

Пінчук С.Й., Гальченко Г.Ю., Рослик І.Г.

Аналіз досвіду використання корозійностійких насосно-компресорних труб в газовидобувних свердловинах й дослідження ефективності застосування інгібіторів корозії

Pinchuk S., Galchenko G., Roslyk I.

Analysis of experience in the use of corrosion-resistant tubing in gas wells and research the efficient of corrosion inhibitors

Мета. Аналіз ефективності застосування інгібіторів корозії при видобутку природного газу у свердловинах Луценківського газоконденсатного родовища.

Методика. Електрохімічні дослідження були отримані в 3%-ому хлориді натрію. Усі потенціали були отримані за порівнянням із хлорсрібним електродом. Потенціодинамічні криві отримані із швидкістю розгортки напруги 0,2 мВ/с.

Результати. Визначено, що для захисту корозійностійких насосно-компресорних труб від корозії в агресивному середовищі Луценківського родовища ефективними є інгібітори марок SE-231-K і ACL-060.

Наукова новизна. Вперше проведено аналіз ефективності інгібіторів корозії у вигляді пінних шашок у пакерних свердловинах Луценківського газоконденсатного родовища.

Практична значущість. Результати роботи будуть використані при протикорозійному захисті пакерних свердловин Луценківського газоконденсатного родовища.

Ключові слова: насосно-компресорні труби, газові свердловини, корозія, інгібітори, протикорозійний захист

Purpose. Analysis of the efficiency of corrosion inhibitors in the natural gas extraction on Lutsenkivske gas condensate deposit wells has been carried out.

Methodology. Electrochemical measurements were obtained in 3% NaCl. All potentials were measured versus SCE. Potentiodynamic polarization curves were obtained at the scan rate of 0,2 mV/s.

Findings. It has been established that inhibitors of SE-231-K and ACL-060 brands are effective for protection of corrosion-resistant pump-compressor pipes against corrosion in the aggressive environment on Lutsenkivske gas condensate deposit wells.

Originality. For the first time, the analysis of the effectiveness of corrosion inhibitors in the form of sticks in the packer wells of the Lutsenkivske gas condensate deposit wells.

Practical value. The results of the work will be used in the corrosion protection of packer wells of the Lutsenkivske gas condensate deposit wells.

Keywords: pump and compressor pipes, gas wells, corrosion, inhibitors, corrosion protection

Вступ

В сучасному суспільстві неухильно зростає попит й відповідно видобуток нафти і природного газу, в тому числі в умовах високих температур і тиску в глибоких свердловинах, а також з відчутним вмістом CO₂ [1]. Одночасно загострюється необхідність зниження витрат для підвищення рентабельності розвитку видобутку нафти і газу. При використанні насосно-компресорних труб (НКТ) з нелегованих сталей внаслідок корозії, в тому числі вуглекислотної, потрібні значні витрати на їх захист від корозійних пошкоджень, а періодичні заміни пошкоджених НКТ технологічно складні і затратні.

Як відомо, а також визначено в роботі [2], використання НКТ з деякими покриттями тільки відкладає проблему. Ефективним є досвід застосування дифузійно-цинкованих труб [3], але цей досвід не є поширеним у світі.

Щоб обмежити непомірно високі витрати, пов'язані з вуглекислотною корозією, застосовують або введення в забій свердловини інгібітору корозії [4, 5], або використання високоміцних і корозійностійких нафтогазових труб [6, 7].

Аналіз літературних даних та постановка проблеми

Присутність корозійно-активних речовин, таких як CO₂, H₂S, органічних кислот, кисню і хлоридів, надає виражений вплив на корозію в видобувних свердловинах. Вуглекислий газ майже завжди присутній, і його вплив на корозію сталевих поверхні зводиться до зниження кислотності. Діоксид вуглецю є головним чинником виникнення, локалізації корозії або утворення карбонатних відкладень на залізі [8].

Корозія сталевих поверхні виникає через те, що газ CO₂ розчиняється в пластовій воді. Тому основними параметрами, що приводять до CO₂-корозії, є:

- фактичний парціальний тиск CO₂ (або максимальне значення тиску насичення в свердловинах),
- фактичне значення рН водної фази,
- фактична температура,
- наявність слабких кислот,
- швидкість потоку (тільки для вуглецевої і низьколегованої сталі).

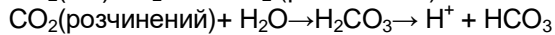
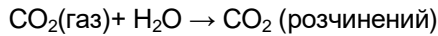
Пінчук Софія Йосипівна – д.т.н., проф. НМетАУ

Гальченко Галина Юріївна – к.т.н., доц. НМетАУ
Рослик Ірина Геннадіївна – к.т.н., доц. НМетАУ

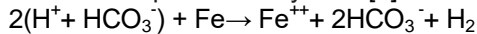
Pinchuk Sophia - doctor of engineering's sciences, professor NMetAU

Galchenko Galina – c. t. s., assistant professor NMetAU
Roslik Irene - c. t. s., assistant professor NMetAU

При вуглекислотній корозії протикатимуть електрохімічні реакції, що пов'язані з пластовою водою [9]:



Загальний механізм при контакті газу CO_2 зі сталеву поверхню наступний [6]:



При цьому спостерігається суцільна корозія та втрата ваги НКТ. В таких умовах додавання достатньої кількості хрому в сталевому сплаві значно зменшує і навіть зупиняє це явище. За останні 25 років використання сталевих труб зі сталі з 13%-ним вмістом хрому (13% Cr) було найбільш економічним рішенням для захисту від вуглекислотної корозії [10].

Найчастіше використовують високоякісні неіржавіючі сталі з мартенситною мікроструктурою, які були розроблені в 1970-х роках [11-13]. Пізніше були розроблені сплави «Super» (13% Cr) з підвищеною стійкістю до певних видів корозії: вони поєднують низький вміст вуглецю і добавки нікелю та молібдену [14].

Ключовими параметрами середовища, що впливають на протикорозійні властивості корозійностійких сплавів, є: температура, концентрація іонів хлору, парціальний тиск CO_2 , pH середовища. Ці параметри впливають на:

- стабільність пасивної плівки (ініціювання виразкової або загальної корозії);
- легкість репассивації та утворення початкових піттингів;
- ризик виникнення і поширення корозійного розтріскування під напругою.

Вибір корозійностійких сплавів для видобування і транспортування агресивних потоків газу може бути складною процедурою, і якщо підбір неправильний, то це може привести до помилок в застосуванні і незрозумінні щодо корозійностійкого сплаву в конкретному середовищі при експлуатації.

Відомі різні способи, якими керуються окремі компанії при виборі сплаву для очікуваних умов свердловини. Компанії з великими дослідницькими центрами зазвичай ініціюють програму випробувань, яка включає в себе моделювання конкретної частини досліджуваного родовища. Потім вибирають групу сплавів на основі наявної інформації, яка являє собою можливий діапазон альтернатив. Замість того, щоб тестувати всі сплави, тестують тільки кілька сплавів, які є більш придатними. Такий підхід може зайняти 1-3 роки при значних втратах.

Також доступні інші ресурси для вибору матеріалів, наприклад, публікації ISO 15156 [15] за 2003 рік, яка була отримана з попередньої роботи NACE 0175 [16] для роботи в кислому середовищі і публікації EFC16, яка описувала вплив pH навколишнього середовища на придатність матеріалів в кислих середовищах. Стандарт ISO 15156 охоплює різні типи сплавів для різних умов застосування. Хоча досвід застосування на родовищах

показав, що сплави будуть витримувати більш агресивні умови.

Найшвидший і найменш дорогий метод вибору сплаву - це вивчення наукової літератури і існуючого досвіду польових випробувань, щоб зробити вибір. Але цей метод може бути дуже незадовільним, оскільки можливі критичні фактори або умови експлуатації труб не визначені. Наприклад, авторами [17] Bruce D. Craig та Liane Smith розроблені діаграми, які в основному демонструють обмеження корозійностійких сплавів в певних середовищах і виступають як керівні принципи. Вони призначені строго для застосування тільки до нафтових і газових середовищ і не відносяться до таких середовищ, як пакерні рідини. Якщо очікувані робочі умови близькі до кордонів цих діаграм або за їх межами, то користувачеві рекомендується підтвердити придатність матеріалу шляхом його тестування. Нажаль, такий метод вибору не дозволяє обрати оптимальний сплав для виробництва НКТ.

Є також метод що полягає в тому, щоб вибрати сплав, який є найбільш доступним й найбільш економічним незалежно від його корозійної стійкості в середовищі свердловини, в якій будуть використовувати НКТ. Широке застосування різних сплавів призводить до проблем корозії і розтріскування невірної обраних сплавів [18, 19].

Для вірного та остаточного вибору дуже важливі детальні випробування обраного корозійностійкого сплаву і аналіз експлуатації виготовлених з нього НКТ в певних умовах. Для цього проводять лабораторний аналіз обраних марок сталей на реальних пластових водах, які відібрані з реальних свердловин і імітують реальні умови експлуатації для вибору відповідного матеріалу. Наступним кроком є проведення промислових випробувань.

Але навіть вдалий вибір корозійностійкого сплаву для насосно-компресорних труб в певних умовах не є гарантією корозійного захисту всієї свердловини, тому що до її компонентів також відносяться елементи гирла свердловини, фонтанна арматура, клапани, теплообмінники і багато іншого обладнання, що теж повинно бути виготовлено з корозійностійких сплавів, інакше весь корозійний процес буде відбуватись на цих елементах. Окремою проблемою є пакерні свердловини, для яких існуючі загальні дослідження корозійностійких сплавів не працюють [20].

Тому при експлуатації пакерних свердловин або свердловин з комбінованим компонуванням обладнання (наприклад, застосування корозійностійкої насосно-компресорної труби та іншого обладнання з вуглецевих сплавів) необхідно застосування інгібіторного захисту. Найбільш ефективним є введення інгібіторів в рідкому стані у вигляді робочого розчину в затрубний простір. Однак, не завжди є така можливість, наприклад, при наявності пакеру у свердловині. Тому при видобутку застосовують інгібітори у вигляді пінних шашок в формі стрижнів, введення яких призводить до збільшення продуктивності свердловини на 25-30%.

Мета і завдання досліджень

У даній роботі наведені дані дослідження ефективності інгібіторного захисту насосно-компресорних корозійностійких труб при експлуатації в свердловинах Луценківського газоконденсатного родовища (Полтавська область).

Матеріали та методи дослідження

Досліджували захисні властивості двох інгібіторів у вигляді пінних шашок, а саме:

- інгібітора SE-231-K (БХР), що містить суміш високомолекулярних карбонових кислот, які ефективно гальмують корозійний процес;

- інгібітора ACL-060, що містить суміш імідазолінів, які утворюють чудові захисні плівки на поверхні металу і мають низьку емульсійну схильність.

Для порівняльної оцінки ефективності захисту обладнання від корозії різними інгібіторами використаний електрохімічний метод. Цей метод дозволяє оцінити агресивність пластових вод і захисну здатність інгібіторів порівнянням густини корозійних струмів при поляризації досліджуваного

електроду у випробуваному середовищі як з додаванням інгібітору, так і без його наявності. Тобто визначали густину корозійних струмів при поляризації металевих електродів в неінгібованих та інгібованих середовищах. Чим менше значення густини корозійного струму в однакових умовах поляризації, тим вище захисна здатність інгібітору.

Були виготовлені і запресовані в тефлон металеві електроди циліндричної форми з виділеною робочою поверхнею площею $0,385 \text{ см}^2$. Перед випробуванням робочу поверхню електродів полірували механічно і знежирювали етиловим спиртом. На потенціостаті IPC-Pro з вбудованим мікропроцесором і виходом на персональний комп'ютер знімали поляризаційні криві при швидкості розгортки напруги $0,2 \text{ мВ/с}$. В якості допоміжного використовувався платиновий електрод, в якості електрода порівняння - хлорсрібний. Вимірювання густини струму здійснювали при постійному перемішуванні електролітів.

Концентрація інгібіторів в електролітах відповідала рекомендаціям виробників.

Результати дослідження

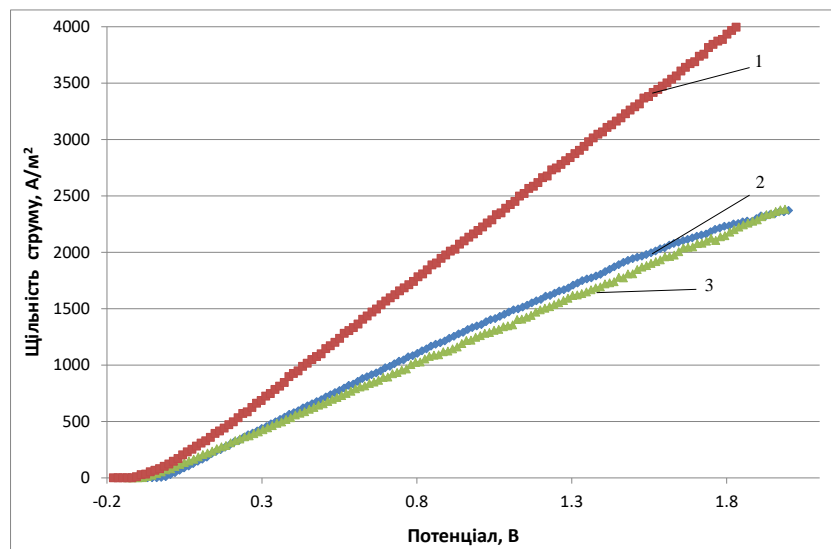


Рис. 1. Анодні криві поляризації корозійностійкої сталі (13% Cr) в 3%-вому хлориді натрію без (1) і в присутності добавок 10%-вих метанольних розчинів інгібіторів корозії SE-231-K (2), ACL-060 (3)

Обговорення результатів

Як показали результати досліджень (рис.), при введенні інгібіторів в корозійне середовище спостерігається ефективно гальмування анодних реакцій на сталевому електроді.

При використанні інгібітору SE-231-K анодний процес сповільнюється в 1,5 разів.

При введенні інгібітору ACL-060 в концентрації 10% в метанольному розчині в 3%-вий розчин хлориду натрію поверхня корозійностійкої сталі (13% Cr) пасивується, і швидкість корозії знижується в 1,7 разів.

Проведені дослідження дозволили встановити, що найбільш ефективним інгібітором в умовах експлуатації корозійностійкого обладнання свердловин Луценківського газоконденсатного родови-

ща є ACL-060. Він рекомендований для застосування в умовах, коли немає можливості додавати інгібітор в затрубний простір, наприклад, у пакерних свердловинах.

Висновки

1. Досліджені захисні властивості двох видів інгібіторів корозії, які можуть бути застосовані у газоконденсатних свердловинах.

2. За результатами поляризаційних досліджень встановлено, що для захисту корозійностійких насосно-компресорних труб від корозії в агресивному середовищі Луценківського родовища ефективними є інгібітори марок SE-231-K і ACL-060.

Reference

1. X. Li, Y. Zhao, W. Qi, J. Xie, J. Wang, B. Liu, G. Zeng, T. Zhang, F. Wang Effect of extremely aggressive environment on the nature of corrosion scales of HP-13Cr stainless steel *Appl. Surf. Sci.*, 469 (2019), p. 146-161 <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2018.10.237>
2. Pinchuk S., Proskurkin Ye.: *Metallurg. Gornorudnaya Prom.*, 2010, 5, 84.
3. Pinchuk S. Complex Corrosion Protection of Tubing in Gas Wells / S. Pinchuk, G. Galchenko, A. Simonov, L. Masakovskaya, I. Roslyk // *Chemistry & Chemical Technology.*- 2018. - V.12. - №4 P. 529-532. <http://doi.org/10.23939/chcht12.04.529>
4. Usman, B.J., Ali, S.A. Carbon Dioxide Corrosion Inhibitors: A review. *Arab J Sci Eng* 43, 1–22 (2018). <https://doi.org/10.1007/s13369-017-2949-5>
5. Olivo, D. Electrochemical Model of Carbon Dioxide Corrosion in the Presence of Organic Corrosion Inhibitors , Juan M <http://orcid.org/0000-0002-9176-5644>
6. Sun, L.L., Gao, M.H., Wang, Y. et al. Effects of Heat Treatments on the Corrosion Behavior of 13Cr Stainless Steels in Chloride Solutions Containing Carbon Dioxide. *Prot Met Phys Chem Surf* 55, p.157–165 (2019). <https://doi.org/10.1134/S2070205119010234>
7. L. Xu, B. Wang, J. Zhu, W. Li, and Z. Zheng, Effect of Cr Content on the Corrosion Performance of Low-Cr Alloy Steel in a CO₂ Environment, *Appl. Surf. Sci.*, 2016, 379, p 39–46 <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2016.04.049>
8. Nalli K.: Appendix VI: Corrosion and Its Mitigation in the Oil and Gas Industries [in:] Holloway M., Nwaoha C., Onyewuenyi O. (Eds.), *Process Plant Equipment: Operation, Control, and Reliability.* John Wiley & Sons, Inc., Hoboken 2012, 673. <https://doi.org/10.1002/9781118162569.app6>
9. A. Kahyarian, M. Achour and S. Nešić, CO₂ corrosion of mild steel *Trends in Oil and Gas Corrosion Research and Technologies*, Woodhead Publishing Series in Energy, 2017, pp. 149–190. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-101105-8.00007-3>
10. Cao, S., He, F. and Gao, J. Corrosion problems in the oil country tubular goods and their mitigation – a review, *Anti-Corrosion Methods and Materials*, (2017), Vol. 64 No. 5, pp. 465-478. <https://doi.org/10.1108/ACMM-09-2016-1708>
11. T.J. Mesquita, E. Chauveau, M. Mantel, N.Bouvier, D. Koschel Corrosion and metallurgical investigation of two supermartensitic stainless steels for oil and gas environments *Corros. Sci.*, 81 (2014), pp. 152-161 <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2013.12.015>
12. Y. Zhao, X. Li, C. Zhang, T. Zhang, J. Xie, G.Zeng, D. Xu, F. Wang Investigation of the rotation speed on corrosion behavior of HP-13Cr stainless steel in the extremely aggressive oilfield environment by using the rotating cage test *Corros. Sci.*, V. 145 (2018), p. 307-319 <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2018.10.011>
13. H Chen, SH Kim, C Kim, J Chen, C Jang Corrosion behaviors of four stainless steels with similar chromium content in supercritical carbon dioxide environment at 650 C . *Corros. Sci.*, V. 156, (2019), p. 16-31 <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2019.04.043>
14. Zhenze Han, Chuan He, Jingbao Lian, Yang Zhao, Xu Chen Effects of Temperature on Corrosion Behaviour of 2205 Duplex Stainless Steel in Carbon Dioxide-Containing Environments *Int. J. Elect-?chem. Sci.*, 15 (2020) 3627 – 3645, doi: 10.20964/2020.05.73
15. ISO 15156-1:2009 Petroleum and natural gas industries — Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production — Part 1: General principles for selection of cracking-resistant materials. 2009-10
16. NACE/ANSI/ISO, 2015. NACE MR0175/ISO 15156: Petroleum and Natural Gas Industries-Materials for use in H₂S-containing Environments in Oil and Gas Production. Houston, TX: NACE International.
17. Craig, B.D. and Smith, L., Corrosion Resistance Alloys (CRAs) in the Oil and Gas Industry: Selection Guidelines Update, *The Nickel Institute*, 2011, 3rd ed., p. 12.
18. Zhang, Z., Zheng, Y.,Jing Li, Liu W., Liu M., Gao W., Shi T. Stress corrosion crack evaluation of super 13Cr tubing in high-temperature and high-pressure gas wells *Engineering Failure Analysis* 2019 <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2018.09.030>
19. W E G Moreno, G G D Ponzi, A A M Pereira Henrique, J JO Andrade Review of Studies on Corrosion of Steel by CO₂, Focussed on the Behaviour of API Steel in Geological CO₂ Storage *Environment Materials and Geoenvironment* V. 66: Is. 3 DOI: 10.2478/rmzmag-2019-0017
20. Peng, X., Zhengwu, T., Zhihong, W. Corrosion-resistant systems of formate packer fluid for G3/N80/TP110SS pipes at high temperature, high pressure and high H₂S/CO₂ ratios. *R. Soc. open sci.*5:180405 <http://doi.org/10.1098/rsos.180405>

Отримано/Received: 16.02.2021