

# НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

УДК 620.193

## Основні закономірності стрес-корозійного розтріскування магістральних газопроводів

С. Г. Поляков, А. О. Рібаков

Інститут електрозварювання ім. Е. О. Патона НАН України, Київ, Україна

*Найбільш небезпечним для лінійної частини магістральних газопроводів є корозійне розтріскування під напругою або стрес-корозійне розтріскування металу труби. Розглянуто причини (механізм) утворення і розвитку тріщин. Розуміння цих питань дозволить правильно застосовувати методи ідентифікації, діагностики та прогнозування такого виду руйнування на ранніх стадіях розвитку. Найбільш повно спільний вплив внутрішніх і зовнішніх чинників на корозійне розтріскування магістрального газопроводу можна пояснити за допомогою імовірнісної локально-електрохімічної теорії корозії. В її основі лежить імовірнісний характер виникнення локальних корозійних пошкоджень. Використано імовірнісний підхід при розробці концепції стрес-корозійного розтріскування. Визначено чинники, що провокують виникнення локальних осередків пошкодження. Показано, що на схильність трубопроводу до стрес-корозійного розтріскування в певній мірі впливають технологічні операції, пов'язані з формуванням труби при її виготовленні. Проведено моделювання корозійних процесів, що протікають на потенційно стрес-корозійно небезпечній ділянці магістрального газопроводу.*

**Ключові слова:** стрес-корозійне розтріскування, локально-електрохімічна теорія корозії, ґрунтовий електроліт, потенціал, швидкість корозії, поляризаційні криві.

У даний час найбільш небезпечним для лінійної частини магістральних газопроводів є корозійне розтріскування під напругою (КРН) або стрес-корозійне розтріскування (СКР) металу труби [1]. Уперше цей вид корозійного руйнування був зареєстрований в 1965 р. на Трансканадському газопроводі, пізніше, в 70-і роки – на газопроводах Середньої Азії та в 90-і роки – у північній частині Росії. В останній час у Черкаській області (Україна) зареєстровано три випадки СКР на магістральному газопроводі “Уренгой–Помари–Ужгород”. Газопровід побудований в 1982 р. із труб діаметром 1420 мм категорії міцності X-70. Аварії відбулися на ділянках газопроводу поблизу (до 5 км) компресорних станцій (КС) і супроводжувалися вибухом і загорянням газу. У результаті аварій утворилися котловани довжиною до 50 м, шириною до 30 м і глибиною до 10 м із зоною термічної поразки в радіусі до 750 м, розліт осколків при цьому сягав 500 м.

Для зниження рівня стрес-корозійної небезпеки дуже важливо знати причини (механізм) утворення і розвитку тріщин [1–6]. Розуміння цих питань дозволить правильно застосовувати методи ідентифікації, діагностики та прогнозування даного виду руйнування на ранніх стадіях.

Стрес-корозійне розтріскування трубопроводів – це специфічне корозійне розтріскування, що ініціюється і розвивається на зовнішній поверхні труби при використанні ізоляційного покриття і катодного захисту при одночасному впливі розтяжних напружень і корозійно-активного середовища. Найбільш повно спільний вплив внутрішніх і зовнішніх чинників на корозійне розтріскування магістрального газопроводу пояснює *імовірнісна локально-електрохімічна теорія корозії*. В основі теорії лежить імовірнісний характер виникнення локальних корозійних пошкоджень.

При розробці концепції СКР використовуємо імовірнісний підхід. При цьому припустимо, що виникнення локальних корозійних пошкоджень є випадковим. Аналіз даних щодо стрес-корозійного руйнування труб дозволяє виділити зовнішні та внутрішні чинники, які ініціюють його протікання:

специфічні ґрунтові умови, що характеризуються вмістом у ґрунті карбонат-, бікарбонат іонів, хлоридів, бактерій, води;

погіршення якості захисних покриттів, що супроводжується відшаруванням, зморщенням, здуттям гумо-бітумної та стрічкової ізоляції;

рівень кільцевих напруг більше 0,60...0,75 границі текучості ( $\sigma_{0,2}$ ), а також наявність циклічного напруження;

хімічна та структурна неоднорідність трубних сталей та їх зварних з'єднань;

дефекти металургійного та технологічного характеру, що виникають у процесі виробництва труб;

наявність неметалічних включень гострої рядкової форми, в основному у вигляді сульфідів та оксидів марганцю;

критичний діапазон електрохімічних потенціалів;

підвищення температури, що призводить до найбільшого числа аварій на газопроводах (табл. 1);

наявність зварного з'єднання, зокрема зони термічного впливу;

дефекти поверхні труби (смуги, подряпини, подрізи, вм'ятини та ін.).

Отримані експериментальні дані свідчать про переваги саме імовірнісної локально-електрохімічної теорії корозії. Згідно з цією теорією у процесі СКР газопроводів можна виділити ряд послідовних стадій (рис. 1).

На *першій* стадії трубопровід перебуває у вихідному стані з адгезійним і непошкодженим захисним покриттям. Стінка труби перебуває в законсервованому стані і практично не зазнає ніяких змін. Однак природа захисного покриття така, що в ньому під дією градієнта концентрації протікають такі дифузійні процеси, як транспортування молекул води і кисню. Тривалість першої стадії залежить від якості захисного покриття, його товщини, агресивності ґрунту і може складати декілька років.

На *другій* стадії вода, кисень, вуглекислий газ і молекули інших речовин із навколишнього середовища, проникаючи через захисне покриття, досягають поверхні металу. Створюються умови для підриву захисного покриття, під яким починає формуватися моно- або полімолекулярна плівка води з розчиненими в ній киснем, вуглекислим газом та ін. Швидкість цього процесу визначається водопроникністю ізоляції та силою її адгезії до металу. Залежно від природи захисного покриття і характеру навколишнього середовища тривалість цієї стадії може складати від декількох місяців до 5–10 років.

Т а б л и ц я 1

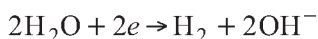
**Характеристики ділянок магістральних газопроводів,  
на яких відбулися стрес-корозійні аварії**

№ руйнування	Газопровід	Розмір труби, мм	Відстань від охоронного крану КС, км	Дата здачі газопроводу в експлуатацію	Дата руйнування	Інкубаційний період, роки	Довжина зруйнованої ділянки, м
1	Уренгой Центр I	1420×15,7	14,9	06.84	04.05.89	4,9	30
2	Уренгой Новопсков	1420×15,7	15,4	01.83	04.07.90	7,5	40
3	Уренгой Ужгород	1420×15,7	3,7	07.83	21.06.92	9,0	18
4	Уренгой Центр II	1420×15,7	8,0	03.85	28.07.92	7,0	30
5	Уренгой Петровськ	1420×16,5	9,8	03.82	01.01.93	10,7	15
6	Ямбург Єлець I	1420×15,7	15,0	06.86	20.01.93	6,5	35
7	Ямбург Єлець I	1420×15,7	14,9	06.86	23.01.93	6,5	19
8	Уренгой Ужгород	1420×15,7	2,2	07.83	05.04.94	10,7	22
9	Уренгой Петровськ	1420×16,5	33,3	03.82	10.11.94	12,5	21
10	Уренгой Центр I	1420×15,7	30,0	06.84	19.12.94	10,5	10
11	Ямбург Єлець I	1420×15,7	37,2	06.86	09.07.95	9,0	18



Рис. 1. Схематичне зображення процесу розвитку СКР стінки трубопроводу: 1 – вихідний стан (труба з непошкодженим покриттям); 2 – дифузія молекул води, кисню, вуглекислого газу через покриття; 3 – підрив покриття під дією катодного захисту; 4 – пасивація поверхні трубної сталі в карбонат-бікарбонатному середовищі та утворення пасивної плівки з оксидів і карбонатів заліза; 5 – лімітуюча стадія, пробій пасивної плівки та зародження пітінгів; 6 – утворення сітки мікротріщин у полі розтяжних напружень; 7 – коалесценція мікротріщин і розвиток магістральної тріщини.

На *третьій* стадії спостерігається подальший підрив захисного покриття за рахунок виділення водню:



і електрохімічної деструкції при катодному захисті. На поверхні металу утворюється фазова плівка електроліту з розчиненим у ній киснем, вуглекислим газом та іншими компонентами. Вуглекислий газ взаємодіє з гідроксид-іоном з утворенням бікарбонат-іона, який, в свою чергу, вступає в реакцію з гідроксид-іоном з утворенням карбонату:



Хімічний аналіз сполуки електроліту під плівкою в натурних умовах показує, що основними його компонентами є солі лужних та лужноземельних металів: карбонати, бікарбонати, сульфати та хлориди. При цьому за рахунок катодного захисту спостерігається зсув рН поверхневого шару електроліту у лужну область до 8–9.

На *четвертій* стадії відбувається пасивація поверхні трубної сталі в лужному карбонат-бікарбонатному середовищі та утворення пасивувальної плівки, що складається з оксидів і карбонатів заліза. Пасивувальна плівка, що утворюється, сповільнює процес корозії стінок труби. Однак такий пасивний стан сталі досить нестійкий.

На *п'ятій* (лімітуючій) стадії під впливом активуючих чинників відбувається пробій пасивної плівки з утворенням локальних осередків корозії – пітінгів. Серед активуючих чинників відзначимо наступні:

присутність галогенідних іонів Cl, Br, I, що характеризуються специфічною адсорбцією на поверхні сталі;

мікропластична деформація пасивувальної плівки, що виникає в результаті дії кільцевих розтяжних напружень і поверхневого захисного шару і призводить до надривів металу та формування локальних осередків корозії;

утворення щілин під покриттям, в яких суттєво гальмуються процеси доставки кисню і відводу продуктів реакції, що також провокує пробій захисної плівки.

Ця стадія визначається складом електроліту під захисним покриттям, станом поверхні металу та його природою. Як вже відзначалося, процес зародження пітінгів у значній мірі має імовірнісний характер, однак на нього досить сильно впливають ступінь шорсткості поверхні металу, наявність на ній подряпин, надривів, зварювальних дефектів та інших чинників, що ініціюють процес корозійних пошкоджень.

На *шостій* стадії спостерігається трансформація утворених пітінгів у мікротріщини в полі розтяжних напружень. Після локального мікрокорозійного пошкодження подальший його розвиток можливий в одному з двох напрямків. Швидкість росту частини пітінгів, яка не має стійкої тенденції до зростання, згодом уповільнюється. Стінки і дно пітінгів пасивуються, і анодний процес у них сповільнюється. Інша частина пітінгів у процесі росту потрапляє на неоднорідності поверхні, дислокації, дефекти, причому дно

пінгга трансформується в вершину мікротріщини. Утворюється сітка мікротріщин. Ця стадія також носить випадковий характер і визначається імовірністю виникнення мікротріщини на дні зростаючого пінгга.

Сьома, заключна стадія – коалесценція мікротріщин, які об'єднуються спочатку в колонії тріщин, а колонії – в одну магістральну тріщину, що стрімко розвивається і призводить до катастрофічного СКР газопроводу. Металографічні дослідження тріщин, що утворюються на реальних газопроводах, і тріщин, отриманих у лабораторних умовах, виявляють певну подібність (рис. 2). Характер руйнування реальної труби є крихкий. Зерна фериту і перліту практично не деформовані і лише на окремих ділянках спостерігається деформація фериту. Продукти корозії, що утворилися на стінках труби в реальних умовах, – це утворення оксидів заліза і марганцю та карбонату заліза. На стінках тріщин, що отримані в лабораторних умовах, виявлено продукти корозії темно-сірого кольору, що являють собою, очевидно, карбонат заліза. Стрес-корозійний характер тріщин свідчить про наявність вторинних тріщин, які відтворюють форму магістральної тріщини.

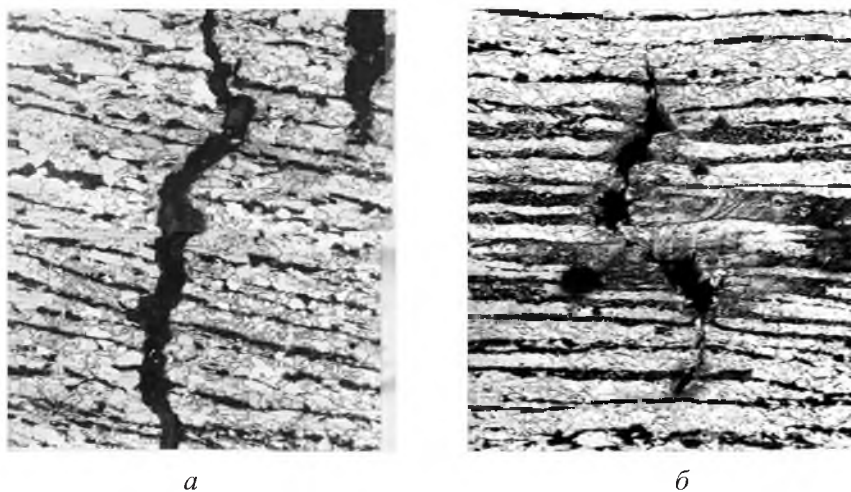


Рис. 2. Стрес-корозійна тріщина, що утворилася на газопроводі діаметром 1420 мм у районі Краснотуріньська (а), і тріщини, отримані в лабораторних умовах (б).

Альтернативною теорією СКР магістральних газопроводів є механізм водневого окрихчення металу. При наводнюванні металу відбувається оклюзія водню та його локалізація на неметалічних включеннях і внутрішніх дефектах, у результаті чого всередині металу виникають мікротріщини, здатні в полі розтяжних напружень трансформуватися в стрес-корозійні тріщини. Із метою зниження схильності газопроводу до СКР, що протікає за таким механізмом, особливу увагу варто приділяти структурі сталі та її хімічному складу. Необхідно застосовувати термообробку та контрольовану прокатку, що сприяють підвищенню структурної і хімічної однорідності металу, зменшенню концентрації неметалічних включень та надають їм округлої форми. Однак слід зазначити, що останнім часом з'явилися дані, згідно з якими викликає сумнів реалізація механізму водневого окрихчення. У ряді робіт із дослідження аварійних трубопроводів показано, що в процесі експлуатації в

“стрес-корозійних” умовах загального наводнювання тіла труби не відбувається. До деякої міри наводнювання металу спостерігається тільки в місцях, що прилягають до стрес-корозійного зламу. Імовірна локально-електрохімічна теорія СКР магістральних газопроводів є більш універсальною та пояснює багато особливостей процесів зародження і розвитку стрес-корозійних тріщин.

Стрес-корозійні тріщини, як правило, орієнтовані вздовж поздовжнього шва на відстані від 0 до 250 мм від лінії сплавлення. Це можна пояснити тим, що при намотуванні захисного покриття на трубу має місце розтягування покриття на посиленні шва, в результаті чого на трубі з’являються ділянки металеві поверхні з ослабленою адгезією ізоляції. Завдяки “наметовому ефекту” вздовж зварного шва на відстані, яку можна порівняти з висотою посилення шва, з’являється смуга металу шириною в кілька міліметрів із менш ефективним захистом у порівнянні з іншою стінкою труби (рис. 3).

Волога, дифундуючи через покриття, скупчується в першу чергу на ділянках поверхні труби з ослабленою адгезією покриття. Формується порожнина, заповнена корозійно-активним середовищем, в якій локальні корозійні процеси концентруються в щілині вздовж лінії відриву ізоляції. Це сприяє формуванню ланцюга тріщин, орієнтованих вздовж поздовжнього шва.

На схильність трубопроводу до СКР в певній мірі впливають технологічні операції, пов’язані з формуванням труби при її виготовленні. Цей вплив може бути зумовлений, наприклад, пошкодженням поверхневого шару металевих листів на стадії загибання кромки за допомогою роликів. Після цієї операції на зовнішній і внутрішній поверхні труби залишаються сходинок (вм’ятини) висотою 0,1–0,8 мм (рис. 4). Сходинок орієнтовані вздовж поздовжнього зварного шва і розташовані від нього на відстані 0–200 мм. Дані, отримані з використанням електронної мікроскопії, свідчать про суттєве зростання щільності дислокацій в приповерхневому шарі металу під сходиною: від  $1 \cdot 10^8$  до  $1 \cdot 10^{11}$  см<sup>-2</sup>.



Рис. 3

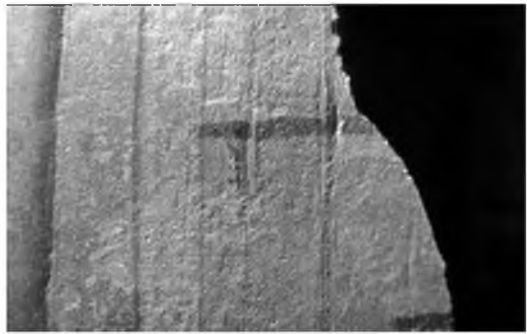


Рис. 4

Рис. 3. Ділянки поздовжнього зварного шва з ослабленою адгезією покриття на діючому газопроводі.

Рис. 4. Сходинок, що утворилися на поверхні металевих листів на стадії підгинання кромки за допомогою роликів-реборд.

Утворення під сходиною дислокацій з підвищеною щільністю призводить до активування металеві поверхні та зсуву потенціалу корозії цієї локальної ділянки в катодну область. За нашими даними, різниця потенціалів ко-

розії між основним металом та дефектною ділянкою може сягати 200...300 мВ. Виникає гальванічний елемент, площа поверхні основного металу (катод) якого набагато більша, ніж площа поверхні дефекту (анод). Відношення площі катода до площі анода складає 100 і більше. Завдяки цьому дефектна ділянка анодно поляризується на 200...300 мВ, виникає локальний гальванічний струм, густина якого сягає  $1 \cdot 10^{-4} \dots 1 \cdot 10^{-5}$  А/см<sup>2</sup>. Автори розрахували втрату металу згідно з законом Фарадея. Показано, що при такій густині струму швидкість зростання корозійної тріщини складає 0,5...1,0 мм/рік. За такої швидкості локальні стрес-корозійні тріщини глибиною 6–12 мм, які спостерігалися на аварійних ділянках газопроводу “Уренгой–Помари–Ужгород” у 2003–2005 рр., утворювалися на протязі 6–24 років.

У роботі проведено моделювання корозійних процесів, що протікають на потенційно стрес-коррозійно небезпечній ділянці реального газопроводу. Для цього використовували зразки металу з аварійних ділянок. Основний метал являє собою маловуглецеву сталь, мікролеговану ванадієм і ніобієм або титаном, яка за хімічним складом задовольняє вимогам ТУУ 3-995-81, що висуваються до сталей категорії Х70.

На аварійних ділянках відбирали проби ґрунтового електроліту, з якого готували розчин для зняття поляризаційних кривих. У ґрунтовому електроліті за допомогою методу атомно-абсорбційної спектроскопії виявлено підвищений вміст сірки і фосфору (табл. 2).

Т а б л и ц я 2

**Вміст (г/л) сірки і фосфору в пробах ґрунтового електроліту**

№ проби	S	P
1	0,040	0,052
2	0,048	0,026
3	0,014	0,068
4	0,024	0,023

Для обґрунтування можливості протікання окремих стадій стрес-корозійного руйнування досліджено електрохімічну та корозійно-механічну поведінку сталі Х70 у слаболужних і слабокислих середовищах, що моделює умови ґрунтової корозії трубопроводів. Досліджували вплив таких факторів, як концентрація NaHCO<sub>3</sub>, наявність щілини, ступінь аерації, присутність хлор-іонів, температура та ін.

Знято поляризаційні криві в карбонатних середовищах різної концентрації в аерованих і деаерованих умовах за різних температур. На рис. 5 показано поляризаційну криву, зняту на сталі 09Г2БТ у деаерованому 1 М розчині NaHCO<sub>3</sub>. Анодна крива свідчить, що сталь перебуває в пасивному стані. При потенціалі –0,6 В чітко спостерігається пік, що відповідає, очевидно, утворенню захисної плівки карбонату заліза. Після витримки електрода при цьому потенціалі на поверхні металу дійсно утворюються світло-сірі продукти корозії, які ідентифіковані як FeCO<sub>3</sub>. У діапазоні потенціалів –0,4...1,0 В сталь знаходиться в пасивному стані. При потенціалі пробою

відбувається повне порушення пасивності і наступає активне анодне транспасивне розчинення металу.

Аналогічно поводить себе сталь 09Г2БТ в 0,1 і 0,01 М розчинах  $\text{NaHCO}_3$  (рис. 5). Однак в 0,1 М розчині на анодній кривій з'являється другий пік. Після витримки електродів при потенціалі другого піка, рівного приблизно  $-0,3$  В, на поверхні металу виникає плівка продуктів корозії жовто-коричневого кольору, що складається з оксидів і гідроксидів заліза. В 0,01 М розчині обидва анодних піка зливаються в один широкий, що призводить до зменшення області пасивності сталі.

Аналіз поверхні металу після зняття поляризаційної кривої показує, що на поверхні металу в 1 М розчині пітинги відсутні, а в розчинах меншої концентрації вони виникають, причому зі зменшенням концентрації  $\text{NaHCO}_3$  їхня щільність і глибина зростають.

На рис. 6 показано поляризаційну криву 1, що знята в 0,1 М розчині  $\text{NaHCO}_3$  на електроді зі штучною щілиною. Видно, що наявність щілини руйнує пасивність металу, оскільки процес депасивації відбувається за більш негативних потенціалів. На поверхні металу формується ланцюжок глибоких пітингів, орієнтованих уздовж лінії контакту модельного покриття з поверхнею металу.

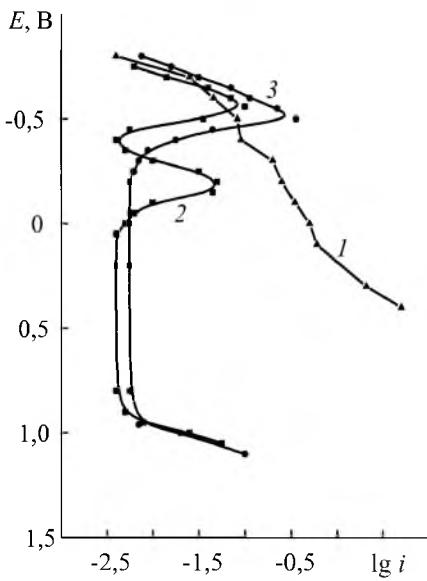


Рис. 5 (i,  $\text{mA}/\text{cm}^2$ )

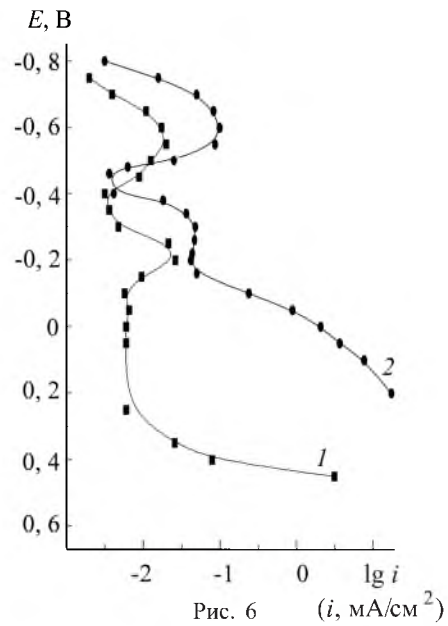


Рис. 6 (i,  $\text{mA}/\text{cm}^2$ )

Рис. 5. Поляризаційні криві на сталі 09Г2БТ у деаерованих розчинах  $\text{NaHCO}_3$  різної концентрації: 1 – 0,01 М; 2 – 0,1 М; 3 – 1 М.

Рис. 6. Поляризаційні криві сталі 09Г2БТ в 0,1 М розчині  $\text{NaHCO}_3$ : 1 – у штучній щілині; 2 – 0,001 М.

Введення хлорид-іона в 0,1 М розчин  $\text{NaHCO}_3$  також порушує пасивність металу і призводить до того, що процес утворення пітингів починається при більш негативних потенціалах (на рис. 6 крива 2). На поверхні металу після зняття кривої виявляються гостролокалізовані глибокі пітинги з досить великою щільністю розподілу.



В основу діагностування схильності магістральних газопроводів до СКР покладено електрохімічні параметри, які визначали в процесі обстеження. Як основні критерії визначено 14 чинників. Розглядається класичне і некласичне розтріскування. Кожному критерію відповідає певний бал. Найбільші бали (до 2–2,5) мають шість наступних критеріїв.

1. Електрохімічний потенціал.
2. Швидкість корозії металу газопроводу в дефекті захисного покриття.
3. Стан поверхні металу труби, що визначається технологією виробництва труби і технологією будівництва газопроводу.
4. Наявність електрохімічних шумів.
5. Напружено-деформований стан.
6. Ретроспективний аналіз результатів обстеження корозійного стану газопроводу.

У залежності від важливості критерію бал може змінюватися в певному діапазоні. Максимально можливий сумарний бал прийнято рівним 15.

Як приклад розглянемо результати обстеження газопроводу “Уренгой–Помари–Ужгород” на відстані 21,6 км від КС “Ставищанська”. Виявлено 20 ділянок із пошкодженням захисного покриття. Кожна з ділянок газопроводу з пошкодженим захисним покриттям може виявляти схильність до СКР. Тому всі ці ділянки проаналізовано на основі даних, отриманих при обстеженні газопроводу. При аналізі використано також дані з проектної, виконавчої і експлуатаційної документації. Із проектної і виконавчої документації використовували дані щодо типу захисного покриття, технології виробництва і сортаменту труб, товщини стінки труби, висотних відміток, особливостей рельєфу і місцевості, типів ґрунтів, наявності пригрузів і вигинів труб. При цьому враховували десять наступних чинників.

1. Місце розташування газопроводу відносно КС.
2. Технологія виробництва і сортамент труб.
3. Захисне покриття.
4. Товщина стінки труби.
5. Час експлуатації.
6. Електрохімічний потенціал.
7. Швидкість корозії металу газопроводу в дефекті захисного покриття.
8. Напружено-деформований стан.
9. Умови місцевості.
10. Ретроспективний аналіз результатів обстеження корозійного стану газопроводу.

У зв'язку з неможливістю проведення вимірювань були виключені такі критерії, як:

- 1) електрохімічний шум;
- 2) рН електроліту на поверхні металу труби;
- 3) температура;
- 4) морфологія тріщини.

У залежності від ступеня небезпеки тому або іншому чинникові надавали відповідний бал. Чинниками, що призводять до зростання імовірності виникнення СКР газопроводів, є: близькість ділянки до КС; труба діаметром 1420 мм виготовлена з листа з контрольованою прокаткою; одне- або двохшарове

стрічкове захисне покриття; товщина стінки труби 15–20 мм; час експлуатації більше 15 років; поляризаційний потенціал більше  $-0,85$  В (мідно-сульфатний електрод); швидкість корозії металу більше  $0,1$  мм/рік; наявність кільцевих розтяжних напружень більше  $0,6\sigma_T$  і (або) вигинів труб; болотиста місцевість із глинистим ґрунтом; наявність аварій і порушень протикорозійного захисту. За результатами обстеження з 20 ділянок із пошкодженою ізоляцією п'ять мають від 5,1 до 9,0 балів (по 15 бальній шкалі), що дає підставу віднести їх до ділянок із підвищеною стрес-корозійною небезпекою. Інші 15 ділянок (4,2–4,9 балів) відносяться до ділянок із низькою стрес-корозійною небезпекою.

## Висновки

1. Розглянуто найнебезпечніші види корозійних пошкоджень магістральних газопроводів.

2. Запропоновано спосіб діагностування магістральних газопроводів для виявлення схильності до стрес-корозійного розтріскування.

3. Встановлено чинники, що сприяють підвищеній схильності газопроводу до стрес-корозійного розтріскування:

а) близькість до компресорної станції (25 км), що сприяє підвищенню температури металу труби на виході з компресорної станції до  $40^\circ\text{C}$ . При підвищенні температури зростає швидкість хімічних і електрохімічних реакцій в два-три рази на кожні  $10^\circ\text{C}$ , у тому числі швидкість деструкції стрічкової ізоляції та швидкість корозії металу труби;

б) на обстежуваній ділянці використовуються труби, які за досвідом експлуатації мають підвищену схильність до СКР (товщина стінки – 15,7 мм (91,2% загальної кількості труб на обстежуваній ділянці), діаметр – 1420 мм виробництва ХТЗ категорії Х70 контрольованої прокатки (87%));

в) в основному використовується захисне покриття – стрічкове (94,4%), досвід експлуатації, показує, що в цьому випадку виявлено найбільшу кількість аварій;

г) на ділянках зареєстровано високу корозійну активність ґрунту. Згідно з ДСТУ 4219-2003 швидкість ґрунтової корозії металу газопроводу сягає  $0,38$  мм/рік. Швидкість корозії металу в дефекті захисного покриття при працюючій системі ЕХЗ (швидкість залишкової корозії) складає  $0,01$  мм/рік;

д) досить великий час експлуатації – більше 23 років;

е) наявність ділянок газопроводу в напружено-деформованому стані, а саме: на вигинах, опорних частинах і переходах з одного діаметра труби на інший (15,7–18,7 мм).

## Резюме

Наибольшую опасность для линейной части магистральных газопроводов представляет коррозионное растрескивание под напряжением или стресс-коррозионное растрескивание металла трубы. Рассмотрены причины (механизм) образования и развития трещин. Понимание этих вопросов позволяет правильно применять методы идентификации, диагностики и прогнозиро-

вания этого вида разрушения на ранних стадиях. Наиболее полно совместное влияние внутренних и внешних факторов на коррозионное растрескивание магистрального газопровода можно объяснить с помощью вероятностной локально-электрохимической теории коррозии. В ее основе лежит вероятностный характер возникновения локальных коррозионных повреждений. Использован вероятностный подход при разработке концепции стресс-коррозионного растрескивания. Определены факторы, которые провоцируют возникновение локальных очагов коррозии. Показано, что на склонность газопровода к стресс-коррозионному растрескиванию в определенной мере влияют технологические операции, связанные с формированием трубы при ее изготовлении. Проведено моделирование коррозионных процессов, которые протекают на потенциально стресс-коррозионно опасных участках магистрального газопровода.

1. *ДСТУ 4219-2003*. Трубопроводи сталеві магістральні. Загальні вимоги до захисту від корозії. – Чинний від 12.01.2003.
2. *Поляков С. Г.* Електрохімічний моніторинг у захисті від корозії зварних трубопроводів : Автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Київ, 1999. – 274 с.
3. *Sutcliffe J. M., Fessler R. R., Boyd W. K., and Parkins R. N.* Stress corrosion cracking of carbon steel in carbonate solutions // *Corrosion NACE*. – 1972. – **28**, No. 8. – P. 313 – 317.
4. *Fessler R. R.* Status report given on stress corrosion cracking in buried pipelines // *Oil & Gas J.* – 1982. – May 17. – P. 68.
5. *Christman T. K. and Beavers J. A.* Cause of stress-corrosion cracking in pipe // *Ibid.* – 1987. – Jan. 5. – P. 40.
6. *Чвірук В. П., Поляков С. Г., Герасименко Ю. С.* Електрохімічний моніторинг техногенних середовищ. – Київ: Академперіодика, 2007. – 380 с.

Поступила 05. 01. 2009