

КОРОЗІЙНО-МЕХАНІЧНА ПОВЕДІНКА СТАЛЕВИХ ПІДЗЕМНИХ ГАЗОПРОВІДІВ ПРИ НИЗЬКОМУ ТА СЕРЕДНЬОМУ ТИСКАХ

Є. І. Крижанівський¹, М. І. Гончарук²

¹Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ

²НАК "Нафтогаз України", Київ

Надійшла до редакції 12.08.05

Резюме: Виявлена схильність металу газопроводу під дією середовища та механічних напружень до локальної корозії з утворенням глибоких виразок. Встановлено, що в зоні зварного з'єднання значно інтенсифікуються локальні корозійні процеси з утворенням характерних виразок, які є однією з основних причин розгерметизації газопроводу.

Ключові слова: газопровід, корозія, втрати, напруження, виразка, зварне з'єднання.

Е. И. Крыжановский, Н. И. Гончарук. КОРОЗИОННО-МЕХАНИЧЕСКОЕ ПОВЕДЕНИЕ СТАЛЬНЫХ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПРИ НИЗКОМ И СРЕДНЕМ ДАВЛЕНИИ.

Резюме: Обнаружена склонность металла газопровода. Под действием среды и механических напряжений к местной коррозии с образованием глубоких язв. Установлено, что в зоне сварного соединения значительно интенсифицируются локальные коррозионные процессы с образованием характерных язв, которые являются одной из причин разгерметизации газопровода.

Ключевые слова: газопровод, коррозия, потери, напряжение, язва, сварное соединение.

Ye. I. Kryzhanivsky, M. I. Goncharuk. CORROSIVE-MECHANICAL BEHAVIOUR OF BURIED STEEL GAS PIPELINES OF LOW AND AVERAGE PRESSURE.

Abstract: The susceptibility of gas pipeline metal to localized corrosion with the formation of deep pits under the influence of environment and stress has been revealed. In the area of welded junctions there has been determined a considerable intensification of localized corrosion processes with formation of characteristic pits, which are considered to be one of the main reasons of gas pipeline depressurization.

Keywords: gas pipeline, corrosion, losses, stress, pit, welded junctions.

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

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

частині газопроводу. Ця різниця в багатьох випадках така велика, що для збільшення ресурсу конструкції доцільно було б повернути трубу на 180° після експлуатації протягом деякого часу. Піт на зовнішній поверхні ниж-

ньої частини труби виникає внаслідок постійного контакту з ґрунтом: між верхньою частиною труби та ґрунтом в результаті осідання газопроводу утворюється повітряний прошарок.

Вивчення умов експлуатації підземних газопроводів дало можливість зробити висновки про необхідність комплексних досліджень системи "труба-ґрунт", що деформується, сучасними методами механіки підземних споруд та механіки корозійного руйнування з метою попередження розгерметизації газопроводів.

Необхідність врахування корозійної активності ґрунту, яку прийнято оцінювати часом до появи на новому газопроводі першої каверни, складу і фізико-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, таких, як структура та гранулометричний склад, вологість, склад ґрунтового електроліту, загальна кислотність чи лужність ґрунту, концентрація водневих іонів, повітропроникність, окисно-відновний потенціал, електричний опір ґрунтів тощо вказує на складність математичного моделювання системи "труба-ґрунтовий масив", що деформується, та прогнозування довговічності підземного газопроводу.

Вважається, що поведінка сталі газопроводу в ґрунтах у багатьох відношеннях аналогічна її поведінці при повному зануренні у розчини. При цьому переважає електрохімічний механізм корозії з утворенням мікрогальванічних елементів [1]. Проте на підземному газопроводі за рахунок неоднорідності металу труби та гетерогенності ґрунту за фізичними властивостями та за хімічним складом, а також різної аерації виникають ділянки, на яких електродні потенціали помітно відрізняються, що зумовлює утворення мак-



Рис. 1. Зруйнована частина підземного газопроводу: загальний вигляд (а), конфігурація наскрізних пошкоджень (б), розташування пітів вздовж зварного шва (в)

Інновації при видобуванні та транспортуванні природного газу

рогальванічних корозійних елементів (рис. 2). 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 головну небезпеку становить не корозійна

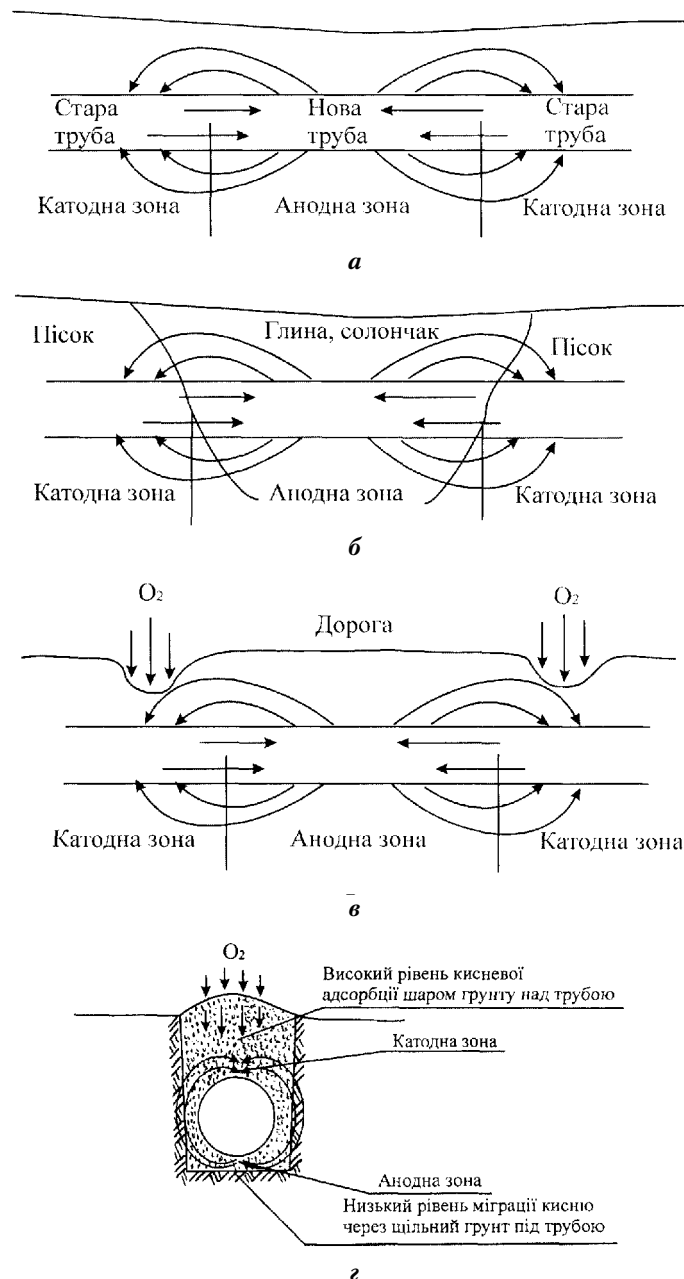


Рис. 2. Утворення макрогальванічних корозійних елементів при неоднорідності металу труби (а), гетерогенності ґрунту (б), перетині трубопроводу дорогою (в), різній аерації (г)

втрата металу, а локальна корозія, яка є основною причиною розгерметизації газопроводів.

У 1996 р. втрати газу, пов'язані з витіканнями із газопроводів, становили в Україні 270,4 млн м³, з яких 85,2 млн м³ – через неякісно виконані зварювальні роботи, 21,6 млн м³ – внаслідок корозії. Приблизно такий самий рівень втрат спостерігався і в 1997–98 рр. Після проведення реорганізації структури нафтогазового комплексу і створення НАК "Нафтогаз України" були вжиті рішучіші заходи щодо їх скорочення. Так, у 1999 р. вони становили вже 198,4 млн м³, у 2000 р. – 188,4 млн м³ [2].

Найвищі показники названих видів втрат газу характерні для західних регіонів України, газопроводи яких є найстарішими, а також для Донбаського регіону, де значна частина газопроводів проходить по територіях гірничих виробок. Так, частка втрат газу у Львівській та Івано-Франківській областях станом на 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 за 2002 р. по-

рівняно з попереднім зменшилися майже на 35 %, чому сприяла заміна у 2002 р. 20,5 км аварійно небезпечних ділянок газопроводів. 20,2 км таких ділянок замінено також в Івано-Франківській області; подібні роботи проводились також у Дніпропетровській, Закарпатській, Чернівецькій, Миколаївській, Одеській, Луганській та Херсонській областях. Капітально відремонтовано 104,3 км газопроводів у Дніпропетровській області, 48 км – у Запорізькій, 13,2 км – у Хмельницькій. Всього в Україні у 2002 р. спеціалістами газових господарств було обстежено на предмет виявлення можливих витікань газу 35,7 тис. км підземних газопроводів. Продовжується така робота і нині.

При дослідженні системи "труба–грунтовий масив", що деформується, неможливо нехтувати корозійним чинником. Тому нами проведено серію випробувань зразків з матеріалу газопроводу в кислих середовищах на трьох рівнях напружень: $\sigma_3 = 200$ МПа, $\sigma_2 = 300$ МПа, $\sigma_1 = 410$ МПа, що становило відповідно 0,8; 1,2 та 1,64 $\sigma_{0,2}$ [3].

Встановлено, що повзучість основного металу при різних рН середовища, як і на повітрі, носить стадійний характер [3]. Вплив рН

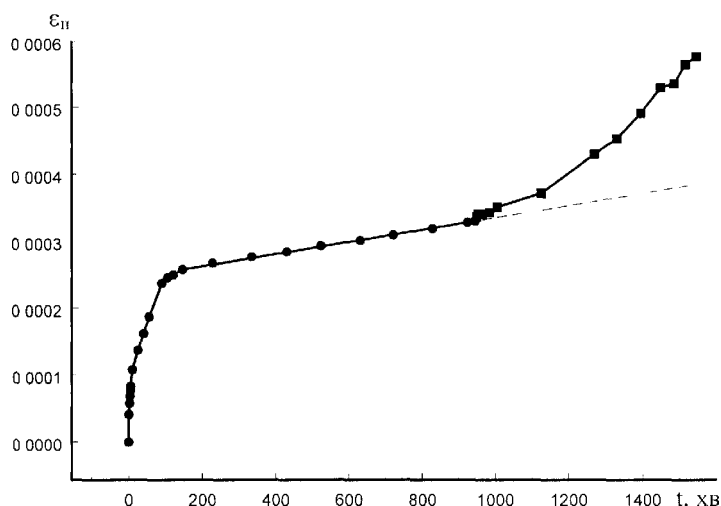


Рис. 3. Вплив корозійного середовища на усталену повзучість сталі газопроводу (розчин – 0,1 моль НСІ, напруженість – 410 МПа): ● – область повзучості на повітрі, ■ – область корозійної повзучості

середовища відчутний як на стадії неустале-ної так і на стадії усталеної повзучості, що засвідчують спеціальні дослідження (рис. 3). Щоб коректно виявити вплив середовища, випробовування проводили в такій послідовності. Спочатку поміщали експериментальний зразок у 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-мольного розчину хлоридної кис-

лоти HCl і продовжували випробовування. Таким чином, 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 середовища. Зі збільшенням рН при $\sigma = \text{const}$ приріст повзучості $\Delta\varepsilon_{\text{ПК}}$ за час t зменшується, і тим відчутніше, чим більший рівень напружень (рис. 4, а). Зауважимо, що незначний приріст повзучості спостерігався

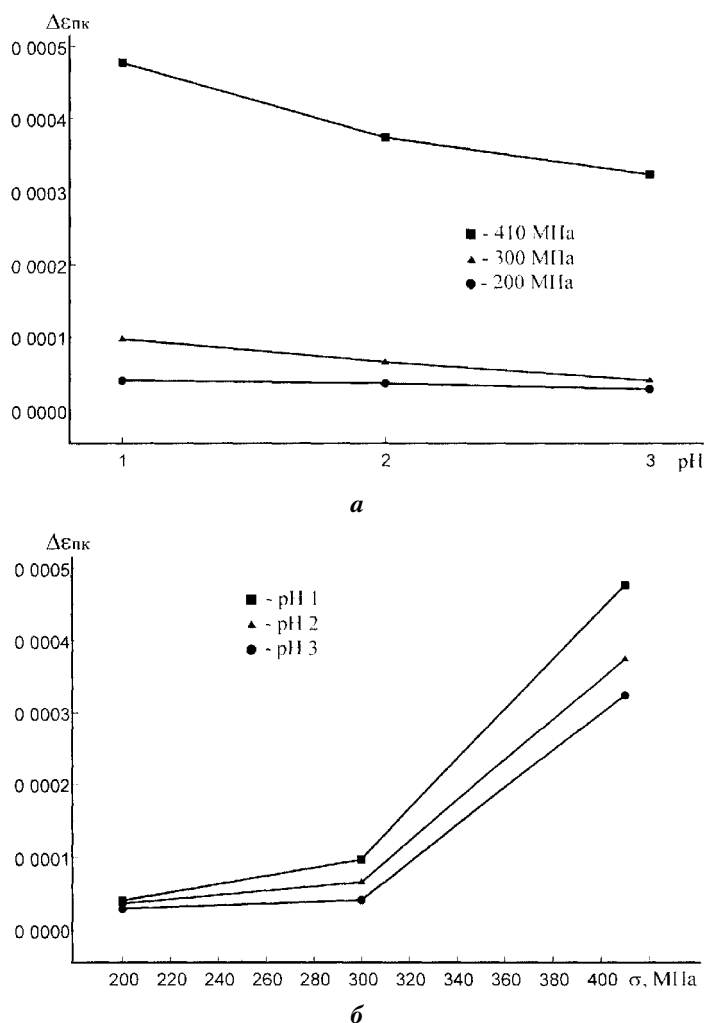


Рис. 4. Залежність приросту повзучості від рівня напружень (а) та рН середовища (б) (основний метал; $t = 600$ хв)

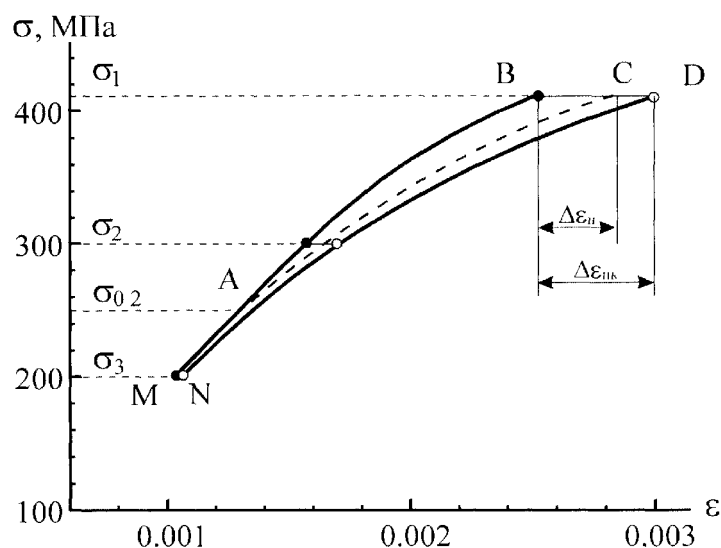


Рис. 5. Розширення ОНП в середовищі 0,1-мольного розчину НСІ при $t = 600$ хв (сталь 10)

при $\sigma_3 = \sigma_{0,2}$, тобто на ділянці пружної деформації, що зумовлено виключно корозійним чинником.

Зростання напружень при $\text{pH} = \text{const}$ посилює повзучість, особливо коли pH дорівнює 1, на що вказують прирости $\Delta\epsilon_{\text{ПК}}$ (рис. 4, б). В пружній області статичного навантаження спостерігається незначне зменшення $\Delta\epsilon_{\text{ПК}}$ при збільшенні pH .

Таким чином, на сталі газопроводу при експлуатаційних температурах експериментально виявлено значне розширення області повзучості в кислих середовищах і показано, що під впливом середовища 0,1 М НСІ повзучість при $\sigma = 0,8 \sigma_{0,2}$ стає відчутною (рис. 5).

При визначенні залежності електродного потенціалу зразків від pH середовища при різних напруженнях встановлено, що при збільшенні pH від 1 до 2 кінетика потенціалу помітно змінюється, а саме замість повільного зростання на початковій стадії маємо спадання потенціалу. Це явище пов'язане, на нашу думку, із адсорбцією хлорид-іонів на поверхні зразка. Вони, як відомо, здатні спричинити деяку пасивацію поверхні, утруднюючи розрядку на ній іонів H^+ .

При $\text{pH} = 1$ їх кількість набагато більша, ніж при $\text{pH} = 2, 3$. Крім того інтенсивна корозія в сильно кислому середовищі швидко призводить до пошкодження поверхні, що, в свою чергу, сприяє кращій адсорбції іонів Cl^- на поверхні зразка і, водночас, ускладнює зворотний процес десорбції та подальшого переходу їх у дифузний шар. В результаті спостерігаємо незначну пасивацію поверхні на початковій стадії (120...240 хв.), після якої настає стабілізація потенціалу, що відповідає встановленню термодинамічної рівноваги процесів адсорбції–десорбції на фоні сталої активності іонів H^+ , зумовленої лише їх концентрацією.

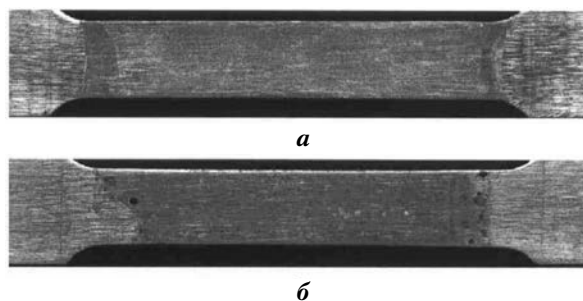


Рис. 6. Типові корозійні пошкодження при $\text{pH} = 1$ (а) та $\text{pH} = 3$ (б) (основний метал, $T = 293$ К)

Збільшення часу стабілізації від 120 до 240 хв. при збільшенні напружень від 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.

При переході до $pH = 2, 3$ корозійний чинник помітно нівелюється, пошкодження поверхні незначні і адсорбція іонів Cl^- проходить гірше, а десорбція навпаки, краще. Водночас концентрація іонів H^+ достатня для їх ефективної розрядки, і при значному зменшенні адсорбції хлорид-іонів це стає причиною спадання потенціалу на початковій стадії з наступною стабілізацією. Як і при $pH = 1$, час установаження на ділянці 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 дають важливу інформацію та дають можливість глибше зрозуміти механізм корозійних процесів. Іншим важливим джерелом інформації є вивчення характеру та швидкості корозії, їх зміни під дією різноманітних факто-

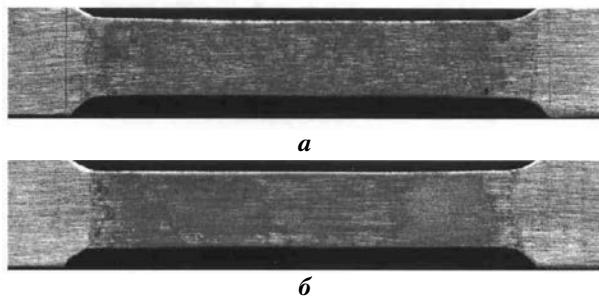


Рис. 7. Характер корозійних пошкоджень у зоні стискування (а) та розтягу (б): $pH = 3$; напруженість – 410 МПа; $T = 293$ К

рів. На рис. 6 показано типові корозійні пошкодження основного металу труби при різних pH .

При $pH = 1$ бачимо відносно рівномірну корозію, що пов'язано з великою концентрацією, а отже, і активністю іонів H^+ , які й зумовлюють агресивність середовища. Роль мікрогальванічних елементів невелика, локальна корозія проявляється слабо. При збільшенні pH ця активність спадає, що сприяє збільшенню ролі мікрогальванічних елементів та прояву локальної корозії (рис. 6, б). Також починає візуально спостерігатися і вплив напружень: якщо у зоні стискування локальна корозія відносно рівномірно покриває поверхню зразка, то у зоні розтягу спостерігається чіткий поділ на анодну та катодну зони (рис. 7).

Інший прояв локальної корозії – корозія на границі розділу фаз "занурений метал – незанурений метал". Цей вид локальної корозії, який проявляється і при низьких pH , за невеликий час спричиняє утворення глибоких (до 0,1 мм) виразок (рис. 8).

Оскільки при пошкодженні зовнішньої ізоляції підземного газопроводу одразу утворюється згадана вище границя розділу фаз, то такий прояв корозії є надзвичайно небез-

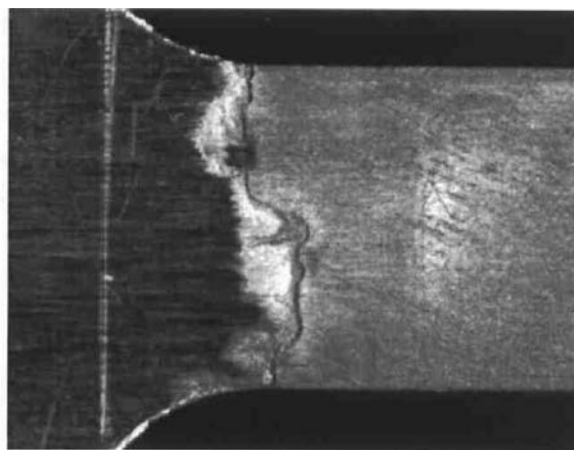


Рис. 8. Корозійна виразка вздовж границі розділу фаз "занурений метал–незанурений метал": $pH = 1$; $T = 293$ К; $t = 600$ хв

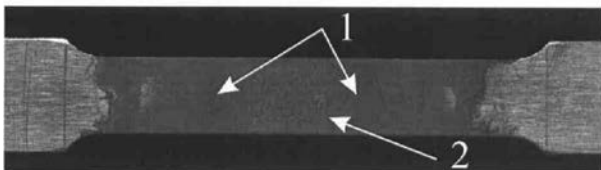


Рис. 9. Типові корозійні пошкодження в області зварного з'єднання (зона розтягу): 1 – інтенсифікація корозії в близькошовній зоні; 2 – корозійна виразка вздовж границі розділу "метал-шов" (рН = 1; $T = 293 \text{ K}$; $t = 600 \text{ хв}$)

печним, і, на нашу думку, найчастіше закінчується наскрізним пошкодженням та як наслідок – розгерметизацією трубопроводу.

Поява зварного з'єднання значно активізує процеси локальної корозії, насамперед через виникнення гальванічної пари "основний метал-шов" та зміни структури (а отже, і електрохімічної активності металу) в близькошовній зоні.

На рис. 9 показано типові корозійні пошкодження зони зварного з'єднання.

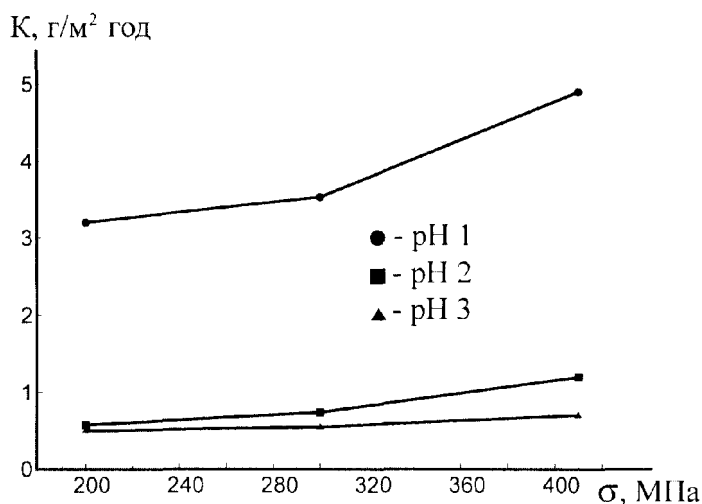


Рис. 10. Залежність швидкості корозії від рівня напружень (основний метал, $T = 293 \text{ K}$)

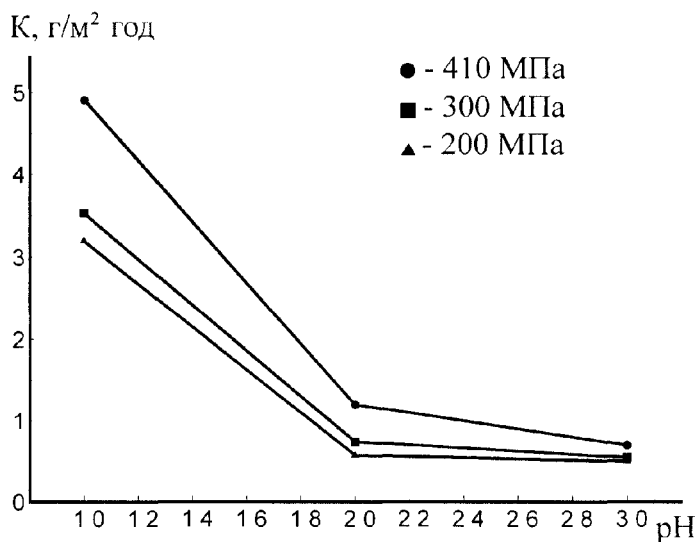


Рис. 11. Залежність швидкості корозії від рН середовища (б) (основний метал, $T = 293 \text{ K}$)

Бачимо яскраво виражену інтенсифікацію корозії в області шва та близькошовній зоні, яка відіграє роль анода. Також спостерігається корозійна виразка вздовж границі розділу "метал–шов", хоча, природно, не така глибока, як вздовж границі розділу "занурений метал–незанурений метал". У зоні стискування корозійні пошкодження проявляються не так суттєво, оскільки стискаючі напруження ускладнюють процеси відриву іонів Fe^{2+} від поверхні та збільшують роботу виходу електрона.

Залежність загальної швидкості корозії від рН середовища та a показано на рис. 10 та 11.

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 локальною, загальна швидкість якої істотно не змінюється в широкому діапазоні рН, а зміна швидкості у місцях локальних пошкоджень відчутно не позначається на загальній втраті маси. Водночас напруження і далі чинять відчутний вплив на швидкість локальної корозії, що проявляєть-

ся в помітному її збільшенні та, як наслідок, поглибленні утворених пітів і виразок, особливо у зоні 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 близькошовній зоні (рис. 9), 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 розгерметизації.

ЛІТЕРАТУРА

1. **Гончарук М. І.** Корозія та розгерметизація газопроводів // Нафт. і газова пром-сть. – 2003. – № 2. – С. 56–57.
2. **Гончарук М. І.** Аналіз причин втрат природного газу // Нафт. і газова пром-сть. – 2003. – № 1. – С. 51–53.
3. **Гончарук М. І., Крижанівський Є. І., Побережний Л. Я.** Корозійно-механічна поведінка металу газопроводу // Науковий вісник Національного технічного університету нафти і газу. – 2003. – № 1(5). – С. 54–59.