

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

Корозійна поведінка насосно-компресорних труб з легованих хромовмісних сталей

Pinchuk S., Roslyk I., Galchenko G., Ambrazhey M.

Corrosion behavior of high-chromium tubing steels

В роботі виконаний порівняльний аналіз якості насосно-компресорних труб, виготовлених зі сталей, які містять хром, типу 20X13 мартенситного класу (група міцності L80 13Cr) різних виробників і дулексної аустеніто-феритної сталі типу 02X25H7M4 (SAF 2507) на відповідність вимогам стандартів API Spec 5CT, API Spec 5CRA. На підставі наявних даних, результаті проведених металографічних та електрохімічних корозійних досліджень у модельних розчинах та економічній доцільності, рекомендовано матеріал для роботи в умовах конкретного газоконденсатного родовища.

Ключові слова: насосно-компресорні труби, якість, корозія, потенціодинамічні криві.

The comparative analysis of the quality of the tubing made of chromium-containing steels such as 20X13 type (AISI 420, grade L80 13Cr) from different manufacturers and duplex austenite-ferrite steel 02X25H7M4 type (SAF 2507) for compliance with API Spec 5CT, API Spec 5CRA standards was made. The specific material is recommended for use in a specific gas and condensate field based on the results of metallographic analysis and electrochemical corrosion studies in model solutions and the economic feasibility.

Keywords: tubing, quality, corrosion, potentiodynamic curves.

Вступ

Внутрішня і зовнішня поверхні обсадних і насосно-компресорних труб можуть зазнавати корозійного руйнування, викликаного впливом корозійно-агресивних пластових вод і середовищ, в яких видобувають газ та нафту. Найбільш характерними руйнуваннями поверхні є пітингова корозія, корозійне розтріскування під напругою та сульфідне розтріскування під напругою, а також інші види локального корозійного руйнування – ерозійне зношування, точкова та виразкова корозія [1-3]. Корозійна дія на поверхню труб посилюється високою швидкістю течії середовищ, що видобувають, особливо при газліфтному способі видобутку а також абразивним впливом часток [4, 5]. На розвиток процесів корозії також впливає різниця в мікроструктурі металу, стану поверхні, морфології та адгезії осади, що утворилися (продукти корозії можуть як щільно прилягати до поверхні металу, так і відшаровуватися від неї, що призводить до утворення гальванічних пар) [6, 7]. Труби можуть піддаватися корозії за рахунок дії блукаючих струмів, сульфатвідновлювальних бактерій, а також піддаватися контактній корозії, що виникає в результаті з'єднання різнорідних металів [8].

Стійкість насосно-компресорних труб (НКТ) у свердловині, значною мірою визначає економічну ефективність розробки нафтогазових родовищ. Втрата герметичності колони, її руйнування або передчасний вихід із ладу призводить до зниження обсягів видобутку та збільшення експлуатаційних витрат. У більшості випадків, при експлуатації НКТ у корозійно-активному середовищі, при парціальному тиску CO_2 більше $2 \cdot 10^5$ Па традиційно засто-

совують вуглецеві та низьколеговані сталі, які демонструють високі швидкості корозії. Для підвищення економічної ефективності видобутку вуглеводнів використовують труби з корозійностійких сталей різного хімічного та фазового складу.

Аналіз літературних даних та постановка проблеми

В даний час у якості корозійностійких сталей для виготовлення обсадних, насосно-компресорних труб, а також заготовок муфт у нафтовій та газовій промисловості застосовують сталі мартенситного [9, 10], мартенсито-феритного, аустеніто-феритного, аустенітного класів і сплави аустенітного класу на основі нікелю [11-13]. Мартенситні корозійностійкі сталі призначені для експлуатації в корозійно-активному середовищі, при парціальному тиску CO_2 більше ніж $2 \cdot 10^5$ Па і відсутності H_2S . У подібних умовах низьколеговані та вуглецеві сталі, що не містять хром, піддаються локальним видам корозії [12]. Зниження витрат при застосуванні труб з корозійностійкої сталі забезпечується в довгостроковому періоді за рахунок зниження витрат на заміну труб і розчин інгібітору корозії.

Підвищення температури, збільшення парціального тиску CO_2 і H_2S , обводнення свердловин, ерозійний вплив породи, що виноситься середовищем, істотно ускладнюють умови експлуатації [14]. Це стимулює виробників та споживачів продукції використовувати додаткові рішення, призначені для конкретних умов експлуатації, що розширюють вимоги стандартів. В даний час практично кожен великий виробник нарізних труб нафтового

Пінчук Софія Йосипівна – д.т.н., проф. НМетАУ
Рослик Ірина Геннадіївна – к.т.н., доц. НМетАУ
Гальченко Галина Юрївна – к.т.н., доц. НМетАУ
Амбразей М.Ю.

Pinchuk Sophia – d.t.s. NMetAU
Roslyk Irene - c.t.s., NMetAU
Galchenko Galina – c.t.s., NMetAU
Ambrazhey M.

сортаменту пропонує продукцію, що розширює вимоги стандарту API Spec 5CT за окремими показаннями (наприклад, призначення труб, їх групи міцності, температуру експлуатації, рівень рН, допустимий парціальний тиск CO₂ і H₂S, припустимість експлуатації в середовищі, яке містить елементарну сірку та хлориди, холодостійкість, стійкість до змінання тощо), навіть без урахування різьбового з'єднання. Наприклад, існують труби з 1%Cr для заводнення пластів [15-17], з 3% Cr [18] для малодобітних свердловин з температурою флюїдів менше 90°C, труби зі сталі з мартенситною та ферито-мартенситною структурою для експлуатації при максимальній температурі 150°C та 180...220°C відповідно [19, 20].

Метою роботи є порівняльний аналіз якості насосно-компресорних труб, виготовлених зі сталей, які містять хром, типу 20X13 мартенситного класу (група міцності L80 13Cr) різних виробників і дуплексної аустеніто-феритної сталі типу 02X25H7M4 (25-7-4 API Spec 5CRA) [9, 10].

Матеріал та методика досліджень

У якості матеріалу дослідження використовували патрубкі НКТ типорозміром 73,02×5,51 мм групи міцності L80 13Cr двох різних виробників (відповідно, №1 – PSL 2, №2 – PSL 1), а також патрубок НКТ №3 типорозміром 88,9×7,34 мм з дуплексної нержавіючої сталі типу Sandvik SAF 2507. Хімічний склад сталей, що досліджували, наведений в таблицях 1 і 2.

Мета і завдання досліджень

Таблиця 1 – Хімічний склад сталі зразків №1 та №2

Номер зразка	Масова частка елементів, %											
	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	Al	Cu	Ti	V
1	0,19	0,27	0,66	0,018	след.	13,6	0,062	0,41	0,014	0,06	0,019	0,032
2	0,18	0,53	0,53	0,013	0,001	13,0	0,020	0,17	0,013	0,13	0,032	0,007
Вимоги стандарту API Spec 5CT, для групи міцності												
L80 9Cr	max 0,15	max 1,0	0,30-0,60	max 0,020	max 0,010	8,0-10,0	0,90-1,10	max 0,50	-	max 0,25	-	-
L80 13Cr	0,15-0,22	max 1,0	0,25-1,0	max 0,020	max 0,010	12,0-14,0	-	max 0,50	-	max 0,25	-	-

Таблиця 2 – Хімічний склад сталі зразка №3

Номер зразка	Масова частка елементів, %											
	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	Al	Cu	Ti	V
3	0,02	0,30	0,37	0,017	0,001	26,2	4,0	5,0	-	0,12	≤0,005	0,073
Технічні вимоги з каталогу виробника												
X2CrNiMoN 25-7-4 *	max 0,03	max 0,8	max 1,2	max 0,025	max 0,015	max 25,0	max 4,0	max 7,0	-	-	-	-

Примітка: вміст азоту не більше 0,3%.

Механічні властивості зразків труб №1 та №2 наведені в таблицях 3, 4, зразка труби №3 – в таблицях 5, 6.

Таблиця 3 – Значення роботи удару (KV, 0°C) поздовжніх зразків №1, №2

Номер зразка	KV ₁ , Дж	KV ₂ , Дж	KV ₃ , Дж	KV _{ср} , Дж
1	23,5	23,5	23,5	23,5
2	21,6	17,6	21,6	20,3
Вимоги API Spec 5CT для групи міцності L80 13Cr: min 27 – для повно розмірного зразка (10×10×55 мм); min 6,75 – для нестандартного зразка (10×2,5×55 мм)				

Таблиця 4 – Значення твердості зразків №1, №2

Номер зразка	Твердість за Роквеллом, HRC (по квадрантам)			
	I	II	III	IV
1	19,6-21,1-21,7 ср.20,8	19,3-21,9-21,7 ср.20,9	21,6-22,0-21,8 ср.21,8	19,9-20,3-20,2 ср.20,1
2	23,0-23,0-22,8 ср.22,9	21,9-24,1-22,8 ср.22,9	24,5-25,0-24,8 ср.24,8	24,0-24,9-23,6 ср.24,2
Вимоги API Spec 5CT для групи міцності L80 13Cr – не більше 23 HRC				

Таблиця 5 – Значення роботи удару (KV, 0°C) поздовжнього зразка №3

Номер зразка	KV ₁ , Дж	KV ₂ , Дж	KV ₃ , Дж	KV _{ср} , Дж
3	127,2	138,6	129,0	131,6

Таблиця 6 – Значення твердості зразка №3

Номер зразка	Твердість за Роквеллом, HRC (по квадрантам)			
	I	II	III	IV
3	19,6-21,1-21,7 ср.20,8	19,3-21,9-21,7 ср.20,9	21,6-22,0-21,8 ср.21,8	19,9-20,3-20,2 ср.20,1
Технічні вимоги з каталогу виробника – не більш 32 HRC				

Для оцінки корозійної стійкості використовували такі види випробувань: візуальний огляд та фотографування внутрішньої та зовнішньої поверхні труб, кліматичні корозійні випробування, визначення корозійної стійкості до міжкристалітної корозії електрохімічним методом, потенціодинамічні дослідження, методи оптичної металографії.

Кліматичні випробування підготовлених зразків труб проводили згідно з вимогами ДСТУ ISO 9227:2015 в камері соляного туману WEISS SC 450. Тривалість випробувань складала 120 годин. В якості середовища використовували розпилений 5% розчин NaCl (температура середовища – 35°C, температура води зволожувача – 49°C, тиск розпилення – 1,2 бар). Оцінку стійкості сталі проти міжкристалітної корозії проводили за значенням виміряного потенціалу з використанням потенціостатичного пристрою ПІ-2МК-10А за вимогами ГОСТ 9.914-91. Для проведення випробування використовували розчин п.4.3.8 ГОСТ 9.914-91 з температурою 23°C. Електрохімічні потенціодинамічні дослідження проводили за вимогами ГОСТ 9.912-89 з використанням потенціостатичного пристрою ПІ-2МК-10А з прямим та зворотним ходом кривих при швидкості розгорнення потенціалу 1 мВ/сек. Як модельне середовище використовували 3% водний розчин NaCl з температурою 25°C. Випробування проводили за умов природної аерації без перемішування.

Для проведення металографічних досліджень зразки труби розрізали на сегменти, монтували в акриловій смолі холодного твердіння та піддавали стандартній методиці підготовки металографічних шліфів. Для мокрого шліфування використовували

шліфувальний папір зернистістю FEPA P240, P400, P800, P1000. Сухе полірування здійснювали на фільтрувальному папері з використанням алмазних паст АСМ НОМ 7/5, 3/2 та 2/1. Залишки пасти видаляли промиванням у бензині та етиловому спирті. Електролітичне полірування здійснювали в стандартному хромово-оцтовому електроліті при напрузі 22 В. В якості катода використовували плоску пластину з аустенітної сталі 12Х18Н10Т. Для травлення за рекомендаціями ASM [21] використовували 20% водний розчин NaOH. Травлення виконували при напрузі 3В, зразок служив анодом, аустенітна сталь типу 12Х18Н10Т – катодом. Час травлення зразків №1 та №2 становив близько десяти хвилин, зразка №3 – 5-10 секунд.

Результати дослідження

Стан поверхні труб істотно впливає на ініціювання та протікання процесів корозії. Відповідно до п. 7.12 API Spec 5CT [9] та п. 7.10 API Spec 5CRA / ISO 13680 [10], після остаточної термічної обробки на внутрішній поверхні корозійностійких труб не повинно бути окалини. Патрубок труби №1 мав на зовнішній поверхні шар лакофарбового покриття чорного кольору, внутрішня частина труби була покрита окалиною і мала на поверхні сліди прокатного інструменту. Патрубок труби №2 мав на зовнішній та внутрішній поверхні шар окалини (рис. 1). Поверхня зразка патрубка труби №3 мала гладку поверхню без окалини. Результати прискорених кліматичних випробувань зразків досліджених НКТ у камері соляного туману представлені у таблиці 7 та на рисунках 2-3.

Таблиця 7 – Результати кліматичних випробувань зразків НКТ

Номер зразка	Товщина покриття на зовнішній поверхні труби, мкм	Адгезія, бал		Ступінь ураження поверхні корозією, %					
		до випробувань	після випробувань	24 часа		48 часов		120 часов	
				зовн.	внутр.	зовн.	внутр.	зовн.	внутр.
1	57,6-98,5	1	1	0-3	3-5	3-5	20-25	5-7	20-40
2	–	–	–	10-15	0	25-30	0-3	25-30	3-5

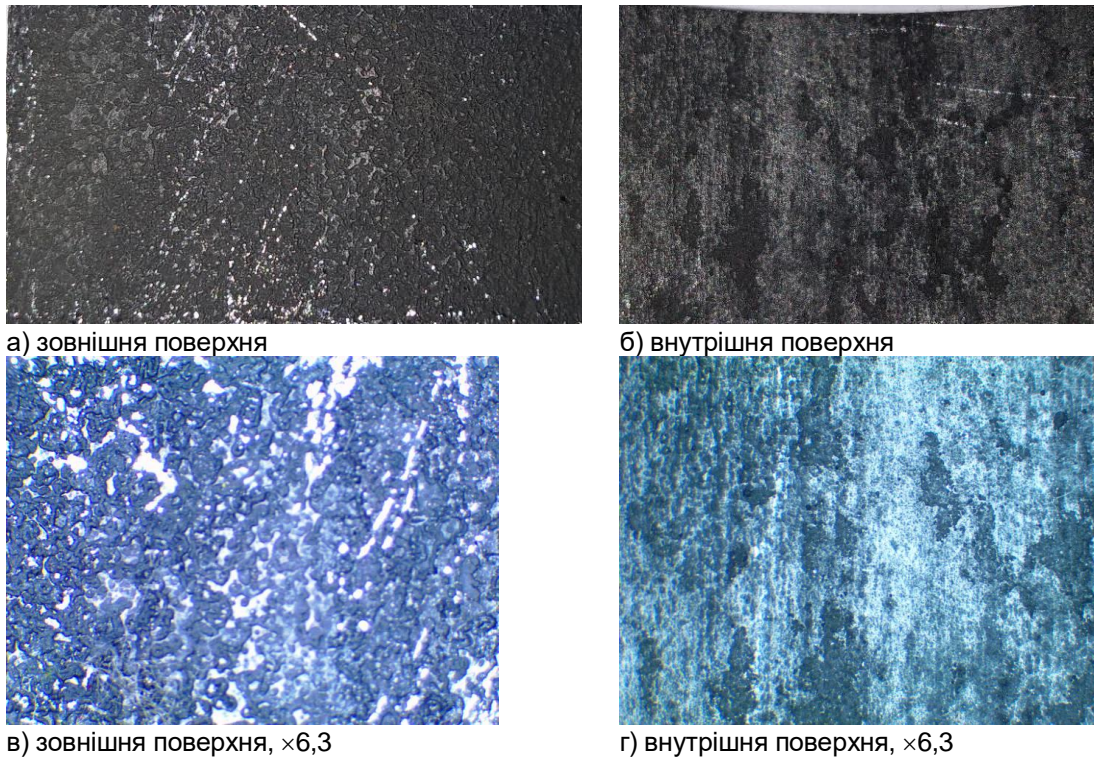


Рис. 1 – Поверхня труби №2

Результати кліматичних випробувань зразків насосно-компресорних труб показують, що ступінь ураження корозією внутрішньої поверхні зразка №1 після 120 годин випробувань становить 20-40%, тоді як на внутрішній поверхні зразка №2

спостерігається лише 3-5% уражень корозією. Це пов'язано з наявністю оксидів на внутрішній поверхні зразка №2, які, ймовірно, блокують корозійні процеси в початковий момент випробувань.



а) зовнішня поверхня труб



б) внутрішня поверхня труб

Рис. 2 – Зразки труби №1 після 120 годин випробувань в камері сольового туману



а) зовнішня поверхня труб



б) внутрішня поверхня труб

Рис. 3 – Зразки труби №2 після 120 годин випробувань в камері сольового туману

В результаті випробувань на міжкристалітну корозію встановлено, що потенціал корозії зразка №1 становить мінус 0,13 В, потенціал корозії зразка №2 становить мінус 0,19 В, а потенціал корозії зразка №3 (Sandvik SAF 2507) становить плюс 0,15 В. Відповідно до ГОСТ 9.914-91 на зразках сталі, нестійкої до міжкристалітної корозії, встановлюється потенціал мінус 0,2 В і більш негативний, а на зразках сталі, стійкої до міжкристалітної корозії – від плюс 0,3 В до плюс 0,6 В. Відповідно, сталь зразка №2 є менш стійкою до міжкристалітної корозії, ніж сталь зразка №1, а зразок №3 (Sandvik SAF 2507) є стійкішим до міжкристалітної корозії, ніж інші зразки.

Результати електрохімічних потенціодинамічних досліджень наведено на рис. 4.

Порівняльні випробування показують, що найбільш стійким до пітингової корозії є зразок №3 (Sandvik SAF 2507). У цього виду труби спостерігається найбільший базис пітингової стійкості 1,37 В, що говорить про високий опір її до пітингової корозії. На зразках №1 і №2 сталі 20Х13 встановлено базис пітингової стійкості 0,57 В та 0,39 В, відповідно. Також для зразка №3 густина струму в 4 рази менше, ніж для зразка №1 і в 3 рази менше, ніж для зразка №2.

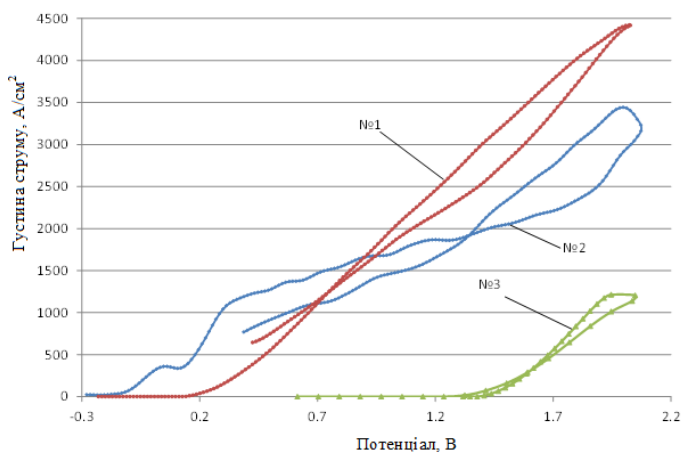
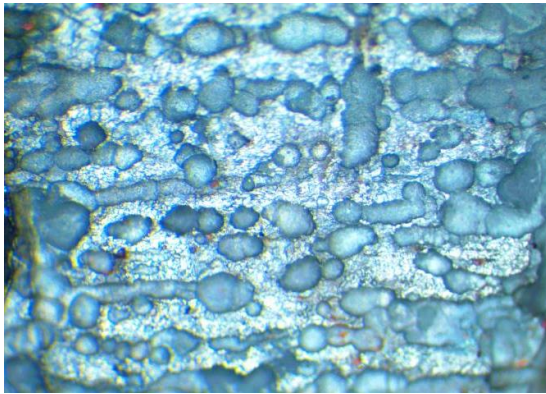
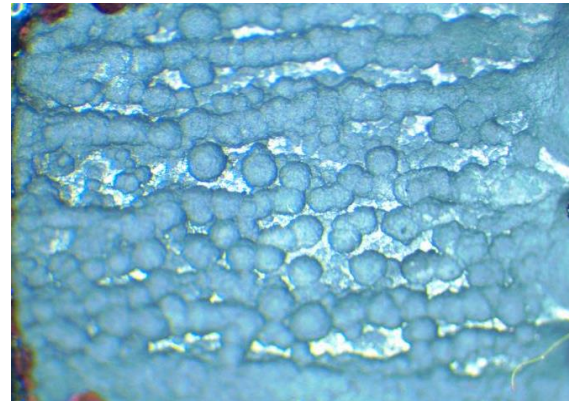


Рис. 4 – Потенціодинамічні криві з прямим та зворотнім ходом (позначення в тексті)

Було проведено додаткове дослідження стану поверхні зразків після випробувань. Фотографії на рис. 5 підтверджують одержані результати.



а) №1



б) №2

Рис. 5 – Зовнішній вигляд поверхні зразків після електрохімічних випробувань на стійкість до пітингів, $\times 16$

Металографічний контроль мікроструктури труб групи міцності L80 13Cr не передбачений вимогами стандарту API Spec 5CT (зразки №1 та №2),

однак був проведений для отримання додаткової інформації про якість та вид проведеної термічної обробки (рис. 6-9).

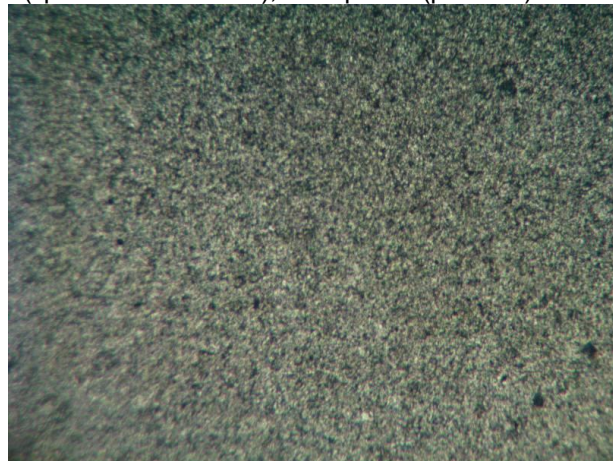


Рис. 6 – Мікроструктура зразка №1, $\times 125$

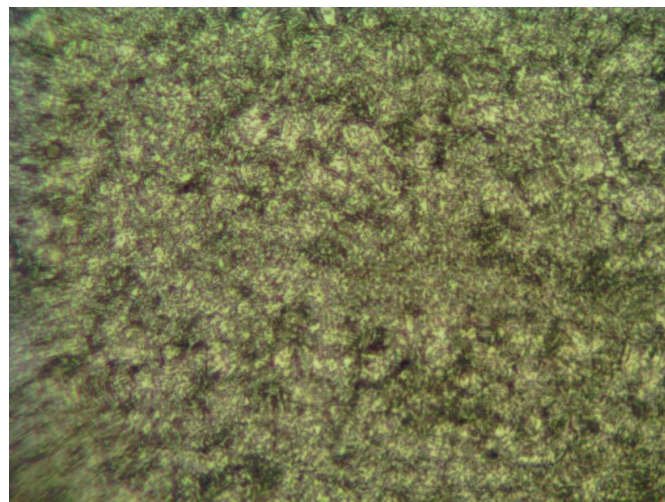
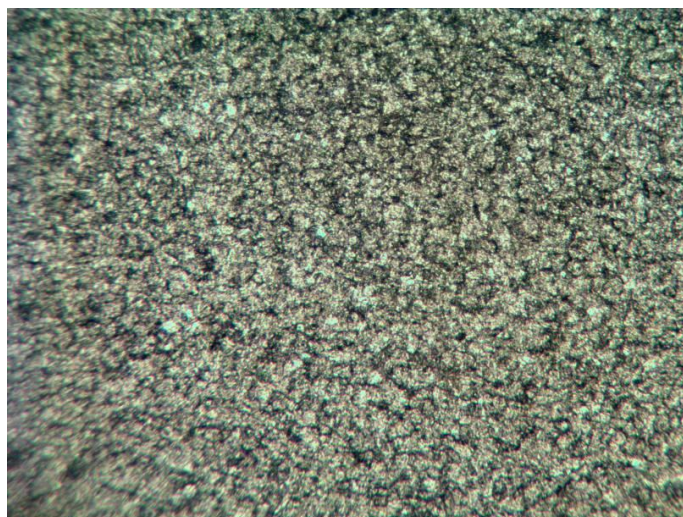
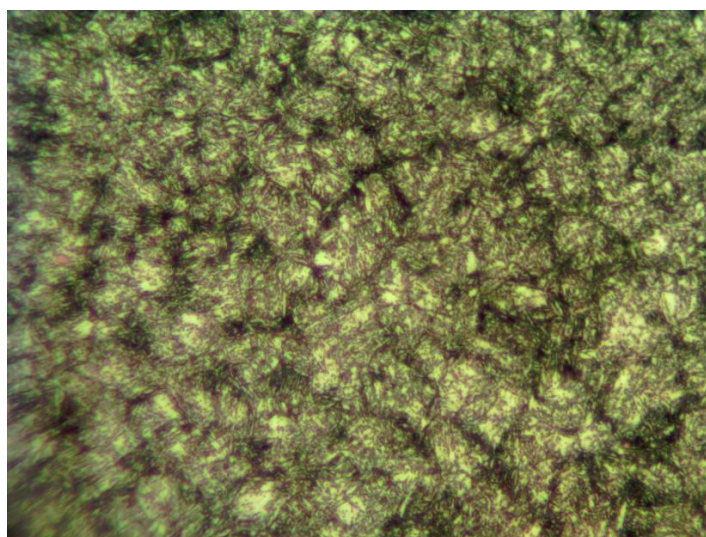


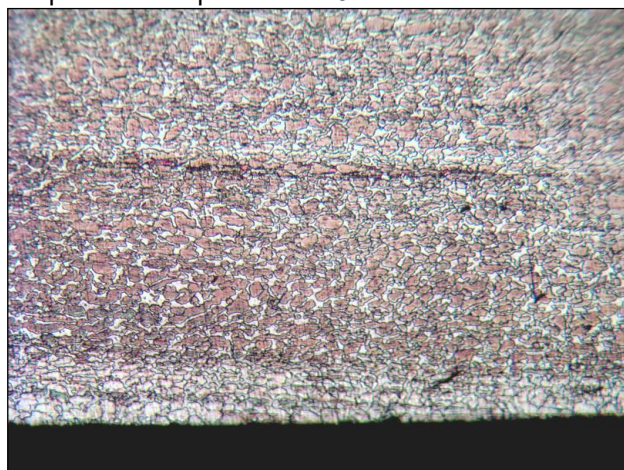
Рис. 7 – Мікроструктура зразка №1, $\times 500$

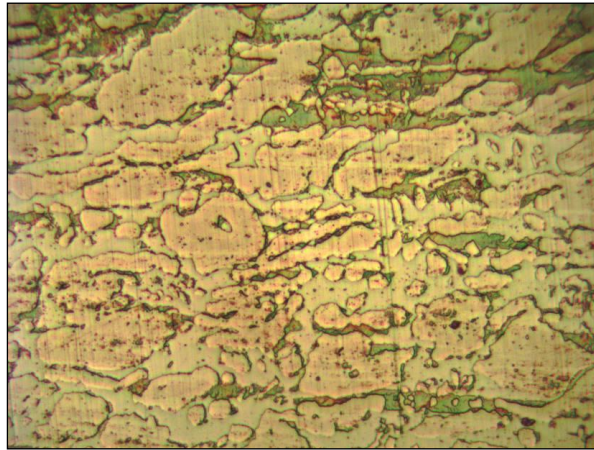
Рис. 8 – Мікроструктура зразка №2, $\times 125$ Рис. 9 – Мікроструктура зразка №2, $\times 500$

Мікроструктура зразка №1 представлена продуктами високого відпуску – дрібнодисперсними сфероїдизованими карбідами у феритній матриці. Мікроструктура зразка №2 представлена відпущеним мартенситом, карбіди не відображені при використаних збільшеннях. Мікроструктура зразка №1 більш дрібнодисперсна порівняно із зразком

№2 (див. рис. 7 та рис. 9). Це свідчить про неповне завершення процесів відпуску у матеріалі зразка №2 (недостатня температура чи тривалість відпуску).

Мікроструктури двофазної аустенітно-феритної сталі типу SAF 2507 (зразок №3) наведено на рис. 10-11.

Рис. 10 – Мікроструктура зразка №3, $\times 125$

Рис. 11 – Мікроструктура зразка №3, $\times 500$

Висновки

Проведено порівняльний аналіз якості насосно-компресорних труб, виготовлених зі сталей, які містять хром, типу 20X13 мартенситного класу (група міцності L80 13Cr) і дуплексної аустеніто-феритної сталі типу 02X25H7M4 (SAF 25 Spec 5CRA). Визначено:

1. Найбільш корозійностійкою є дуплексна аустеніто-феритна сталь типу 02X25H7M4. Дана сталь є чудовим матеріалом для експлуатації в середовищах, що містять хлориди та при підвищених температурах (до 250...300 °C), у тому числі в складнонапруженому стані. Але виготовлення нарізних труб з цієї сталі пов'язане з низкою технологічних складнощів, це, безсумнівно, викликає збільшення їх вартості. Тому, використання даного матеріалу для виготовлення обсадних та насосно-компресорних труб економічно не доцільно поряд з

можливими технічними труднощами в експлуатації, наприклад, такими як нарізка різьблення.

2. Результати мікроструктурних досліджень свідчать про порушення технологічного процесу прокатки чи термічної обробки у процесі виробництва труби зразок №2. Цей чинник впливає на зниження стійкості цієї сталі до появи пітингів. Встановлено знижений базис пітингової стійкості 0,39 В, в порівнянні із зразком №1 0,57 В.

3. Кліматичні випробування зразків труб показують, що ступінь ураження корозією внутрішньої поверхні зразка №1 після 120 годин випробувань становить 20-40 %, тоді як на внутрішній поверхні зразка №2 спостерігається лише 3-5% уражень корозією. Це пов'язано з наявністю високотемпературних оксидів (окалина) на внутрішній поверхні зразка №2, які, ймовірно, блокують корозійні процеси в початковий момент випробувань.

Бібліографічний опис

1. Alamri A. H. Localized Corrosion and Mitigation Approach of Steel Materials Used in Oil and Gas Pipelines-An overview. *Engineering Failure Analysis*. 2020. P. 104735. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2020.104735>
2. Ueda M. 2006 FN speller award lecture: development of corrosion-resistance alloys for the oil and gas industry – based on spontaneous passivity mechanism. *Corrosion*. 2006. T. 62, №. 10. P. 856 – 867. <https://doi.org/10.5006/1.3279895>
3. Popoola L. T. et al. Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation. *International Journal of Industrial Chemistry*. 2013. T. 4, №. 1. C. 1–15. <https://doi.org/10.1186/2228-5547-4-35>. <https://link.springer.com/article/10.1186/2228-5547-4-35>
4. Al-Janabi Y. T. An overview of corrosion in oil and gas industry: upstream, midstream, and downstream sectors. *Corrosion Inhibitors in the Oil and Gas Industry*. 2020. P. 1–39. <https://doi.org/10.1002/9783527822140.ch1>
5. Dong B. et al. Major corrosion influence factors analysis in the production well of CO₂ flooding and the optimization of relative anti-corrosion measures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. T. 200. P. 108052. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108052>
6. Yin Z. F. et al. Characterization of corrosion product layers from CO₂ corrosion of 13Cr stainless steel in simulated oilfield solution. *Journal of Materials Engineering and Performance*. 2011. T. 20, №. 7. P. 1330 – 1335. <https://doi.org/10.1007/s11665-010-9769-z>
7. Li Y. Y. et al. Galvanic corrosion between N80 carbon steel and 13Cr stainless steel under supercritical CO₂ conditions. *Corrosion Science*. 2019. T. 147. P. 260 – 272. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2018.11.025>
8. ISO 10405:2000 Petroleum and natural gas industries – Care and use of casing and tubing. –p. 39. 2000-03-01.
9. API Spec 5CT / ISO 11960:2014 Petroleum and natural gas industries -- Steel pipes for use as casing or tubing for wells. –P. 264. –2014-01-15.

10. API Spec 5CRA / ISO 13680:2010 Petroleum and natural gas industries -- Corrosion-resistant alloy seamless tubes for use as casing, tubing and coupling stock -- Technical delivery conditions. –p. 264. –2010-09-01.
11. Corrosion Resistant High Cr Steel for Oil and Gas Wells. *JFE GIHO*. No. 29 (Feb. 2012), P. 61–63. [JFE TECHNICAL REPORT №18]
12. Cerruti S. An overview of corrosion resistant alloy steel selection and requirements for oil and gas industry. *AGIP Divisione Esplorazione e Produzione*. 1998. P. 9.
13. OCTG Product Selection Guide (VAM Connection, OCTG grades) . URL: <http://www.vallourec.com/OCTG/EN/E-Library/vamconnections/octgproducts/24-02-Brochure-OCTG.pdf>
14. Javidi M., Saeedikhani M., Omidi R. Failure analysis of a gas well tubing due to corrosion: a case study. *Journal of failure analysis and prevention*. 2012. T. 12, №. 5. P. 550-557. <https://doi.org/10.1007/s11668-012-9595-8>
15. Pfennig A., Bäßler R. Effect of CO₂ on the stability of steels with 1% and 13% Cr in saline water. *Corrosion Science*. 2009. T. 51, №. 4. C. 931-940. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2009.01.025>
16. Hua Y. et al. Comparison of corrosion behavior of X65, 1Cr, 5Cr and 13Cr steels in water-containing supercritical CO₂ environments with SO₂/O₂ . *CORROSION 2016*. – OnePetro, 2016.
17. Carvalho D. S., Joia C. J. B., Mattos O. R. Corrosion rate of iron and iron–chromium alloys in CO₂ medium. *Corrosion Science*. 2005. T. 47, №. 12. P. 2974-2986. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2005.05.052>
18. Lin X. et al. Effect of O₂ on corrosion of 3Cr steel in high temperature and high pressure CO₂–O₂ environment. *Applied Surface Science*. 2015. T. 329, P. 104-115. <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2014.12.109>
19. Cabet C. et al. Ferritic-martensitic steels for fission and fusion applications. *Journal of Nuclear Materials*. 2019. T. 523, P. 510-537. <https://doi.org/10.1016/j.jnucmat.2019.05.058>
20. Calabrese L. et al. Monitoring of 13% Cr martensitic stainless steel corrosion in chloride solution in presence of thiosulphate by acoustic emission technique. *Corrosion Science*. 2016. T. 111. P. 151-161. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2016.05.010>
21. ASM Handbook Volume 9: Metallography And Microstructures. –p. 1184 p. –[ISBN 978-0871707062].

References

1. Alamri A. H. Localized Corrosion and Mitigation Approach of Steel Materials Used in Oil and Gas Pipelines-An overview. *Engineering Failure Analysis*. 2020. P. 104735. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2020.104735>
2. Ueda M. 2006 FN speller award lecture: development of corrosion-resistance alloys for the oil and gas industry – based on spontaneous passivity mechanism. *Corrosion*. 2006. T. 62, №. 10. P. 856 – 867. <https://doi.org/10.5006/1.3279895>
3. Popoola L. T. et al. Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation. *International Journal of Industrial Chemistry*. 2013. T. 4, №. 1. C. 1–15. <https://doi.org/10.1186/2228-5547-4-35>
4. Al-Janabi Y. T. An overview of corrosion in oil and gas industry: upstream, midstream, and downstream sectors. *Corrosion Inhibitors in the Oil and Gas Industry*. 2020. P. 1–39. <https://doi.org/10.1002/9783527822140.ch1>
5. Dong B. et al. Major corrosion influence factors analysis in the production well of CO₂ flooding and the optimization of relative anti-corrosion measures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. T. 200. P. 108052. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108052>
6. Yin Z. F. et al. Characterization of corrosion product layers from CO₂ corrosion of 13Cr stainless steel in simulated oilfield solution. *Journal of Materials Engineering and Performance*. 2011. T. 20, №. 7. P. 1330 – 1335. <https://doi.org/10.1007/s11665-010-9769-z>
7. Li Y. Y. et al. Galvanic corrosion between N80 carbon steel and 13Cr stainless steel under supercritical CO₂ conditions. *Corrosion Science*. 2019. T. 147. P. 260 – 272. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2018.11.025>
8. ISO 10405:2000 Petroleum and natural gas industries – Care and use of casing and tubing. –p. 39. 2000-03-01.
9. API Spec 5CT / ISO 11960:2014 Petroleum and natural gas industries -- Steel pipes for use as casing or tubing for wells. –P. 264. – 2014-01-15.
10. API Spec 5CRA / ISO 13680:2010 Petroleum and natural gas industries -- Corrosion-resistant alloy seamless tubes for use as casing, tubing and coupling stock -- Technical delivery conditions. –p. 264. –2010-09-01.
11. Corrosion Resistant High Cr Steel for Oil and Gas Wells. *JFE GIHO*. No. 29 (Feb. 2012), P. 61–63. [JFE TECHNICAL REPORT №18]
12. Cerruti S. An overview of corrosion resistant alloy steel selection and requirements for oil and gas industry. *AGIP Divisione Esplorazione e Produzione*. 1998. P. 9.
13. OCTG Product Selection Guide (VAM Connection, OCTG grades) . URL: <http://www.vallourec.com/OCTG/EN/E-Library/vamconnections/octgproducts/24-02-Brochure-OCTG.pdf>

14. Javidi M., Saeedikhani M., Omid R. Failure analysis of a gas well tubing due to corrosion: a case study. *Journal of failure analysis and prevention*. 2012. T. 12, №. 5. P. 550-557. <https://doi.org/10.1007/s11668-012-9595-8>
15. Pfennig A., Bäßler R. Effect of CO₂ on the stability of steels with 1% and 13% Cr in saline water. *Corrosion Science*. 2009. T. 51, №. 4. C. 931-940. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2009.01.025>
16. Hua Y. et al. Comparison of corrosion behavior of X65, 1Cr, 5Cr and 13Cr steels in water-containing supercritical CO₂ environments with SO₂/O₂. *CORROSION* 2016. – OnePetro, 2016.
17. Carvalho D. S., Joia C. J. B., Mattos O. R. Corrosion rate of iron and iron–chromium alloys in CO₂ medium. *Corrosion Science*. 2005. T. 47, №. 12. P. 2974-2986. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2005.05.052>
18. Lin X. et al. Effect of O₂ on corrosion of 3Cr steel in high temperature and high pressure CO₂–O₂ environment. *Applied Surface Science*. 2015. T. 329, P. 104-115. <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2014.12.109>
19. Cabet C. et al. Ferritic-martensitic steels for fission and fusion applications. *Journal of Nuclear Materials*. 2019. T. 523, P. 510-537. <https://doi.org/10.1016/j.jnucmat.2019.05.058>
20. Calabrese L. et al. Monitoring of 13% Cr martensitic stainless steel corrosion in chloride solution in presence of thiosulphate by acoustic emission technique. *Corrosion Science*. 2016. T. 111. P. 151-161. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2016.05.010>
21. ASM Handbook Volume 9: Metallography And Microstructures. –p. 1184 p. –[ISBN 978-0871707062].