

УДК 620:197

І.Г. Рослик¹, Г.Ю. Гальченко¹¹ Національна металургійна академія України

ВИБІР СТАЛЕЙ Й ЕФЕКТИВНИХ ІНГІБІТОРІВ КОРОЗІЇ ДЛЯ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ ГАЗОДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИН

З розвитком видобутку газу в глибинних свердловинах в умовах підвищених температур і тиску та корозійноактивних середовищ з високим вмістом CO₂ актуальним є підбір матеріалів насосно-компресорних труб та методів захисту обладнання від корозії.

У роботі наведений огляд сучасних методів вибору сталей для насосно-компресорних труб газовидобувних свердловин й проведений аналіз ефективності застосування інгібіторів корозії при видобутку природного газу в умовах свердловин Луценківського газоконденсатного родовища. Рекомендовано інгібітори, що значно гальмують швидкість корозії сталевих поверхні.

Для порівняльної оцінки ефективності захисту металообладнання від корозії досліджені електрохімічним методом захисні властивості пінних шашок інгібіторів марки SE-231-K (БХР) і марки ACL-060. Поляризаційні криві отримані на потенціостаті IPC-Pro (з вбудованим мікропроцесором і виходом на персональний комп'ютер) при швидкості розгортки 0,2 мВ/с. В якості допоміжного використовувався платиновий електрод, в якості електрода порівняння - хлорсрібний. Вимірювання густини струму здійснювали при постійному перемішуванні електролітів.

DOI: 10.34185/0543-5749.2021-1-49-56

Вступ

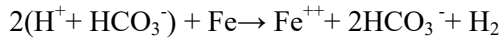
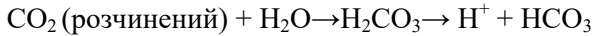
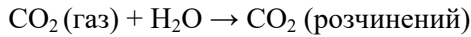
Попит на нафту та природний газ неухильно зростає. Відповідно зростає їх видобуток, в тому числі в умовах високих температур і тиску в глибоких свердловинах, а також в умовах з відчутним впливом CO₂ [1]. Одночасно загострюється необхідність зниження витрат для підвищення рентабельності видобутку нафти і газу. При використанні насосно-компресорних труб (НКТ) необхідним є їх захист від корозійних пошкоджень, що пов'язаний із значними витратами, а періодичні заміни пошкоджених НКТ технологічно складні і витратні. Тому використовують НКТ з покриттями. Деякі з таких покриттів тільки відкладають вирішення проблеми [2]. Ефективним є застосування дифузійно-оцинкованих труб в комплексі із інгібуванням [3]. Але цей досвід не є поширеним у світі. Щоб обмежити непомірно високі витрати, пов'язані з корозією НКТ, в тому числі в значній мірі з вуг-

лекислотою, застосовують введення в забій свердловини інгібіторів корозії [4, 5] або використовують високоміцні і корозійностійкі нафтогазові труби [6, 7].

Присутність корозійно-активних речовин CO₂, H₂S, органічних кислот, кисню і хлоридів впливає на корозію НКТ. Діоксид вуглецю є головним чинником виникнення й локалізації корозії або утворення карбонатних осадів на залізі [8]. Корозія сталевих поверхні виникає через те, що газ CO₂ розчиняється в пластових водах. Основні параметри виникнення вуглекислої корозії:

- фактичний парціальний тиск CO₂ (або максимальне значення тиску насичення в свердловинах),
- фактичне значення рН водної фази,
- фактична температура,
- наявність слабких кислот,
- швидкість потоку в свердловині.

При вуглекислотній корозії протикають електрохімічні реакції, що пов'язані з пластовою водою [6, 9] й контактом газу CO₂ зі сталеву поверхню, а саме:



При цьому спостерігається загальна корозія та втрата маси НКТ. Додавання хрому до сталевого сплаву значно зменшує і навіть зупиняє це явище. Як свідчить досвід [10], використання сталевих труб із 13%-ним вмістом хрому є потужним економічним рішенням для захисту НКТ від вуглекислотної корозії.

Найчастіше використовують високоякісні нержавіючі 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. В цих сплавах поєднують низький вміст вуглецю і добавки нікелю та молібдену [14].

Ключові параметри середовища – температура, концентрація іонів хлору, парціальний тиск CO₂, рН середовища – впливають на:

- стабільність пасивної плівки на поверхні НКТ;
- легкість репасивації 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, а якщо підбір неправильний, то це може привести до помилок в застосуванні і незрозуміння 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 витратах.

Доступні також інші ресурси для вибору матеріалів, в тому числі дані публікації ISO 15156 за 2003 рік [16], що були отримані з попереднього стандарту NACE 0175 [15] для роботи в кислому середовищі, й публікації EFC16, де описаний вплив рН навколишнього середовища на придатність матеріалів для застосування в кислих середовищах. Стандарт ISO 15156 охоплює різні типи сплавів для різних умов застосування. А досвід їх застосування на різних родовищах показав, що сплави можуть витримувати й більш агресивні умови.

Найшвидший і найменш дорогий метод вибору сплаву – перегляд наукової літератури і існуючий досвід польових випробувань. Цей метод може бути дуже незадовільним, оскільки можливі критичні фактори або умови експлуатації труб не визначені. Наприклад, авторами Bruce D. Craig та Liane Smith [17] розроблені діаграми, які, в основному, відображують обмеження корозійностійких сплавів в певних середовищах і виступають як керівні принципи. Вони строго застосовні тільки до нафтових і газових середовищ і не відносяться до таких середовищ, як пакерні рідини. Якщо очікувані робочі умови близькі до визначених кордонів цих діаграм або за їх межами, то користувачеві рекомендується підтвердити придатність матеріалу шляхом його тестування. Нажаль, такий метод вибору не дозволяє надійно обрати оптимальний сплав.

Також є метод вибору сплавів, що також застосовується нафтогазовими компаніями, хоча його використання не рекомендується. Він полягає в тому, щоб вибрати сплав, який є легкодоступним або найбільш економічним, незалежно від його корозійної стійкості в середовищі свердловин. З цієї причини широке застосування корозійних сплавів призводить до проблем корозії і розтріскування неправильно обраних сплавів [18, 19].

Для вибору корозійностійкого сплаву дуже важливі детальні випробування і аналіз експлуатації обраного сплаву в реальних умовах. Для цього проводять лабораторні дослідження обраних марок сталей на пластових водах з реальних свердловин, що імітує реальні умови експлуатації НКТ.

Обов'язковим кроком є наступне проведення промислових випробувань.

Вибір найкращого корозійностійкого сплаву для насосно-компресорних труб в певних умовах не є гарантією надійного корозійного захисту всієї свердловини, до якої відносяться також елементи гирла, фонтанна арматура, клапани, теплообмінники і багато інших компонентів обладнання, які теж повинні бути виготовлені з корозійностійких сплавів щоб запобігти протіканню корозійних процесів 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) необхідним є також інгібіторний захист. 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. В таких умовах застосовують інгібітори у вигляді пінних шашок в формі стрижнів, введення яких в свердловини призводить до збільшення їх продуктивності на 25-30 %.

Метою даної дослідницької роботи є дослідження ефективності інгібіторного захисту корозійностійких НКТ в умовах експлуатації свердловин Луценківського газоконденсатного родовища (Полтавська область) й встановлення найбільш ефективного інгібітору в цих умовах.

Методика

Досліджені захисні властивості пінних шашок інгібіторів марки SE-231-K (БХР), що містять суміш високомолекулярних карбонових кислот, ефективно гальмуючих корозійний процес, і марки ACL-060, що містять суміш імідазолінів з низькою емульсійною схильністю, утворюючих чудові захисні плівки на поверхні металу.

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 досліджуваних електродів у випробуваному середовищі як при додаванні 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 при 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 см². 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 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 та їх обговорення

Як показали результати досліджень (рис. 1), 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 концентрації 10 % в метанольному розчині в 3%-вий розчин хлориду натрію поверхня корозійностійкої сталі 13 % Cr пасивується. Швидкість корозії знижується в 1,7 разів.

Проведені дослідження дозволили встановити, що найбільш ефективним інгібітором в умовах експлуатації корозійностійкого обладнання свердловин Луценківського газоконденсатного родовища є ACL-060. Він рекомендований для застосування в умовах, коли немає можливості додавати інгібітор в затрубний простір, наприклад, у пакерних свердловинах.

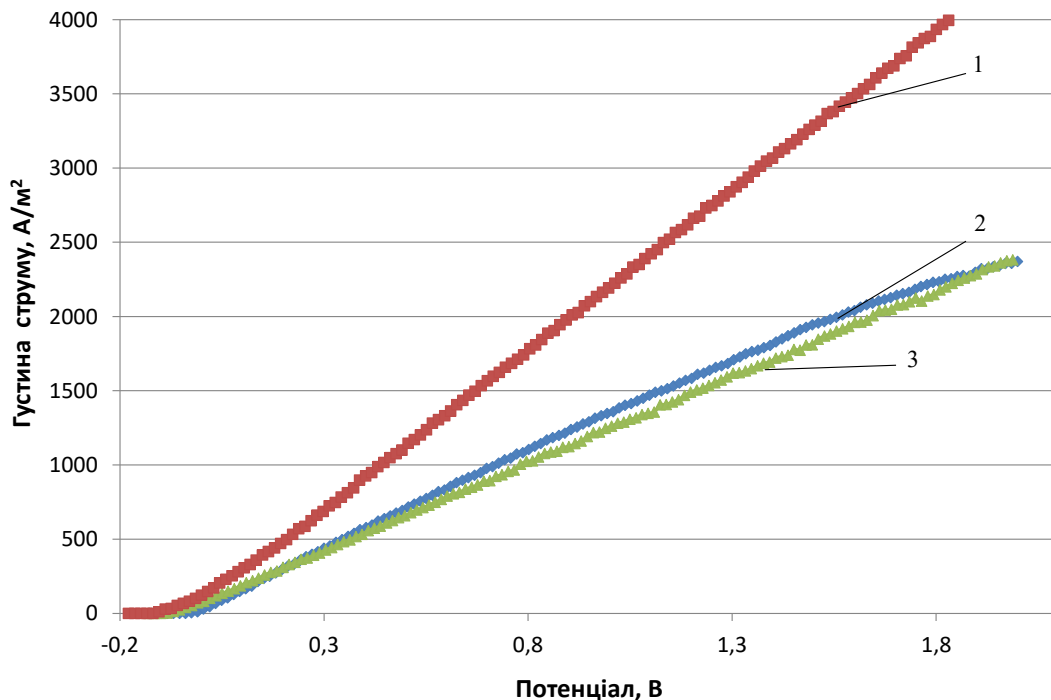


Рис. 1. Анодні криві поляризації корозійностійкої сталі (13% Cr) в 3%-вому хлориді натрію без (1) і в присутності добавок 10%-вих метанольних розчинів інгібіторів корозії SE-231-K (2), ACL-060 (3)

Висновки

Досліджено захисні властивості двох видів інгібіторів корозії при їх застосуванні у газоконденсатних свердловинах.

За результатами поляризаційних досліджень встановлено, що для захисту корозійностійких насосно-компресорних труб в агресивному середовищі Луценківського родовища ефективним є застосування пінних шашок інгібіторів марки SE-231-K і марки ACL-060.

Бібліографічний список

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.*. 2019. 469. P. 146-161. <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2018.10.237>
2. Пинчук С. И., Проскуркин Е. В. Коррозионная стойкость труб с диффузионным цинковым покрытием и расширение областей их применения. *Металлургическая и горнорудная промышленность*. 2010. №5 (263). С. 84-88.
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.* 2018. 43, 1–22.. <https://doi.org/10.1007/s13369-017-2949-5>
5. Dominguez Olivo, J. *Electrochemical Model of Carbon Dioxide Corrosion in the Presence of Organic Corrosion Inhibitors*. (Electronic Thesis or Dissertation). 2020. Retrieved from <https://etd.ohiolink.edu/>
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.* 2019. 55, P.157–165. <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*

ty. John Wiley & Sons, Inc., Hoboken 2012, 673. <https://doi.org/10.1002/9781118162569.app6>

9. A. Kahyarian, M. Achour, S. Nešić. CO₂ corrosion of mild steel *Trends in Oil and Gas Corrosion Research and Technologies*, Woodhead Publishing Series in Energy, 2017. P. 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. P. 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.*, 2014. 81. P. 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, S. H. 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.*. 2019. Vol. 156. 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. Electrochem. Sci.* 2020. 15. P. 3627–3645, <https://doi.org/10.20964/2020.05.73>

15. 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

16. 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

17. Craig, B. D., Smith, L. Corrosion Resistance Alloys (CRAs) in the Oil and Gas Industry: Selection Guidelines Update. *The Nickel Institute*. 2011. 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, Â. A. M. Pereira Henrique, J. J. O. 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*. 2019. Vol. 66. Is. 3. <https://doi.org/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.* 2018. Vol. 5, No 7. <http://doi.org/10.1098/rsos.180405>

Reference

1. X. Li, Y. Zhao, W. Qi, J. Xie, J. Wang, B. Liu, G. Zeng, T. Zhang, F. Wang. (2019). Effect of extremely aggressive environment on the nature of corrosion scales of HP-13Cr stainless steel *Appl. Surf. Sci.*, 469, 146-161. <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2018.10.237>

2. Pinchuk S. I., Proskurkin Ye. B. (2010). Korroziionnaia stoikost trub s diffuzionnym tsinkovym pokrytiem i rasshirenie oblastei ikh primeneniia. *Metallurgicheskaya i Gornorudnaya Promyshlennost*, 5, 84.

3. S. Pinchuk, G. Galchenko, A. Simonov, L. Masakovskaya, I. Roslyk (2018). Complex Corrosion Protection of Tubing in Gas Wells. *Chemistry & Chemical Technology*. 12 (4), 529-532. <http://doi.org/10.23939/chcht12.04.529>

4. Usman, B. J., Ali, S. A. (2018). Carbon Dioxide Corrosion Inhibitors: A review. *Arab J Sci Eng*, 43, 1–22. <https://doi.org/10.1007/s13369-017-2949-5>

5. Dominguez Olivo, J. (2020). *Electrochemical Model of Carbon Dioxide Corrosion in the Presence of Organic Corrosion Inhibitors*. (Electronic Thesis or Dissertation). Retrieved from <https://etd.ohiolink.edu/>

6. Sun, L.L., Gao, M.H., Wang, Y. et al. (2019). Effects of Heat Treatments on the Corrosion Behavior of 13Cr Stainless Steels in Chloride Solutions Containing Carbon Dioxide. *Prot Met Phys Chem Surf*, 55, 157–165. <https://doi.org/10.1134/S2070205119010234>

7. L. Xu, B. Wang, J. Zhu, W. Li, and Z. Zheng. (2016). Effect of Cr Content on the Corrosion Performance of Low-Cr Alloy Steel in a CO₂ Environment, *Appl. Surf. Sci.*, 379, 39–46 <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2016.04.049>
8. Nalli, K. (2012). Appendix VI: Corrosion and Its Mitigation in the Oil and Gas Industries. In *Process Plant Equipment* (Eds M. D. Holloway, C. Nwaoha, O. A. Onyewuenyi). <https://doi.org/10.1002/9781118162569.app6>
9. A. Kahyarian, M. Achour, S. Nešić. (2017). CO₂ corrosion of mild steel. *Trends in Oil and Gas Corrosion Research and Technologies*, Woodhead Publishing Series in Energy, 149–190. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-101105-8.00007-3>
10. Cao, S., He, F., Gao, J. (2017). Corrosion problems in the oil country tubular goods and their mitigation – a review. *Anti-Corrosion Methods and Materials*, 64 (5), 465-478. <https://doi.org/10.1108/ACMM-09-2016-1708>
11. T.J. Mesquita, E. Chauveau, M. Mantel, N. Bouvier, D. Koschel. (2014). Corrosion and metallurgical investigation of two supermartensitic stainless steels for oil and gas environments. *Corros. Sci.*, 81, 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. (2018). Investigation of the rotation speed on corrosion behavior of HP-13Cr stainless steel in the extremely aggressive oil-field environment by using the rotating cage test. *Corros. Sci.*, 145, 307-319. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2018.10.011>
13. H. Chen, S.H. Kim, C. Kim, J. Chen, C. Jang. (2019). Corrosion behaviors of four stainless steels with similar chromium content in supercritical carbon dioxide environment at 650 C. *Corros. Sci.*, 156, 16-31. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2019.04.043>
14. Zhenze Han, Chuan He, Jingbao Lian, Yang Zhao, Xu Chen. (2020). Effects of Temperature on Corrosion Behaviour of 2205 Duplex Stainless Steel in Carbon Dioxide-Containing Environments. *Int. J. Electrochem. Sci.*, 15, 3627 – 3645. <https://doi.org/10.20964/2020.05.73>
15. 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
16. 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
17. Craig, B.D., Smith, L. (2011). Corrosion Resistance Alloys (CRAs) in the Oil and Gas Industry: Selection Guidelines Update, *The Nickel Institute*
18. Zhang, Z., Zheng, Y.,Jing Li, Liu W., Liu M., Gao W., Shi T. (2019). 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, Â. A. M. Pereira Henrique, J. J. O. 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*, 66(3). <http://doi.org/10.2478/rmzmag-2019-0017>
20. Peng, X., Zhengwu, T., Zhihong, W. (2018). 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(7). <http://doi.org/10.1098/rsos.180405>

Рослик Ірина Геннадіївна, доцент, кандидат технічних наук, Завідувач кафедри покриттів, композиційних матеріалів і захисту металів, Національна металургійна академія України (м. Дніпро, Україна). E-mail: roslyk67@gmail.com

Гальченко Галина Юрївна, доцент, кандидат технічних наук, доцент кафедри покриттів, композиційних матеріалів і захисту металів, Національна металургійна академія України (м. Дніпро, Україна). E-mail: stopcorrosion.77@gmail.com

ВИБІР СТАЛЕЙ Й ЕФЕКТИВНИХ ІНГІБІТОРІВ КОРОЗІЇ ДЛЯ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ ГАЗОДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИН

Мета – підбір матеріалів для насосно-компресорних труб та методів захисту від корозії в умовах вуглекислотної корозії.

Методика. Досліджені захисні властивості пінних шашок інгібіторів марки SE-231-K (БХР) і марки ACL-060. Поляризаційні криві отримували на потенціостаті IPC-Pro (з вбудованим мікропроцесором і виходом на персональний комп'ютер) при швидкості розгортки 0,2 мВ/с. В якості допоміжного використовувався платиновий електрод, в якості електрода порівняння - хлорсрібний. Вимірювання густини струму здійснювали при постійному перемішуванні електролітів.

Результати – проведений аналіз ефективності застосування інгібіторів корозії при видобутку природного газу в умовах свердловин Луценківського газоконденсатного родовища. Рекомендовано інгібітори корозії, що значно гальмують швидкість корозії сталльної поверхні.

Наукова новизна. Вперше визначено ефективність захисту корозійностійких НКТ у пакерних свердловинах Луценківського газоконденсатного родовища за допомогою пінних шашок інгібіторів, які містять імідазоліни, зокрема інгібіторів марки ACL-060.

Практична цінність. Результати роботи можуть бути використані для захисту поверхні насосно-компресорних труб від вуглекислотної корозії.

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

Iryna Roslyk, Candidate of Technical Sciences, PhD, Head of Department of Coatings, composite materials and metal protection, National Metallurgical Academy of Ukraine (Dnipro, Ukraine). E-mail: roslyk67@gmail.com

Galina Galchenko, Candidate of Technical Sciences, PhD, Associate Professor of Department of Coatings, composite materials and metal protection, National Metallurgical Academy of Ukraine (Dnipro, Ukraine). E-mail: stopcorrosion.77@gmail.com

EXPERIENCE IN THE USING OF CORROSION-RESISTANT STEELS AND EFFICIENT CORROSION INHIBITORS FOR STRINGS IN GAS WELLS

Purpose. The research was aimed to select materials for gas wells strings and methods of corrosion protection for use in CO₂-containing environments.

Methods. Electrochemical tests of foam sticks inhibitors brand SE-231-K (BHR) and ACL-060 were carried out with electrochemical method.

Corrosion behavior was investigated by polarization potentiodynamic. Polarization curves were determined with IPC-Pro potentiostat apparatus (with built-in microprocessor and access to a personal computer) at 0,2 mV/s scan rate. The potential was recorded in comparison with the chloride silver electrode, translating data into a standard hydrogen scale. As an auxiliary electrode, a platinum electrode was used. During the experiment, the mixing of the solution was carried out using a magnetic stirrer.

Results. Analysis of the efficient of corrosion inhibitors in the natural gas extraction on Lutsenkivske gas condensate deposit wells has been carried out. Corrosion inhibitors are recommended, which protect the still surface from corrosion.

Originality. It has been found for the first time that the effectiveness of protection of corrosion-resistant tubing in packer wells of the Lutsenko gas condensate field was determined using foam sticks based on imidazoline, in particular ACL-060 inhibitors.

Practical implications. The results of the work can be used to protect the surface of the tubing from sweet corrosion.

Key words: pump and compressor pipes, gas wells, corrosion, inhibitors, corrosion protection.

Рослик Ирина Геннадиевна, доцент, кандидат технических наук, Заведующая кафедрой покрытий, композиционных материалов и защиты металлов, Национальная металлургическая академия

Украины (Днепр, Украина). E-mail: roslyk67@gmail.com

Гальченко Галина Юрьевна, доцент, кандидат технических наук, доцент кафедры покрытий, композиционных материалов и защиты металлов, Национальная металлургическая академия Украины (Днепр, Украина). E-mail: stopcorrosion.77@gmail.com

ВЫБОР СТАЛЕЙ И ЭФФЕКТИВНЫХ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ ДЛЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Цель – подбор материалов для насосно-компрессорных труб и методов защиты от коррозии в условиях углекислотной коррозии.

Методика. Исследованы защитные свойства пенных таблеток ингибиторов марки SE-231-K (БХР) и марки ACL-060. Поляризационные кривые получены на потенциостате IPC-Pro (со встроенным микропроцессором и выводом данных на персональный компьютер) при скорости развертки 0,2 мВ/с. В качестве вспомогательного использовался платиновый электрод, в качестве электрода сравнения - хлорсеребряный. Измерение плотности тока осуществляли при постоянном перемешивании электролитов.

Результаты – проведен анализ эффективности применения ингибиторов коррозии при добыче природного газа в условиях скважин Луценковского газоконденсатного месторождения. Даны рекомендации по выбору ингибиторов, которые значительно тормозят скорость коррозии стальной поверхности.

Научная новизна. Впервые определена эффективность защиты коррозионностойких НКТ в пакерных скважинах Луценковского газоконденсатного месторождения с использованием пенных таблеток ингибиторов, которые содержат имидазолины, в частности ингибиторы марки ACL-060.

Практическая ценность. Результаты работы можно использовать для защиты поверхности насосно – компрессорных труб от углекислотной коррозии.

Ключевые слова: насосно-компрессорные трубы, газовые скважины, коррозия, ингибиторы, противокоррозионная защита.

Рукопис надійшов 12.03.2021 р.