

УДК 621.51.004

DOI: 10.31471/2304-7399-2025-21(79)-349-357

ДОСЛІДЖЕННЯ СТРЕС-КОРОЗІЇ НА ТРУБНИХ СТАЛЯХ

Я. В. Грудз , А. Є. Вітушинський 

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019;
e-mail: snp@nunge.edu.ua

Як показує простий аналіз, МГ (на тих ділянках, де виявляється стрес-корозія) мають великий діаметр і експлуатуються під великим робочим тиском. Це призводить до того, що механічна напруга в стінці МГ значно вища, ніж в стінках інших трубопроводів. Від дії робочого тиску кільцева напруга більше осової приблизно в 2 рази. Це пояснює той факт, що більшість виявлених стрес-корозійних тріщин орієнтована в повздовжньому напрямі – перпендикулярно найбільшій окружній напрузі. Таким чином, один з чинників, що визначають умови розвитку стрес-корозії, – наявність високої розтягуючої напруги в стінці трубопроводу. Тому, чим ближча напруга до межі пластичності металу, тим швидше розвивається стрес-корозія. Цей вивід міститься в другій назві явища – корозійне розтріскування під напругою. Корозійне розтріскування під напругою магістральних газопроводів – є наслідком трьох основних зв'язаних по місцю та часу процесів: корозійних (електрохімічних), механічних (деформаційних) і сорбційних (адсорбційних і абсорбції). Залежно від переважаючого значення того або іншого процесу можливі різні механізми КРН, у тому числі на різних стадіях розвитку тріщин Будь-яке небезпечне явище на трубопроводах і способи захисту від нього мають бути показані в нормах проектування, будівельних нормах і правилах. Проте, як показує аналіз документів, діючі нині будівельні норми і правила не містять ніяких згадок про стрес-корозію, не пропонують заходів по захисту МГ від цього виду руйнувань. Проте статистичні дані відмов на МГ дають можливість встановити, наступне: стрес корозія спостерігається на газопроводах $D_y > 1020$ мм; час відмови по причині стрес корозії від 4 до 26 років; майже 40% відмов спостерігалось на відстані до 25 км від компресорних станцій. А катодна поляризація може як сповільнювати так і прискорювати розвиток корозійних тріщин.

Ключові слова: магістральний газопровід, стрес-корозія, термін експлуатації, потенціал електрохімзахисту, охрупчення сталі.

Вступ. В Україні система газопостачання являє собою складну систему, що характеризується різним віком і станом магістральних газопроводів. Старіння газопроводів, викликає значне число аварій і

ушкоджень на лінійній частині що ускладнює процес технічної експлуатації газотранспортної системи. У цих умовах задача забезпечення надійності набуває актуальності. З метою безперебійного постачання газу, зниження втрат газу, запобігання аварій і забруднення навколишнього середовища.

Деякі вчені вважають, що із стрес-корозією слід боротися шляхом створення спеціальних марок сталі. У різних марок сталей різна структура, запаси пластичності. Це, поза сумнівом, вплине на швидкість протікання процесів, що призводять до стрес-корозії. Але само явище не буде усунене, поки не виключені умови його протікання (висока механічна напруга і джерела атомарного водню). Крім того, залишається питання: як захистити існуючі трубопроводи, а також чому стрес-корозія розвивається на зовнішній поверхні газопроводу?

Огляд літературних джерел. Визначальними в плані дослідження руйнування трубопровідних сталей в наслідок стрес-корозії слід вважати дослідження Осадчука В.А., Банахевича Ю.В., Драгілєва А.В. [1, 2], в яких викладено наукові основи напруженого стану, прогнозування залишкової міцності та довговічності труб і зварних з'єднань. В працях Є.І. Крижанівського [3, 4], розглянуто основні відомості про корозію, корозійно-механічне руйнування, тріщиностійкість і водневу крихкість трубопровідних сталей.

Теоретичні положення і практичні висновки, зроблені авторами [5, 6], дають змогу оцінити причини і наслідки стрес-корозії (корозійного розтріскування під напруженням).

Метою дослідження являється встановлення закономірностей впливу природних факторів на інтенсивність стрес-корозії на трубних сталей в процесі експлуатації газопроводів.

Дослідження проведено на основі статистичної інформації про технічний стан, режими експлуатації та аварійні відмови (зокрема, зумовлені КРН). Дійсно, як видно на рис. 1, де показаний злам стінки МГ після руйнування від стрес-корозії, метал стінки труби охрупчений і розтрісканий з боку зовнішньої поверхні. Метал з боку внутрішньої поверхні зберігся в пластичному стані. У цьому можна переконатися і за результатами випробувань на розтягування зразків, вирізаних із стінки труби : на їх поверхні до випробувань не було видно тріщин, вони з'явилися на зовнішній поверхні при випробуванні.



Рис. 1. Взірець охрупчення сталі після випробування на розтяг

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 ізоляцією. Але фактично картина дещо інша. Проф. В. В. Притула [7], запропонував встановити наступні рівні катодного потенціалу у зв'язку з проявом різного виду корозійних явищ:

- до 0,55 В – йде загальний процес корозії;
- з 0,6 В – починає активізуватися біокоррозія;
- при 0,67-0,8 В – бікарбонати (карбонати) і нітрати розкладаються з виділенням вільних іонів водню;
- при 0,8-0,85 В – міра захисту досягає 80-90%;
- з 0,85 В – безпечний стан, вільне наводнення не відбувається;
- 0,85-0,9 В - безпечний інтервал;
- при 0,95-1,5 В – починається прояв окислювальних реакцій, пов'язаних з діяльністю мікроорганізмів;
- >1,12 В – починається розкладання води.

Більшість МГ мають плівкову ізоляцію, нанесену в польових умовах. При укладанні і засипці трубопроводу плівкове покриття сповзає вниз разом з ґрунтом і утворює безліч гофр на рівні горизонтального діаметру перерізу і нижче. Крім того, склеюваний шар впродовж короткого часу втрачає адгезійні властивості, і плівка відшаровується від поверхні трубопроводу.

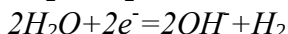
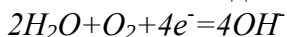
Таким чином плівкове покриття перетворюється на своєрідну оболонку, усередині якої знаходиться трубопровід, а між трубою і оболонкою – ґрунтова вода.



Рис. 2. Стан плівкового покриття

Розподіл електричного потенціалу в такій системі абсолютно відрізнятиметься від того, яке має бути в теорії і згідно з нормою.

При катодному захисті в наслідок дисоціації молекул води та відновленні кисню утворюються іони OH^- згідно реакції



Це підвищує показник pH шару ґрунту. Лугування середовища навколо стінки трубопроводу або відшарування покриття труби.

У ґрунтовій воді багато різних іонів, у тому числі катіонів водню H^+ , які оточені полярними молекулами води. Ці утворення мають загальний позитивний заряд, тому притягуються до негативно зарядженої поверхні труби. Там катіон водню отримує бракуючий електрон від металу (робота ЕХЗ), стає атомом H_2 (на порядки збільшується в розмірі), і цим самим впливає на оточення в кристалічні решітці.

При цьому єдиний електрон атома водню, будучи валентним, продовжує входити до складу електронної хмари металу, а ядро, що залишилося, представляє не що інше, як протон, тобто елементарну частинку, яка може легко проникати углиб металу, створюючи нові об'єднання з іншими елементами. Найбільш вірогідні об'єднання з атомами вуглецю, водню, кисню. Усі такі об'єднання призводять до спотворень кристалічної решітки металу, що утрудняють рух дислокацій. Зниження рухливості дислокацій призводить до зниження пластичності металу, тобто до окрихчування. Крім того, накопичуючись в металі, такі утворення сприяють росту внутрішньої напруги, яка складається із зовнішньої напруги і призводить до розтріскування.

Інші елементи (окрім водню) не можуть привести до такого результату, оскільки жоден з них при втраті валентного електрона не стає елементарною часткою, здатною проникати в метал при звичайній температурі.

Таким чином, обов'язкова умова протікання стрес-корозії – наявність джерела атомарного водню на поверхні металу труб.

Окрім розглянутого джерела атомарного водню (ґрунтова вода і ЕХЗ), можуть бути і інші, наприклад сірководень або продукти життєдіяльності бактерій (біокорозія).

Природно, на швидкість стрес-корозії впливає безліч чинників, відмічених багатьма дослідниками, наприклад: сольовий склад і вологість ґрунту, кислотність, температурний режим, вібрації, залишкова напруга в трубопроводі, напруги від усіх видів навантажень. Тому різні учені, займаючись однією і тією ж проблемою, часто приходили до різних висновків.

На малонавантажених МГ, де робоча напруга не перевищує половини межі плинності металу, стрес-корозія також спостерігається рідко. На магістральних нафто-та нафтопродуктопроводах стрес-корозію вважають за краще не помічати, щоб не створювати собі проблем (людсь-

кий чинник). Але це не означає, що явища немає. Декілька аварій показали, що стрес-корозія все-таки відбувається і на нафтопроводах, але носить локальний характер (на концентраторах напруги). Тому таким руйнуванням зазвичай приписують інші причини, що привели до появи цих самих концентраторів напруги: дефект зварювання, будівельний і заводський брак, неякісний ремонт, низька якість металу.

Якщо запропонований механізм вірний, то захист трубопроводу від стрес-корозії повинен будуватися на видаленні джерел атомарного водню з поверхні трубопроводу. Оскільки ізоляційне покриття і ЕХЗ виключати не можна, залишається підбирати ефективніші ізоляційні покриття. Усі сучасні заводські ізоляційні покриття здатні забезпечити необхідний захист. На старих трубопроводах можливий захист за допомогою покриття "Асгол" і "Лиам". Виявилось, що тільки ці матеріали мають високу адгезію до металу, яка, до того ж, росте з часом. Вони також мають інгібірувальну властивість, що "включає" додатковий механізм захисту. Ці матеріали давно відомі, їх властивості вивчені. На дослідних ділянках проведені десятки (може і сотні) оглядів, усі результати позитивні.

Будь-яке небезпечне явище на трубопроводах і способи захисту від нього мають бути показані в нормах проектування, будівельних нормах і правилах. Проте, як показує аналіз документів, діючі нині будівельні норми і правила не містять ніяких згадок про стрес-корозію, не пропонують заходів по захисту МГ від цього виду руйнувань

Проте статистичні дані відмов на МГ дають можливість встановити, наступне:

- стрес корозія спостерігається на газопроводах $Dy > 1020$ мм;
- час відмови по причині стрес корозії від 4 до 26 років;
- майже 40% відмов спостерігалось на відстані до 25 км від компресорних станцій.

Встановлено фактори що впливають на корозійне розтріскування трубопроводів під напруженням:

- вибір сталі, спосіб виготовлення труб, зварювання, рівень остаточних навантажень;
- утворення концентратів напруження, повздовжньо-орієнтованих поверхневих дефектів, тріщин в поверхневому шарі на краях листів, аномалії на лінії плавлення зварного шва з основним металом;
- підвищені експлуатаційні навантаження (місцева деформація, часті коливання тиску на ділянках прилягаючих до «гарячої сторони»;
- система «трубопровід – ґрунт» при визначеній дії ґрунту;
- порушення та відслоювання ізоляції, контакт трубопроводу із ґрунтовим електролітом.

Корозійне розтріскування під напругою магістральних газопроводів – є наслідком трьох основних зв'язаних по місцю та часу процесів:

корозійних (електрохімічних), механічних (деформаційних) і сорбційних (адсорбційних і абсорбції). Залежно від переважаючого значення того або іншого процесу можливі різні механізми КРН, у тому числі на різних стадіях розвитку тріщин :

- інкубаційному;
- субкритичному;
- завершуючому.

У разі стрес-корозії газопроводів на інкубаційній стадії (стадії зародження поверхневих дрібних повздовжніх тріщин – колонії тріщин) визначальним є корозійний процес, обумовлений механіко-хімічним ефектом.

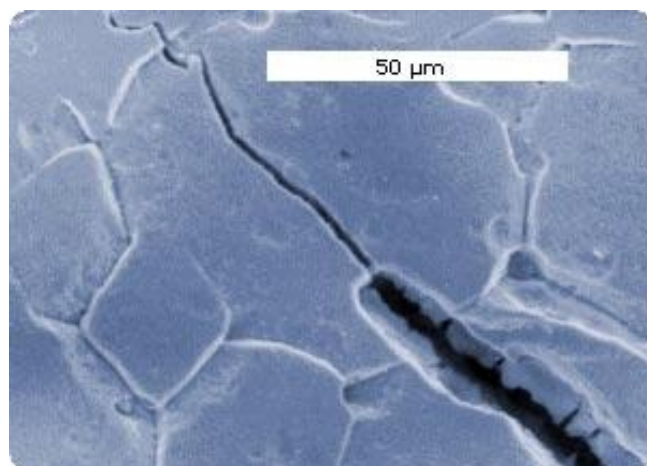


Рис. 2. Інкубаційний період – зародження тріщин

При цьому в наслідок динамічних навантажень деформується кристалічна решітка металу, яка одночасно наводнюється іонами H^+ . Даний іон отримує електрон від трубопроводу (робота ЕХЗ) і перетворюється на атом водню H_2 , що в розмірах набагато більший. Це створює додаткові напруження кристалічної решітки – в свою чергу до зародження тріщини.

На субкритичній стадії (стадії росту тріщин) разом з анодним розтріскуванням у зв'язку з цільовим ефектом гідролізу поступаючого електроліту, підкисленням його, збільшується значущість сорбційного процесу, що проявляються у вигляді наводнення та збільшення пружнопластичної зони вершини тріщини.

На завершальній стадії механічного долому визначальними є деформуючі процеси.

Складність проблеми в тому, що колонії паралельних тріщин являє собою систему сильно взаємодіючих між собою дефектів, розвиток яких підпорядковується надто складним закономірностям порівняно з одиночними.



Рис. 3. Сорбційний – утворення колоній тріщин



Рис. 4. Завершальний – руйнування трубопроводу

По суті колонія стрес-корозійних тріщин являє собою дефект об'ємного характеру. В наслідок цього і швидкість процесів і напружено деформований стан в зоні дефекту змінюється по надскладному закону.

Дотепер не встановлено всі механізми і закономірності КРН, та не отримано достовірних моделей розвитку таких дефектів.

Відомо що катодна поляризація може як сповільнювати та і прискорювати розвиток корозійних тріщин. Існують два основних механізми розтріскування – локального анодного розчинення (ЛАР) металу та водневе охрупчування (ВО) у вершині тріщин. Іноді ці механізми діють одночасно при КРН в будь-яких сталях. Однак в залежності від конкретних умов експлуатації той чи інший механізм може переважати. Відповідно, катодна поляризація (робота ЕХЗ) буде сповільнювати (виключати) ріст тріщин по (ЛАР) та прискорювати по механізму (ВО). А тому необхідно встановити умови при яких буде переважати той чи інших механізм.

Встановлено, згідно механізму водневого охрупчування (ВО), тріщина росте, якщо концентрація водню в металі (C) перевищує певне критичне значення. Його можна оцінити із величини сили току входження водню в метал – i (мкА/см^2)

$$C (\text{Мкг/г}) = i L M / F p D$$

де L – товщина металевої мембрани (см); M – атомна вага водню; F – число Фарадея; p – густина сталі (г/см^3) D – коефіцієнт дифузії водню в сталі (см/с).

Таким чином величини C та i можна розглядати, як критерії небезпеки водневого охрупчення металу. Швидкість входження в сталь водню залежить від інтенсивності виділення його в процесі катодної реакції.

Висновок. Стрес-корозія є характерною загрозою для магістральних газопроводів великого діаметра, що працюють під високим тиском. Під дією навантажень у стінці труби виникають значні розтягуючі напруги, при цьому кільцева напруга удвічі перевищує осьову, що зумовлює формування тріщин уздовж осі трубопроводу. Розвиток стрес-корозії спричинений комплексною дією корозійних, механічних і сорб-

ційних процесів, які визначають механізм і швидкість пошкодження. Аналіз експлуатаційних даних свідчить, що відмови частіше фіксують на газопроводах $D_u > 1020$ мм, переважно на відстанях до 25 км від компресорних станцій, а час до руйнування становить 4–26 років. Чинні норми не враховують цього виду руйнувань, що підкреслює необхідність перегляду нормативної бази та впровадження ефективних методів діагностики і захисту.

Література

1. Осадчук В.А., Андрейків О.Є., Банахевич Ю.В. Залишкова міцність та довговічність ділянок нафтогазопроводів з дефектами. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2014. – 264 с.
2. Осадчук В.А., Банахевич Ю.В., Іванчук О.О. Визначення напруженого стану магістральних трубопроводів в зоні кільцевих зварних швів. / Міжнар. Наук.-техн. журнал «Фізико-хімічна механіка матеріалів». – 2006. – Т.42, №2. – С. 99-105.
3. Крижанівський Є.І., Никифорчин Г.М. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання. НТП у трьох томах. – Івано-Франківськ: 2011.
4. Крижанівський Є.І., Тараєвський С.Й., Тараєвський О. С. Вплив тривалої експлуатації магістральних газопроводів на їх корозійно-втомні властивості. // Спец. Вип. №8 «проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів». – Львів, 2010. С. 57-65.
5. Андрейків О.Є. Електрохімічна модель локальної корозії у вершині навантаження тріщини / О.Є.Андрейків, Н.І. Тимяк // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 1994. – №1. – С. 25-30.
6. Банахевич Ю.В.,Сакара А. Визначення періоду зародження втомних тріщин біля концентраторів напружень. // Машинознавство – 2009. – №5. – С. 31-33.
7. Притула В. В. Визначення електричних полів у системі електроліт-метал.//Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2007. – №2. – С. 71-77.
8. A critical plane gradient approach for prediction of notched HCF life / R.A. Naik, D.B. Lanning, T. Nicholfs // Int. J. Fatigue. – 2005. – P. 481-492.

Стаття надійшла до редакційної колегії 30.10.2025 р.

Прийнято до друку 04.12.2025 р.

RESEARCH STRESS CORROSION ON PIPE STEELS

Ya. V. Grudz , A. E. Vitushynskyi 

Ivano-Franchevy National Technical University of Oil and Gas;

15, Karpatska St., Ivano-Frankivsk, 76019;

e-mail: snp@nung.edu.ua

As a simple analysis shows, MG (in those areas where stress corrosion is detected) have a large diameter and are operated under high operating

pressure. This leads to the fact that the mechanical stress in the MG wall is significantly higher than in the walls of other pipelines. Due to the action of the operating pressure, the annular stress is approximately 2 times greater than the axial stress. This explains the fact that most of the detected stress corrosion cracks are oriented in the longitudinal direction - perpendicular to the largest circumferential stress. Thus, one of the factors determining the conditions for the development of stress corrosion is the presence of high tensile stress in the pipeline wall. Therefore, the closer the stress is to the yield point of the metal, the faster stress corrosion develops. This conclusion is contained in the second name of the phenomenon - stress corrosion cracking. Stress corrosion cracking of main gas pipelines is a consequence of three main processes related in place and time: corrosion (electrochemical), mechanical (deformation) and sorption (adsorption and absorption). Depending on the predominant importance of one or another process, different mechanisms of stress corrosion cracking are possible, including at different stages of crack development. Any dangerous phenomenon on pipelines and methods of protection against it should be indicated in design standards, building codes and regulations. However, as the analysis of documents shows, the current building codes and regulations do not contain any mention of stress corrosion, do not offer measures to protect MG from this type of destruction.

However, statistical data on failures on MG make it possible to establish the following: stress corrosion is observed on gas pipelines $D_y > 1020$ mm; failure time due to stress corrosion is from 4 to 26 years; almost 40% of failures were observed at a distance of up to 25 km from compressor stations. And cathodic polarization can both slow down and accelerate the development of corrosion cracks.

Keywords: *gas main, stress corrosion, service life, electrochemical protection potential, steel embrittlement.*