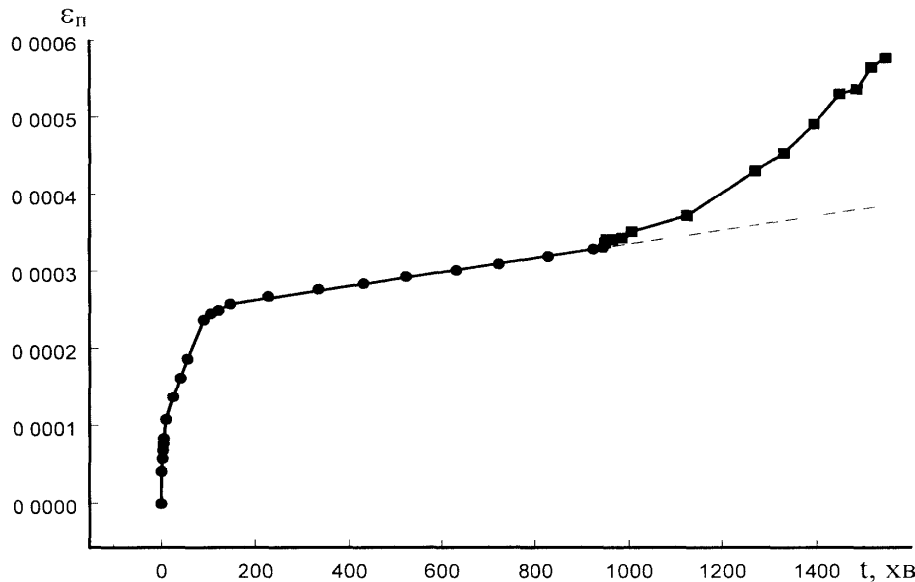


Рис. 3. Вплив корозійного середовища на усталену повзучість сталі газопроводу

Щоб виявити вплив середовища, випробовування проводили в такій послідовності. Спочатку поміщали експериментальний зразок у знімну робочу камеру, і, після досягнення ступінчастим навантаженням напруження  $\sigma_1 = 410$  МПа, реєстрували його повзучість на повітрі. Потім, на стадії усталеної повзучості, не зупиняючи експеримент, в робочу камеру заливали 0,1 М розчин хлоридної кислоти і продовжували випробовування. В такий спосіб було виявлено значний вплив корозійного середовища на усталену повзучість сталі газопроводу та вивчено кінетику процесу.

Тривалість першої стадії більше залежить від величини номінальних напружень та менше – від рН середовища. Зі збільшенням рН при  $\sigma = const$  приріст повзучості  $\Delta\varepsilon_{пк}$  за час  $t$  зменшується, і тим відчутніше, чим більший рівень напружень. Відзначимо, що незначний приріст повзучості спостерігався при  $\sigma_3 = \sigma_{0,2}$ , тобто на ділянці пружної деформації, що зумовлено виключно корозійним чинником.

Залежність електродного потенціалу зразків від рН середовища при різних номінальних напруженнях показана на рис. 4. При збільшенні рН від 1 до 2 кінетика потенціалу помітно змінюється, а саме замість повільного зростання потенціалу на початковій стадії маємо його спадання. Це явище пов'язано, на нашу думку, із адсорбцією хлорид-іонів на поверхні зразка. Вони, як відомо, здатні спричиняти деяку пасивацію поверхні, утруднюючи розрядку на ній йонів  $H^+$ .

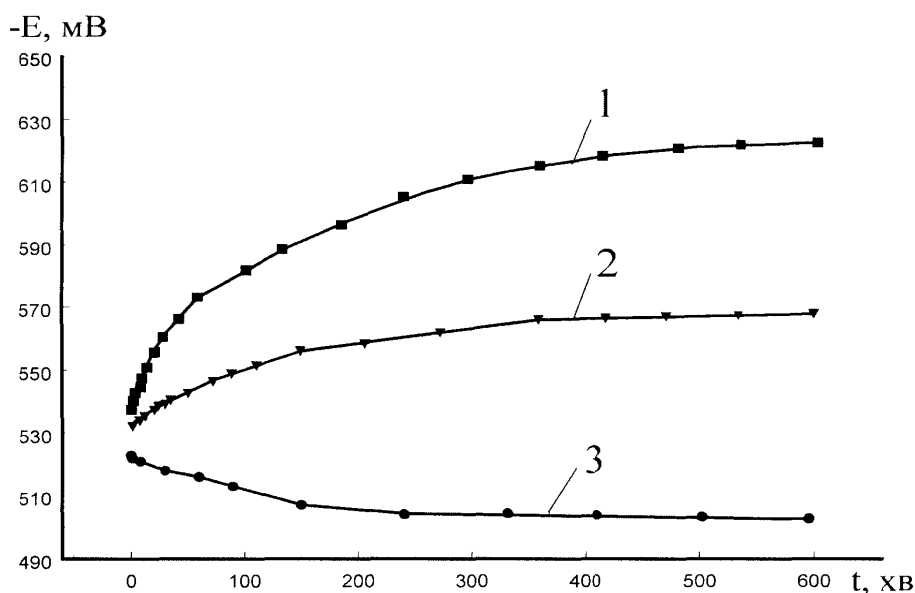


Рис. 4. Криві «потенціал-час» при  $\sigma = 1,64\sigma_{0,2}$  та рН 3 (1), рН 2 (2) і рН 1 (3)

При рН 1 їх кількість набагато більша, ніж при рН 2 та рН 3, крім того інтенсивна корозія в сильно кислому середовищі швидко призводить до пошкодження поверхні, що, в свою чергу, сприяє кращій адсорбції йонів на поверхні зразка і, водночас, ускладнює зворотній процес десорбції та подальшого переходу їх у дифузний шар внаслідок дії стеричних факторів. В результаті спостерігаємо незначну пасивацію поверхні на початковій стадії (від 120 до 240 хв.), після якої наступає стабілізація потенціалу, яка відповідає встановленню термодинамічної рівноваги процесів адсорбції-десорбції на фоні сталої активності йонів  $H^+$  зумовленої лише їх концентрацією.

Збільшення часу стабілізації (від 120 до 240 хв.), при збільшенні номінальних напружень з 200 до 410 МПа, пов'язане з утворенням на поверхні металу субмікротріщин, які, будучи «свіжими поверхнями», володіють нижчим потенціалом і, тим самим, знижують загальний потенціал зразка [3].

При переході до рН 2 та рН 3 корозійний чинник помітно нівелюється, ураження поверхні незначні і адсорбція йонів  $Cl^-$  проходить гірше, а десорбція, навпаки, краще. Водночас, концентрація йонів  $H^+$  достатня для їх ефективної розрядки, і, враховуючи значне зменшення адсорбції хлорид-йонів, спричиняє до спадання потенціалу на початковій стадії з наступною стабілізацією. Як і при рН 1 час виходу на ділянку стабілізації зменшується зі зменшенням номінальних напружень, що зумовлено дією тих самих чинників.

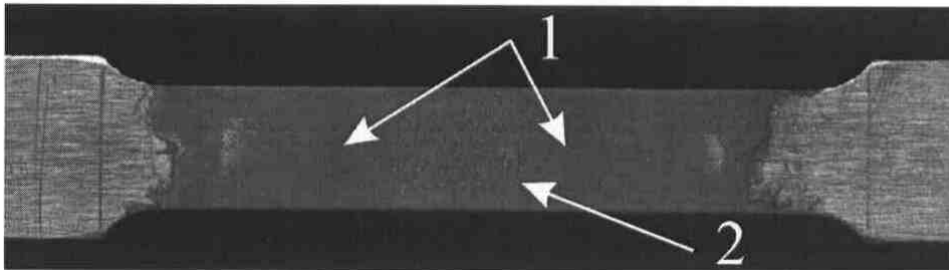
Спостерігається вплив напружень і на величину потенціалу стабілізації, а саме зменшення його зі збільшенням рівня напружень.

Наявність зварного з'єднання істотно не впливає на кінетику електродного потенціалу.

Дослідження кінетики електродного потенціалу та впливу на неї зовнішніх чинників розкриває важливу інформацію та дозволяє глибше зрозуміти механізм корозійних процесів. Іншим важливим джерелом є вивчення характеру та швидкості корозії, їх зміни під дією різноманітних факторів. При рН 1 бачимо відносно рівномірну корозію, що пов'язано з великою концентрацією, а, отже, і активністю йонів  $H^+$ , які й зумовлюють агресивність середовища. Роль мікрогальванічних елементів невелика, місцева корозія проявляється слабо. При збільшенні рН ця активність спадає, що сприяє збільшенню ролі мікрогальванічних елементів та прояву місцевої корозії. Також починає візуально спостерігатися і вплив напружень: якщо у зоні стиску місцева корозія відносно рівномірно покриває поверхню зразка, то у зоні розтягу спостерігається чіткий поділ на анодну та катодну зони.

Інший прояв місцевої корозії – корозія на границі розділу фаз «занурений метал-незанурений метал». Цей вид місцевої корозії, який проявляється і при низьких рН, за невеликий час спричиняє утворення глибоких (до 0,1 мм) виразок (рис. 5).

Оскільки при пошкодженні зовнішньої ізоляції підземного газопроводу одразу утворюється згадана вище границя розділу фаз, то такий прояв корозії є надзвичайно небезпечним, і, на нашу думку, найчастіше закінчується наскрізним ураженням та, відповідно, розгерметизацією трубопроводу.



1 – інтенсифікація корозії в близькошовній зоні; 2 – корозійна виразка вздовж границі розділу «метал – шов»; рН 1;  $T = 293\text{ K}$ ;  $t = 600\text{ хв}$  [1].

Рис. 5. Типові корозійні ураження області зварного з'єднання (зона розтягу)

Збільшення рН, як і очікувалося, призводить до зменшення швидкості корозії спочатку логарифмічно, а потім – лінійно.

Наявність зварного з'єднання мало впливає на загальну швидкість корозії, однак суттєво прискорює локальні процеси, особливо в близь-

кошовній зоні, що може за короткий час призвести до катастрофічних наслідків.

На основі проведених досліджень можна стверджувати, що електрохімічна корозія у кислих середовищах, підсилена механічним чинником, особливо небезпечна для підземних газопроводів і є однією з основних причин їх виходу з ладу.

**Висновок.** Встановлено, що роль напружень відчутно зростає зі зменшенням рН середовища, помітно впливаючи на швидкість корозії при низьких рН. Це пов'язано з утворенням субмікротріщин, первинних та вторинних мікрогальванічних елементів, які сприяють розчиненню металу газопроводу. Зі збільшенням рН цей вплив зменшується, оскільки корозія з рівномірної стає місцевою, загальна швидкість якої істотно не змінюється в широкому діапазоні рН, а зміна швидкості у місцях локальних уражень відчутно не позначається на загальній втраті маси. Водночас на швидкість локальної корозії напруження і далі чинять відчутний вплив, що проявляється в помітному її збільшенні та, відповідно, поглибленні утворених пітів і виразок, особливо у зоні розтягу.

#### *Література*

1. Гончарук М.І. Корозія та розгерметизація газопроводів. // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – № 2. – С. 56-57.
2. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Фейчук В.Д. Діагностування малих витоків з трубопроводу. // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Вип.36. 1999. С. 42-44.
3. Тимків Д.Ф. Розробка методів керування режимами газотранспортних систем з пересіченим профілем траси та їх оптимізації. Дисертація на здобуття наук. ступ. докт. техн. наук. Івано-Франківськ, 1999. – с. 386 (12.10.99).

*Стаття надійшла до редакційної колегії 18.06.2024 р.*

## **LOSSES IN GAS PIPELINES ASSOCIATED WITH THEIR LONG-TERM TERMS OPERATIONS**

**R. T. Martyniuk**

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;  
76019, Ivano-Frankivsk, str. Karpatska, 15, tel. 72-71-38;  
e-mail: snp@nunq.edu.ua*

*Conducted surveys of underground gas pipelines showed that their service life mainly depends on the corrosion resistance of the base metal and the welded joint of the pipes, as well as the nature of the destruction of the metal surface in places with broken insulating coating.*



*A preliminary study of the operating conditions of underground gas pipelines made it possible to draw a conclusion about the need for complex studies of the «pipe-soil massif» system using modern methods of mechanics of underground structures and mechanics of corrosion destruction in order to prevent depressurization of gas pipelines.*

*According to the terms of operation, 33% of main gas pipelines and 77% of main oil pipelines have been operated for more than 30 years. With the increase in the service life of pipelines with high operational parameters – diameter, pressure, length, new scientific and technical problems appear, among which, first of all, it is necessary to highlight the problem of evaluating and extending the safe service life. Almost any accidents related to the depressurization of the pipeline and the exit of the transported product entail considerable costs. A significant part of the cost goes to fines and environmental restoration (cleaning of soil, water, disposal of contaminated soil).*

**Keywords:** *corrosion resistance, depressurization of gas pipelines, corrosion destruction, welded joint, sweat, soil corrosion activity.*