



5. Orazem M. – Woodhead publishing series in metals and surface engineering, 2014. – Vol. 63. ,

6. Неисправности систем электроснабжения зданий ускоряют коррозию трубопроводов // О.А. Григорьев, В.С. Петухов, В.А. Соколов. - Ж. "Новости электротехники", № 4 (22), 2003.

7. Побережний Л. Я. Електрокорозія трубопроводів у кислих високомінералізованих ґрунтах / Л. Я. Побережний, Г. М. Присліпська, А. В. Яворський, Б. М. Дем'янів // Фізико-хімічна механіка матеріалів, спец. вип. – 2014 – № 10. – С. 549-552.

УДК 621.643

ВНУТРІШНЬОТРУБНА КОРОЗІЯ ПРОМИСЛОВИХ ТРУБОПРОВОДІВ

*М.П.Мазур, Л.Я.Побережний, А.В. Грицанчук
Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу. Україна, 76019, Івано-Франківськ,
Карпатська, 15, poberezhnyu@nung.edu.ua*

Корозія є причиною майже 50% всіх аварій трубопроводів. Корозія представляє собою хімічну чи електрохімічну реакцію між матеріалом, зазвичай металом, та його навколишнім середовищем. Корозія викликає погіршення характеристик металу.

Корозія внутрішньої стінки газопроводу означає присутність значних парціальних тисків CO_2 та/чи H_2S . Це відбувається тоді, коли стінка труби зазнає впливу води та забруднювачів в газі, таких як кисень (O_2), водень сульфід (H_2S), карбон (IV) оксид (CO_2) чи хлорид-іон (Cl^-). Хоча ймовірність присутності значних концентрацій O_2 всередині газопостачального трубопроводу є досить низькою, навіть маленький парціальний тиск O_2 може ставати причиною високої швидкості розвитку корозії в сталевих трубах.

Корозія зазвичай класифікується трьома основними категоріями. До першої групи відносять ті, які легко ідентифікуються при візуальній перевірці (рівномірна корозія, локалізована корозія та електрохімічна корозія). До другої групи



належать ті види корозії, для ідентифікації яких потрібне подальше вивчення (ерозійна корозія, кавітаційна корозія, міжкристалітна корозія тощо). До третьої групи належать корозійне розтріскування та корозія, що виникає під дією високої температури (термокорозія).

Однією з найменш досліджених є корозія під дією газових гідратів.

Газові гідрати відносяться до нестехіометричних клатратних сполук, в яких один компонент («господар» - рідина) утворює структуру, що містить у своїх порожнинах інший компонент («гість»-газ).

Здатність утворювати гідрати мають багато газів, легкі органічні рідини, а також їх подвійні і багатоконпонентні суміші.

Газові гідрати утворюються при високому тиску і низькій температурі в результаті фізичного поєднання молекул води і деяких малих молекул рідких вуглеводнів, таких як метан, етан, пропан та мають льодоподібну форму з кристалічною ґраткою характерною для твердих речовин.

Утворення гідратів починається з маленьких частинок, які скупчуються та утворюють більші шматки, які з часом твердіють в лініях транспортування, що спричинить часткову або повну закупорку внутрішньої частини газопроводу, і якщо швидко її не видалити, призведе до зростання тиску всередині труби і до можливої аварії.

Гідрати можуть ініціювати певні види внутрішньої корозії газопроводів. Дана корозія відноситься до точкової корозії, яка часто спостерігається як в нейтральному, так і в кислому середовищі. Цю корозію дуже складно виявити, передбачити чи попередити на стадії конструювання трубопроводу. В процесі її поступового розвитку, продукти корозії покривають порожнини, таким чином, дуже легко не помітити маленьку вузьку точку. Однак ця маленька точка може зруйнувати структуру цілого трубопроводу.

Дана проблема є різнобічною через фізичні і хімічні процеси, які залежать від розміру утвореного гідрату, стадії та періоду його контакту з трубопроводом, внаслідок якого відбувається руйнування захисних плівок на поверхні. Кислотні гази такі як H_2S , CO_2 , які є компонентами при утворенні газогідратів, взаємодіючи з водою сприяють пришвидшенню внутрішньої корозії газопроводів, а хлорид-іони руйнують наявні та гальмують утворення нових пасиваційних плівок, пришвидшуючи таким чином корозійні процеси.

Існує висока ймовірність, що наявні газові гідрати встигають спричинити розвиток корозії у трубопроводах ще до моменту їх вилучення.

В даний час приймаються різноманітні заходи для профілактики утворення пробок гідратами в системі трубопроводів. Вони включають в себе підтримку температури і тиску, які виключають умови утворення гідратів та введення антифризів (метанол, етанол, моноетиленгліколь (МЕГ)). МЕГ вводиться в газ в якості антифризу, і він проходить з газом по трубопровідній системі, щоб змінити його теплову енергію за рахунок теплопередачі, таким чином запобігаючи його замерзанню.

Але в цей самий час дані інгібітори (метанол, етанол, моноетиленгліколь (МЕГ), диетиленгліколь (ДЕГ), триетиленгліколь (ТЕГ)) є екологічно небезпечними та з великою ймовірністю можуть завдати шкоди навколишньому середовищу.

Однак, всі типи інгібіторів можуть значною мірою зменшити температуру гідратоутворення, але повністю запобігти утворенню вони не здатні. Гідрати все одно утворюються, оскільки температура в газопроводі продовжує падати. Це неминуче в холодних регіонах та морських трубопроводах, де температура морської води коливається в межах від $+1^{\circ}\text{C}$ до $+6^{\circ}\text{C}$.

Зараз розпочато роботу по фізичному та математичному моделюванню процесів гідратоутворення в трубопроводах. Зокрема, сконструйовано та експериментально перевірено роботу дослідного реактора (рис. 1. а), синтезовано газові гідрати метану (рис. 1. б) та оптимізовано термобаричні умови їх одержання з урахуванням експлуатаційних тисків та температури.



а



б

Рисунок 1. Установа для синтезу газогідратів (а), синтезований гідрат метану (б)



Проаналізовано сортамент трубних сталей та вибрано для проведення експериментальних досліджень впливу газогідратів на внутрішню поверхню трубопроводу зразки вирізані з труб за сталі 20 та сталі 16ГС. Встановлено реальні фізико-механічні характеристики трубної сталі і показано, що вони за деякими показниками на 20-30% нижчі за подані в сертифікаті, що зумовлено впливом способу виробництва безшовних металевих труб.

Вивчено вітчизняний та закордонний досвід в області протикорозійного захисту внутрішньої поверхні труб. Систематизовано за структурним типом інгібітори корозії та гідратування.

В подальшому необхідно вивчити вплив часу експозиції та кількості циклів «утворення-розпад» газогідратів на швидкість та характер корозійних процесів. Окрему увагу планується приділити взаємодії компонентів інгібіторів корозії та інгібіторів гідратування з метою оптимізації їх вибору та досягнення максимального синергічного ефекту.

Література

1. Obanijesu E.O., Pareek V., Gubner R, Tade M.O. (2010), —Corrosion Education as a Tool for the Survival of Natural Gas Industry||, *NAFTA Journal*, Year 61, No 12, pp 541-554.
2. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. М.: Недра. 1985. 232 с.
3. Makogon Y.F. Hydrates of Hydrocarbons. Tulsa, Oklahoma. Pennwell publishing company. 1997. 477 p.
4. Дядин Ю.А., Гвшин А.Л. Газовые гидраты // Сорос. образоват. журн. - 1998. - N 3. - С.55-65.
5. Modeling the H₂S Contribution in Corrosion Rate of Natural Gas Pipeline./ Obanijesu E.O/ E.O Energy Sources Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects / Taylor and Francis Group, U.S.A., - 2009. - Vol. 31, Iss. 4. - P 348-363.