

*А. НЕМАХ, Д. Ф. ДОНСЬКИЙ, С. В. НЕСТЕРЕНКО*

### ВИВЧЕННЯ ТОЧКОВОЇ КОРОЗІЇ В ПЛАСТОВІЙ ВОДІ НАФТОВОГО РОДОВИЩА ІРАКУ

Вивчено вплив різних гірничо-геологічних факторів нафтового родовища Іраку на перебіг точкової корозії в зразках низьколегованої сталі. Показано, що співвідношення розчинених кислих газів  $\text{CO}_2$  і  $\text{H}_2\text{S}$  поряд з такими факторами як температура і вміст хлоридів, також впливає на розвиток і перебіг даного процесу. Отримані вольтамперограми зразка низьколегованої сталі К55 в модельованих складах пластових вод при різних температурах і співвідношеннях агресивних газів  $\text{CO}_2$  та  $\text{H}_2\text{S}$ . Встановлено, що при наявності сірководню в пластовій воді потенціал вільної корозії зміщується в катодну область. Вуглекислий газ активує протікання загальної і пітингової корозії. Проведено активний експеримент по вивченню глибини пітингу для вибраного зразка сталі і отримано рівняння регресії другого порядку залежності глибини точкової корозії від обраних факторів впливу. Методами математичної статистики виконаний аналіз математичної моделі в програмі Statgrafic, побудовані ізоконтури впливу для різних пар факторів на глибину пітингової корозії. Аналіз отриманої моделі говорить про перевагу фактору, який відображає вплив співвідношення агресивних газів  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$  на розвиток локальної корозії. Показано, що існують певні області з максимальними значеннями показника глибини пітингової корозії  $V_p = 91\text{ м}^6$ , що дорівнює співвідношенню  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$  близько 17,2.

**Ключові слова:** вольтамперограма, низьколеговані сталі, корозія, пітинг, температура, хлориди, співвідношення агресивних газів, математична модель.

*А. НЕМАХ, Д. Ф. ДОНСКОЙ, С. В. НЕСТЕРЕНКО*

### ИЗУЧЕНИЕ ТОЧЕЧНОЙ КОРРОЗИИ В ПЛАСТОВОЙ ВОДЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИРАКА

Изучено влияние различных горно-геологических факторов нефтяного месторождения Ирака на протекание питтинговой коррозии в образцах низколегированной стали. Показано, что наряду с такими факторами как температура и содержание хлоридов, соотношение растворенных кислых газов  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$  также оказывает влияние на развитие и протекание данного процесса. Получены вольтамперограммы образца низколегированной стали К55 в моделируемых составах пластовых вод при различных температурах и соотношениях агрессивных газов  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$ . Установлено, что при наличии сероводорода в пластовой воде потенциал свободной коррозии смещается в катодную область. Углекислый газ активирует протекания общей и питтинговой коррозии. Проведен активный эксперимент по изучению глубины питтинга выбранного образца стали и получено уравнение регрессии второго порядка зависимости глубины точечной коррозии от выбранных факторов влияния. Методами математической статистики выполнен анализ полученной модели в программе Statgrafic, построены изоконтуры влияния для разных пар факторов на глубину питтинга. Анализ полученной модели говорит о преобладании фактора, который отражает влияние соотношения агрессивных газов  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$  на развитие локальной коррозии. Показано, что существуют определенные области с максимальными значениями показателя глубины питтинга  $V_p = 91\text{ м}^6$ , при соотношении  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$  около 17,2.

**Ключевые слова:** вольтамперограмма, низколегированные стали, коррозия, питтинг, температура, хлориды, соотношение агрессивных газов, математическая модель.

*A. NEAMAH, D.F. DONSKY, S.V. NESTERENKO*

### EXAMINATION OF PITTING CORROSION IN IRAQI MINERAL WATER

It was studied the pitting corrosion in low alloy steel samples by influence of various mining and geological factors of the Iraqi oil field. It is shown that the temperature and chloride content, the ratio of dissolved acid gases  $\text{CO}_2$  and  $\text{H}_2\text{S}$  also affect the development and progress of this process. It was carried out the analysis of voltamperograms of a low alloy steel sample in the simulated reservoir water compositions typical of Iraqi deposits. The analysis of voltamperographs of the sample of low-alloy K55 steel in simulated reservoir compositions at different temperatures and ratios of aggressive  $\text{CO}_2$  and  $\text{H}_2\text{S}$  gases characteristic of Iraqi deposits. It is established that in the presence of hydrogen sulfide in formation water, the potential of free corrosion shifts to the cathode region. Carbon dioxide activates general and pitting corrosion. An active experiment was conducted to study the depth of pitting for the selected steel sample and obtained the second-order regression equation for the dependence of the point corrosion depth on the selected impact factors. The mathematical model was obtained and analyzed for the dependence of the pitting corrosion depth on the selected factors by using the mathematical statistic. The regression model was analyzed, isocontours of influence for different pairs of factors on the depth of pitting corrosion were constructed. The analysis of the obtained model indicates the predominant influence of a factor that reflects the influence of the ratio of corrosive  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$  gases on the development of local corrosion in formation water. It is shown that there are certain areas with maximum values of the pitting corrosion depth  $V_p = 91\text{ м}^6$ . In natural terms, this equates to a  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$  ratio of about 17.2.

**Key words:** voltamperogram, low alloy steels, corrosion, pitting, temperature, chlorides, ratio of aggressive gases, mathematical model.

**Вступ.** Забезпечення стабільної і довгострокової роботи нафтового обладнання в агресивних середовищах завжди було актуальною проблемою для нафтодобувної промисловості Іраку, з одного боку, через наявність в пластовій воді підвищеного вмісту хлоридів, а також розчинених газів  $\text{CO}_2$  і  $\text{H}_2\text{S}$  а, з другого, через облаштування більшості свердловин обсадними

колонами з низьколегованих сталей К-55, N-80 (див. табл. 1). Вивчення чинників та механізму протікання загальної і точкової корозії, викликаного дією газів, як  $\text{CO}_2$ , так і  $\text{H}_2\text{S}$  знаходить великий інтерес у дослідників, оскільки тісно пов'язане з прогнозом термінів експлуатації нафтопромислового обладнання.

Корозія обладнання на нафтових родовищах має

© А. Немах, Д. Ф. Донський, С. В. Нестеренко, 2020

складний механізм і проявляється в робочому середовищі, що містить супутні гази  $\text{CO}_2$  і  $\text{H}_2\text{S}$ , і розчинені солі, переважно хлориди [1]. При цьому необхідно розрізняти вуглекислотну і сірководневу корозію. При змішаній корозії існує два конкуруючих між собою процеси: взаємодія вуглекислоти, або водного розчину сірководню з поверхнею низьколегованої сталі [1,2,3].

**Методика проведення експерименту.** Метою даної роботи є вивчення пітингової корозії вуглецевої сталі в умовах нафтопромислів Іраку. Хімічний склад досліджуваних сталей приведено в табл.№1. Склад пластової води нафтопромислів Іраку з щільністю  $1,147 \text{ кг/дм}^3$  та загальною мінералізацією  $201,708 \text{ г/дм}^3$  приведено в табл.№2 [4]. Експериментальні дослідження проводили на лабораторній установці, яка складається з автоклава та дозуючих пристроїв, за допомогою яких моделювали взаємний вплив різних факторів, граничні значення яких були вибрані на основі реальних умов роботи кількох свердловин іракського родовища Мішріф [5]. Глибину пітингів визначали за допомогою профілометрів. Досліджувалися отримані вольтамперограми, які характеризували швидкість протікання загальної корозії.

Зразки досліджуваних матеріалів були встановлені в найбільш агресивні середовища на промислах. Для визначення загальної корозійної стійкості в касети включали зразки вуглецевої сталі K55. Проведення гравіметричних випробувань було відповідно РТМ 26-01-68 (розробка УкрНДІХімМаш) [5]. Корозійну активність пластової води визначали потенціометричним методом, на базі потенціостата EP-20 А, автоматично керованого програмою за допомогою комп'ютера [4].

Таблиця 1 – Хімічний склад досліджуваних сталей

Марка сталі	C	S	P	Cr	Ni	Si	Mn	As
Сталь N-80	0,78	$\leq 0,03$	$\leq 0,03$	$\leq 0,25$	$\leq 0,25$	0,3	0,7	-
Сталь K55	0,52	0,04	0,035	$\leq 0,25$	$\leq 0,25$	0,27	0,60	$\leq 0,08$

Таблиця 2 – Характеристика пластової води (pH=6,09)

Катіони, мг/дм <sup>3</sup>	$\text{K}^+\text{Na}^+$	$\text{Ca}^{2+}$	$\text{Mg}^{2+}$	$\text{Fe}^{2+}$	$\text{Fe}^{3+}$	$\Sigma$
	57796	14428	3648	134	2	76009
Аніони, мг/дм <sup>3</sup>	$\text{HCO}_3^-$	Cl	I	Br	$\text{SO}_4^{2-}$	$\Sigma$
	146	125351	23	160	19	125699

Вуглекислотна і сірководнева корозія в умовах нафтових родовищ характеризується відносною концентрацією кислих газів, відповідно,  $\text{CO}_2$  та  $\text{H}_2\text{S}$  в пласті (див.табл.№3). Значна концентрація газу  $\text{H}_2\text{S}$  і в поєднанні з газом  $\text{CO}_2$  в пласті [6-8], особливо, при відносно низьких і помірних концентраціях  $\text{H}_2\text{S}$  ( $0,3 \text{ kPa} \approx 0,05 \text{ psia}$ ) [8], зазвичай вважається кислотою (згідно стандарту NACE MR0175 / ISO 15156). Швидкість руйнування вуглецевих сталей в системах, що містять  $\text{CO}_2$  і  $\text{CO}_2+\text{H}_2\text{S}$ , дуже висока через непередбачені прояви точкової корозії, яка пов'язана з комбінованим впливом розчинених газів  $\text{H}_2\text{S}$  і  $\text{CO}_2$ .

Таблиця 3 – Вміст розчинених агресивних газів в пластових водах деяких родовищ Іраку, %

Родовище	Вміст $\text{H}_2\text{S}$ , %	Вміст $\text{CO}_2$ , %	$\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$
Азмарі	0-0,4	0,1-1,52	3,8-15,8
Мішріф	0,6-2,5	3,7-7,2	4-70

**Результати та їх обговорення.** Дискусії щодо проявів локальної корозії низьколегованої вуглецевої сталі при умовах експлуатації в середовищі  $\text{CO}_2$  і  $\text{H}_2\text{S}$ , пов'язані з наступним [9,10]:

1. Недостатньо вивчені механізми локальної корозії.

2. Наявність впливу складної кінетики і складу продуктів корозії ( $\text{FeCO}_3$ ,  $\text{FeS}$ ).

3. Кінетика утворення та захисні властивості сульфиду заліза.

Конкурентне осадження сульфиду і карбонату заліза на поверхні низьколегованої вуглецевої сталі є одним з важливих факторів, що впливають на швидкість корозії [11-13]. Визнано, що карбонат заліза ( $\text{FeCO}_3$ ) є типовим продуктом корозії при дії  $\text{CO}_2$ . Кристалічні структури (сульфід заліза), що утворюється в результаті корозії при дії  $\text{H}_2\text{S}$  через вплив таких чинників, як температура, pH і концентрація, є більш складним: макіновіт, пірротин, трюїліт, кубічний сульфід заліза, пірит [14-17]. Багато досліджень показали, що присутність  $\text{H}_2\text{S}$  в середовищі  $\text{CO}_2$  може прискорити або загальмувати корозію вуглецевої сталі в залежності від його парціального тиску та умов навколишнього середовища [7,18,20].

Механізм корозії на поверхні вуглецевої сталі можна визначити за співвідношенням парціальних тисків  $\text{CO}_2 / \text{H}_2\text{S}$  ( $P_{\text{CO}_2} / P_{\text{H}_2\text{S}}$ ). За деякими оцінками [20], коли  $P_{\text{CO}_2} / P_{\text{H}_2\text{S}} < 20$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  визначає процес корозії; коли  $P_{\text{CO}_2} / P_{\text{H}_2\text{S}}$  знаходиться між 20 і 500, процес корозії одночасно залежить від  $\text{CO}_2$  і  $\text{H}_2\text{S}$ ; коли  $P_{\text{CO}_2} / P_{\text{H}_2\text{S}} > 500$ , основний вплив на процес корозії має  $\text{CO}_2$ . За даними інших досліджень подібних систем, коли  $P_{\text{CO}_2} / P_{\text{H}_2\text{S}} > 200$ ,  $\text{CO}_2$  має основний вплив на швидкість і наслідки корозійного процесу [21].

Макіновіт, який суттєво зменшує корозію, може утворюватися на поверхні сталі при температурі нижче  $120^\circ \text{C}$ . Однак, коли  $P_{\text{CO}_2} / P_{\text{H}_2\text{S}} < 200$ , сульфід заліза має тенденцію осідати разом з карбонатом заліза, корозія вуглецевої сталі визначається стабільністю і захисними характеристиками сульфиду та карбонату заліза.

Слід підкреслити, що вуглецева сталь піддається локальній корозії в середовищі з парціальним тиском  $\text{H}_2\text{S}$  вище  $0,02 \text{ МПа}$  [22]. У присутності високої концентрації  $\text{H}_2\text{S}$  швидкість корозії сталі може бути вищою, ніж прогнозується за допомогою моделей, які описують корозію металу під дією  $\text{CO}_2$  [1].  $\text{H}_2\text{S}$  може не утворювати захисні шари і каталізувати анодне розчинення металу.

Аналіз вольтамперограмм (див.рис. 1) вуглецевих сталей K55 в пластовій воді під час насичення кислих газів при температурі від  $30 - 80^\circ \text{C}$  показує, що зразки сталі кородують зі швидкістю розчинення при потенціалі вільної корозії, що становить в перерахун-

ку від 0,2 г/(м<sup>2</sup> × год.) при температурі 30 °С до 9 г / (м<sup>2</sup> × год.) при температурі 80 °С. Зазначені швидкості корозії дозволяють зробити висновок про низьку корозійну стійкість даних сталей в пластовій воді нафтопромислів Іраку. Корозійні процеси на поверхні зазначених сталей протікають нерівномірно з проявами пітінгової корозії [4]. Необхідно відзначити, що при наявності сірководню в пластовій воді потенціал вільної корозії змінюється в катодну область в порівнянні зі зразком без газової обробки (рис.1, а) і пов'язаний з утворенням на поверхні сталі сульфиду

заліза (рис.1, б). При певних умовах швидкості корозії визначені за даними електрохімічних методів (циклічної вольтамперометрії) добре узгоджуються зі швидкостями корозії, отриманими за допомогою гравіметричних випробувань (див.табл.№ 4). При цьому швидкість загальної корозії дещо знижується. Однак при наявності CO<sub>2</sub> і H<sub>2</sub>S відмічається зсув потенціалу вільної корозії в анодну область, що підтверджує наявність процесу активування сталей, особливо, це проявляється при підвищенні температури (рис. 1, в, з, д).

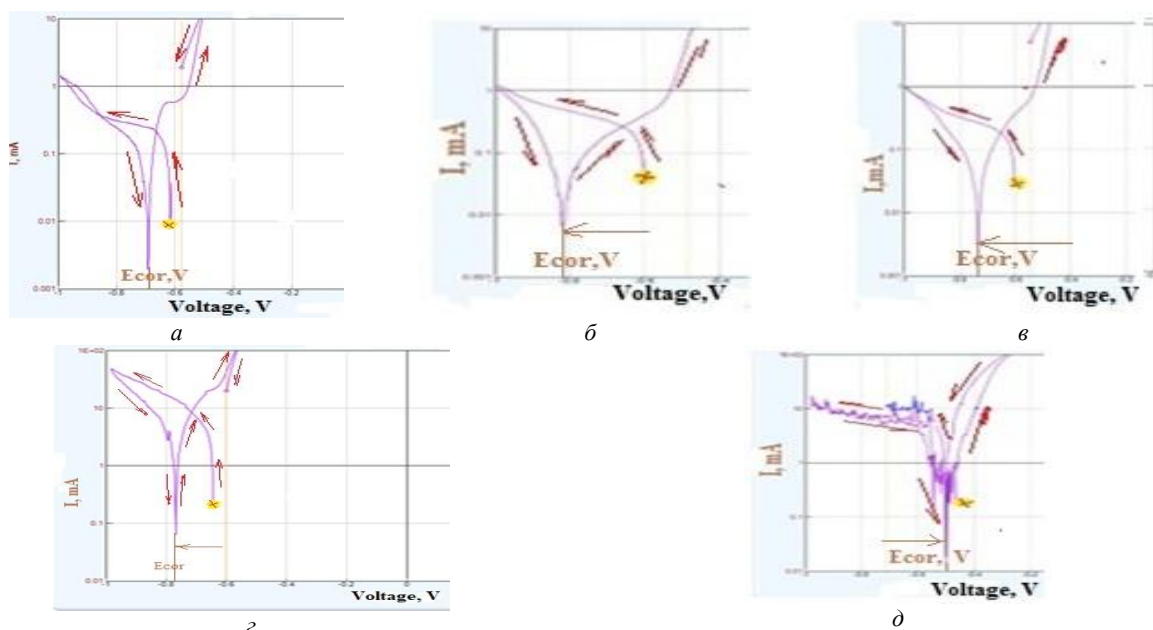


Рисунок 1– Циклічна вольтамперограма сталі K55 в пластовій воді нафтопромислу Іраку:

а – без продування при температурі 60 °С; б – під час продування H<sub>2</sub>S (P = 0,2 атм.) при температурі 60 °С; в – під час продування CO<sub>2</sub> (P = 0,2 атм.) при температурі 60 °С; з – під час продування H<sub>2</sub>S та CO<sub>2</sub> (P = 0,2 атм.) при температурі 80 °С; д – під час продування H<sub>2</sub>S (P = 0,2 атм.) при температурі 80 °С;  $\rightarrow$  напрямком поляризації;  $\times$  – початок поляризації; Ecor - потенціал вільної корозії, В

Таблиця 4 – Швидкість корозії досліджуваних сталей в пластовій воді одного з родовищ Іраку.

Марка сталі	Швидкість корозії (г/(м <sup>2</sup> ×год.)) <sup>1</sup>							
	30 °С	60 °С	80 °С	CO <sub>2</sub> 30°С	CO <sub>2</sub> 60°С	(CO <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> S) <sup>2</sup> 60°С	H <sub>2</sub> S 60°С	H <sub>2</sub> S 80°С
Сталь К-55	0,19	0,65	6,27	0,22	0,84	0,88	0,62	9,61
Сталь N-80	0,2	0,71	7,67	0,26	0,91	0,93	0,66	10,5

<sup>1</sup> Швидкість корозії визначали в автоклаві при продуванні кислих газів (p = 0,1 атм);

<sup>2</sup> Співвідношення CO<sub>2</sub>/ H<sub>2</sub>S дорівнює 17,2.

В ході проведення експерименту було також проаналізовано вплив різних факторів на протікання точкової корозії в даних умовах. В загальному вигляді швидкість точкової корозії є функцією факторів, які можна вважати незалежними (1) :

$$Y=f(x_1, x_2, x_3), \quad (1)$$

де  $Y = V_p$  це глибина локальної корозії для сталі K55,

м<sup>-6</sup>;  $x_1$ - $x_3$  відповідають факторам А, В, С (див. табл. 5). Кодування факторів проводилося для переведення натуральних значень факторів в безрозмірні величини. Це забезпечує можливість зробити порівняльну оцінку впливу різних параметрів на процес незалежно від їх розмірності, а також дозволяє побудувати стандартну ортогональну план-матрицю експерименту [23].

В якості нульового рівня факторів вибирали центр інтервалу, який відповідає середньозваженими значенням факторів, відповідних до промислових умов свердловин нафтових родовищ Іраку при існуючих технологічних режимах. Зв'язок між кодованим і натуральним виразом фактора задавався формулою:

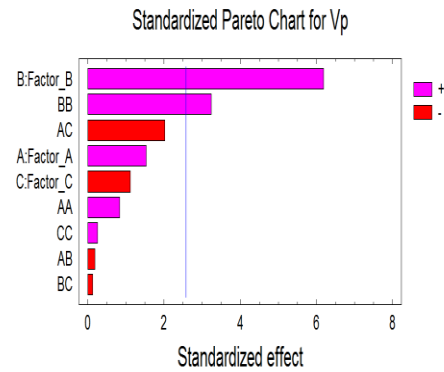
$$x_i = \frac{X_i - X_{i0}}{\Delta X_i}, \quad (2)$$

де  $x_i$  – кодований вираз  $i$ -го фактору;  $X_i$  – натуральне значення фактору;  $X_{i0}$  – значення  $i$ -го фактору на нульовому рівні;  $\Delta X_i$  – інтервал варіювання  $i$ -го фактору (див. табл. 5).

Таблиця 5 – Фактори експерименту та їх рівні

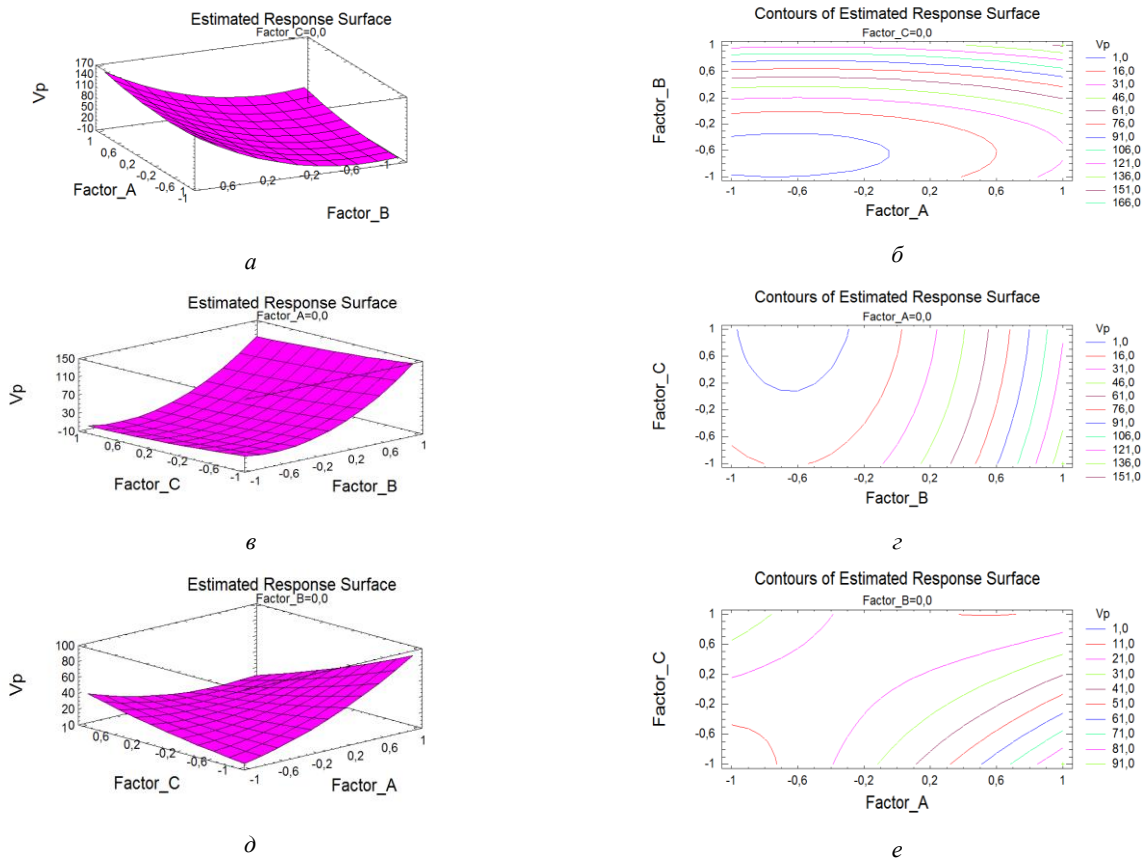
Фактор	Код фактору	Одиниця виміру	Рівні факторів		
			-1	0	+1
Температура	A	°C	30	60	90
CO <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> S	B	%/%	2	40	78
Солевміст	C	г/дм <sup>3</sup>	10	55	100

A	B	C	V <sub>p</sub> , М <sup>-6</sup>
-1	-1	0	9
1	-1	0	15
-1	1	0	150
1	1	0	146
-1	0	-1	5
1	0	-1	120
-1	0	1	10
1	0	1	13
0	-1	-1	13
0	1	-1	123
0	-1	1	24
0	1	1	127
0	0	0	21
0	0	0	22
0	0	0	21



а

б

Рисунок 2 – Статистичний аналіз отриманої регресійної моделі  
а-план-матриця експерименту; б-аналіз коефіцієнтів регресії за допомогою Парето-функціїРисунок 3 – Поверхні відгуку та ізоконтур впливу факторів на глибину пітингової корозії для регресійної моделі:  
а,б – поверхня та ізоконтур впливу температури дослідження (А) та співвідношення CO<sub>2</sub> / H<sub>2</sub>S (В);  
в,г – поверхня та ізоконтур впливу солевмісту в пластовій воді (С) та співвідношення CO<sub>2</sub> / H<sub>2</sub>S (В);  
д,е – поверхня та ізоконтур впливу солевмісту в пластовій воді (С) та температури дослідження (А)

В результаті проведеного експерименту отримали рівняння регресії:

$$V_p = 21,3 + 15,0A + 60,6B - 10,9C + 12A^2 - 2,5AB - 28,0AC + 46,7B^2 - 1,8BC + 3,7C^2 \quad (3)$$

Аналіз отриманої моделі проводили за допомогою програми STATGRAFIC 5+(див. рис. 2). При цьому отриманий коефіцієнт кореляції є достатньо високим ( $R$ -squared = 91,93 percent).

При проведенні статистичного аналізу були побудовані поверхні відгуку та ізоконттури впливу для різних пар факторів на глибину пітингової корозії для регресійної моделі (див. рис. №3). Як видно з рис. №4 для всіх пар факторів існують певні області з максимальними значеннями показника глибини пітингової корозії  $V_p = 91 \text{ м}^{-6}$ . Певною критичною точкою, мабуть є та, при якій значення фактора в кодованому вигляді дорівнює  $B = -0,6$ .

В натуральному виразі це дорівнює співвідношенню  $\text{CO}_2 / \text{H}_2\text{S}$  близько 17,2, що говорить про співставність отриманих результатів з результатами [20].

В цілому аналіз отриманої моделі говорить про переважний вплив фактору, який відображає вплив співвідношення агресивних газів  $\text{CO}_2 / \text{H}_2\text{S}$  на розвиток локальної корозії в пластовій воді родовищ Іраку.

#### Висновки.

1. Проведений експеримент по вивченню механізму локальної корозії на поверхні сталі К-55 в пластовій воді з вмістом хлорид-іонів, а також агресивних газів  $\text{CO}_2$  та  $\text{H}_2\text{S}$  при різному співвідношенні компонентів.

2. Отримані вольтамперограми дослідних зразків сталі К55 при різних температурах і співвідношеннях агресивних газів  $\text{CO}_2$  та  $\text{H}_2\text{S}$ .

3. Отримано рівняння регресії глибини пітингів від визначених незалежних факторів (температура, солеміст, співвідношення  $\text{CO}_2 / \text{H}_2\text{S}$ ) та проведений його статистичний аналіз. Побудовані поверхні відгуку показують переважний вплив фактору, який відображає вплив співвідношення агресивних газів на розвиток локальної корозії в пластовій воді.

4. При проведенні статистичного аналізу регресійної моделі були побудовані ізоконттури впливу для різних пар факторів на глибину пітингової корозії. Показано, що існують певні області з максимальними значеннями показника швидкості пітингової корозії  $V_p = 91 \text{ м}^{-6}$ . В натуральному виразі це дорівнює співвідношенню  $\text{CO}_2 / \text{H}_2\text{S}$  близько 17,2, що говорить про співставність отриманих результатів з результатами інших досліджень [20].

#### References (transliterated)

1. S.N. Smith. Discussion of the history and relevance of the  $\text{CO}_2$ - $\text{H}_2\text{S}$  ratio. *CORROSION*, paper no. 65, (Houston, TX : NACE International, 2011).
2. B.M. Kermani and A. Morshed. Carbon dioxide corrosion in oil and

gas production: A compendium. *Corrosion*, 59, 08 (2003): p. 659-683.

3. J.J.Moloney, W.Y.Mok, and C.G.Gamble. Compatible corrosion and kinetic hydrate inhibitors for wet sour gas transmission lines. *CORROSION*, paper no. 350, (Atlanta, GA:NACE International, 2009).

4. A.Neamah, D.Donsky, S.Nesterenko. Vychennya vplyvu  $\text{SO}_2$  i  $\text{H}_2\text{S}$  i temperatury plastovoyi vody naftovoho rodovyschha na rozvytok pitinhovoyi koroziyi / Municipal economy of cities Becketova.2019.Iss.3 (149).P.58-68.

5. Konstruktsionnyye metallicheskiye materialy v khimicheskoy i neftegazovom mashinostroyenii [Text]: textbook. allowance / L. L. Tovazhnyansky [et al.]; NTU "KhPI". - Kharkov: Pidruchnik NTU "KhPI", 2012. - 212 p.

6. E. van Hunnik, B. Pots, E. Hedriksen. The Formation of Protective  $\text{FeCO}_3$  Corrosion Product Layers in  $\text{CO}_2$  Corrosion. *CORROSION* 1996, paper 6 (Houston, TX: NACE, 1996).

7. *NACE TG 305 Proposed Standard Practice .Wet Gas Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines. Draft 5, August 27, 2010.*

8. P. Taylor. The stereochemistry of iron sulfides- a structural rationale for the crystallization of some metastable phases from aqueous solution. *American Mineralogist*. - Vol. 65, pp.1026-1030, 1980.

9. S. N. Smith. Current Understanding of Corrosion Mechanisms Due to  $\text{H}_2\text{S}$  in Oil and gas Production Environments. *CORROSION*, 2015, paper 5485, (Houston, TX: NACE, 2015).

10. S. N. Smith, M. Joosten. Corrosion of Carbon Steel by  $\text{H}_2\text{S}$  in  $\text{CO}_2$  Containing Oilfield Environments – 10 years Update. *CORROSION*, 2015, paper 5484, (Houston, TX: NACE, 2015).

11. A. Dugstad. Mechanism of Protective Film Formation During  $\text{CO}_2$  Corrosion of Carbon Steel. *CORROSION*, 1998, paper 31 (Houston, TX: NACE, 1998).

12. L. Morfeo, E.M. da Costa, J.Oliveiro Andrade et al. Effect of Calcium Carbonate on Low Carbon Steel Corrosion Behavior in Saline  $\text{CO}_2$  High Pressure Environments. *Applied Surface Science*, 359 (2015): p. 143–152.

13. S. N. Esmaeely, Y.Choi, D. Young, S. Nestic. Effect of Calcium on the Formation and Protectiveness of Iron Carbonate Layer in  $\text{CO}_2$  Corrosion. *Materials Performance Journal*, May 2014, p. 54-59.

14. L. Smith, B. Craig. Corrosion Mechanisms and Material Performance in Environment Containing Hydrogen Sulfide and Elemental Sulfur. *SACNUC Workshop 22nd and 23rd October, 2008, Brussels*.

15. S. N. Esmaeely, Y. Choi, D. Young, S. Nestic. Effect of Calcium on the Formation and Protectiveness of Iron Carbonate Layer in  $\text{CO}_2$  Corrosion. *Corrosion Journal*, 69, No. 9, p. 912.

16. A. K. Dunlop, H. L. Hassell, P. R. Rhodes. Fundamental Considerations in. Sweet Well Corrosion. *CORROSION*, 1983, paper 46, (Houston, TX: NACE, 1983).

17. R. Nyborg. Guidelines for prediction of  $\text{CO}_2$  corrosion in oil and gas production systems. IFE/KR/E-2009/003, 01.Sep.2009.

18. S. N. Smith. Discussion of the History and Relevance of the  $\text{CO}_2 / \text{H}_2\text{S}$  Ratio. *CORROSION*, 2011, paper 11065, (Houston, TX: NACE, 2011).

19. S. N. Smith, M. Joosten. Corrosion of Carbon Steel by  $\text{H}_2\text{S}$  in  $\text{CO}_2$  Containing Oilfield Environment. *CORROSION*, 2006, paper 06115, (Houston, TX: NACE, 2006).

20. S. Smith, B. Brown, W. Sun. Corrosion at Higher  $\text{H}_2\text{S}$ . Concentrations and Moderate Temperatures. *CORROSION*, 2011, paper 11081, (Houston, TX: NACE, 2011).

21. S. N. Smith, J. L. Pacheco. Prediction of Corrosion in Slightly Sour Environments. *CORROSION*, 2002, paper 02241 (Houston, TX: NACE, 2002).

22. A. Dugstad. Mechanism of protective film formation during  $\text{CO}_2$  corrosion of carbon steel. *CORROSION*, 1998, paper 31, (Houston, TX: NACE, 1998).

23. Biletsky V.S, Smirnov V.O. Modelyuvannya protsesiv pererobky korysnykh kopalyn: (Monograph) - Donetsk: East Publishing House, 2013.- 304 p.

Надійшла (received) 22.03.2020

---

*Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors*

**Немах Амір Мохаммед Аладжмін (Немах Амир Мохаммед Аладжмин, Ameer Neamah Mohammed Alajmeen)** – аспірант, Національний технічний університет «Харківський Політехнічний Інститут», м. Харків; e-mail- ameernema30@gmail.com, Orcid code 0000-0001-5929-7847.

**Донський Дмитро Федорович (Донской Дмитрий Федорович, Donsky Dmytro Fedorovich)** – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський Політехнічний Інститут», м. Харків; e-mail- dfdonsky@gmail.com, Orcid code 0000-0003-3546-6110 конт.тел.+380-95-810- 4536.

**Нестеренко Сергій Вікторович (Нестеренко Сергей Викторович, Nesterenko Sergii Viktorovich)** – кандидат технічних наук, доцент, Харківський національний університет міського господарства ім. О.М. Бекетова, м. Харків; e-mail- nester.hnamg@gmail.com. Orcid code 0000-0002-2089-6786.