

*Любомир ПОБЕРЕЖНИЙ, Андрій ЯВОРСЬКИЙ, Андрій ГРИЦАНЧУК,
Мирослав МАЗУР*

КОРОЗИЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ ТА ПРИБУДИНКОВИХ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ ПІД ДІЄЮ ЗМІННОГО СТРУМУ

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
вул. Карпатська, 15 м. Івано-Франківськ, 76019. E-mail: lubomyrpoberezhny@gmail.com*

*Lubomyr POBEREZHZNY, Andrii YAVORSKY, Andrii HRYTSANCHUK,
Myroslav MAZUR*

CORROSION OF DISTRIBUTIONAL AND BUILDING GAS NETWORKS ACCORDING TO THE ALTERNATION CURRENT

*Ivano-Frankivsk National Technical University Oil and Gas,
15, Carpathian Str., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine. E-mail: lubomyrpoberezhny@gmail.com*

ABSTRACT

Underground pipelines are an important element in the oil and gas sector of Ukraine and play a critical role in modern society, speaking guarantee its energy independence. Ensuring the smooth operation of pipelines, taking into account all the features of its operation (application of protective coatings, cathodic control of the stations, monitoring of pipelines) is the primary and essential task of avoiding accidents and failures, leading to loss of integrity of the pipe. Due to growing demand as population and industry, a large quantity of natural gas and increase the rate of electricity consumption is not always possible to distinguish between parallel corridors AC and pipelines or sustain a certain distance regulation.

Thus, no single defined critical threshold current density. The value of this critical value is controversial and heavily affected by the operating environment. One should note that the piping low and medium pressure often operated without cathodic protection and a problem influence AC them are more severe than in the case of pipelines operated using cathodic protection.

The purpose of the work - studying the impact of AC corrosion of pipelines in acidic soils to establish the critical value of current density.

The nature of the damage to surfaces in chloride environments is different for control samples and samples under AC. Since the sample surface under a current of hydrogen bubbles formed ME1-3 and control samples in their formation is low or not observed. This phenomenon is explained in our opinion lightweight adsorption of hydrogen formed by corrosion due to the damaged surface of the pipe material especially in the field of corrosion cavities and ulcers. This trend contributes to additional pipeline and hydrogenation material deterioration of his physical and mechanical characteristics, the reduction of plasticity. As a result, the surface form fairly large bubbles of hydrogen and corrosive ulcers develop along the interface to facilitate the formation of intense cross-corrosive injuries.

The rate of corrosion of low alloy steel 17H1S in acidified chloride environments is lower than the rate of corrosion of carbon steel Article 3 in similar environments electrolytes in 1,1-1,3 times, but the overall nature of the corrosion process remains the same.

Analysis of experimental results obtained in acidified chloride and chloride-sulfate electrolytes shows that the change in the growth rate of general corrosion repeats dependence obtained for neutral chloride and sulfate-chloride electrolyte for the selected range of densities AC.

The results of experimental studies have shown an interesting trend that enhances the flow of alternating current corrosion processes in neutral chloride and acidified chloride environments with slightly lower activation of corrosion processes in electrolytes containing sulphate ions. In real operating conditions in this part of the soil electrolyte and possible sinters alternating current density even at 5 A/m², due to localization of corrosion processes in areas damaged protective coating, the formation of cross-corrosive lesions can cause depressurization and creating accidents with leakage transported product. In addition, there is a danger of damage to the environment and the threat to public health.

KEY WORDS: *distribution pipelines, stray current, AC corrosion, hydrogen cracking.*

Внаслідок зростання потреб і населення, і промисловості у значній кількості природного газу та збільшення темпів споживання електроенергії не завжди є можливість розмежувати коридори паралельного пролягання джерел змінного струму і трубопроводів чи витримати відстань, визначену нормативними документами. Величина наведеного на трубопровід струму буде залежати від надзвичайно великої кількості факторів, включаючи опір ґрунту, його сольовий склад, формування захисної плівки навколо дефекту, матеріал трубопроводу, матеріал захисного покриття та його опір, розмір і геометрія дефекту в ізоляційному покритті, відстань від джерела змінного струму до трубопроводу тощо. У випадку, коли ізоляційне покриття трубопроводу має дефекти малого розміру, навіть за наявності катодного захисту, корозія трубопроводів змінним струмом може спричинити серйозні ризики. Відомо, що кожний вид корозії можна ідентифікувати за характерними продуктами корозії, корозійними ураженнями поверхні та наслідками їх впливу. Таких характеристик для корозії змінним струмом на той час не було. Необхідна інформація, яка б пов'язувала наслідки впливу на трубопроводах зі змінним струмом, накопичилася у процесі лабораторних та польових досліджень. Зокрема, ураження, які виникають за дії змінного струму [1], можна охарактеризувати наступним чином:

- утворення жорсткого купола у формі кластера з ґрунту і продуктів корозії;
- корозія змінним струмом призводить до утворення виразок із характерними заокругленими краями;
- розмір виразок, як правило, завжди більший за розмір у дефекті покриття.

Такі аномалії виявлені на трубопроводі, встановленому у Лос-Анжелесі в 1992 році. На трубопроводі був зафіксований купол із продуктів корозії, а корозійні втрати становили 20 %.

На іншій ділянці трубопроводу виявлені аналогічні аномалії, але корозійні втрати були значно вищими, ніж на попередньому дефекті і становили 50 %.

У результаті виконання дефектоскопії захисного покриття газопроводу в Франції у 1993 році було виявлено 31 корозійне пошкодження. Трубопровід діаметром 100 mm і довжиною 6 km мав ділянку паралельного пролягання з повітряними лініями 400 kV довжиною 3 km (рис. 1 *a*). Глибина корозійних пошкоджень становила від 0,1 до 0,8 mm.



Рис. 1. Приклад корозії під дією змінного струму у Франції (*a*), у Х'юстоні (*b*) та Польщі (*c*).

Fig. 1. An example of corrosion by AC in France (*a*), Houston (*b*) and Poland (*c*).

Аналогічні пошкодження були виявлені внаслідок планового шурфування захисного покриття на підземних трубопроводах у Х'юстоні (рис. 1 *b*). Шурфування показали, що швидкість електрокорозії небезпечно висока – втрата металу за товщиною стінки труби протягом 4-х років становила 30 %.

Хоча дані про корозійні втрати, спричинені змінним струмом, накопичувалися протягом останніх 40 років, зарубіжні стандарти NACE не приймають до уваги небезпеку впливу змінного струму на підземні трубопроводи і відкидають можливість виникнення значних корозійних руйнувань, акцентуючи увагу на використанні пасивного та активного захисту, який запобігає корозійному впливу змінного струму.

І аж у 2011 році на основі даних польових і лабораторних досліджень міжнародна організація із проблем корозії SEOCOR опублікувала збірник, в якому наведено принципи оцінки небезпеки корозійних ризиків змінним струмом на трубопроводах із катодним захистом та розроблені методики зменшення наслідків впливу. Критерієм небезпеки згідно з лаборатор-

ними дослідженнями визначено змінний струм густиною 30 A/m^2 як такий, що спричинює корозію. Дана величина залежить від таких чинників як частота струму, склад ґрунтового електроліту на межі поділу фаз, опір ґрунту навколо дефекту покриття. Раніше, у 1995 році міжнародною асоціацією СІГРЕ було розроблено методичні рекомендації щодо вивчення корозії під дією змінного струму та визначено основні чинники експлуатаційного середовища, які впливають на перебіг даного виду корозії [2].

З метою перевірки та доведення ймовірності корозії під дією змінного струму на трубопроводі протяжністю 1500 km у Гданську (Польща), який прокладений паралельно до високовольтної лінії електропередач, було проведено польові дослідження. Поруч із експлуатованим трубопроводом помістили електрод із нанесеним покриттям та дефектами, які імітували дрібні пошкодження $S = 1 \text{ cm}^2$ та витримували електрод у землі 2 роки (рис. 1 с). Крім того, безпосередньо на газопроводі, який знаходиться в зоні впливу змінного струму було виявлено аналогічні пошкодження. Даний газопровід був реконструйований у 2005 році, тобто нанесене захисне бітумне ізоляційне покриття у місцях його відшарування. До реконструкції на даному трубопроводі після 20 років експлуатації виявили 30 корозійних уражень глибиною до 3 mm, спричинених змінним струмом. Після реконструкції за більш короткий термін (5 років) діагностували 53 аналогічні дефекти. Тобто при збільшенні терміну експлуатації трубопроводів, внаслідок зношуваності матеріалу трубопроводів, ризик корозії під дією змінного струму зростає.

Для контролю процесів проектування, укладання, забезпечення захисту розроблені відповідні нормативні документи, в яких на основі аналізу лабораторних і польових експериментальних досліджень задаються відповідні критерії та правила.

У російському стандарті ГОСТ 9.602-2005 відповідно до пункту 4.8 небезпечним є змінний струм густиною 10 A/m^2 на допоміжному електроді. Аналогічно з ДСТУ Б В.2.5-29:2006 дія даного нормативу не поширюється на магістральні трубопроводи.

У зв'язку з прийняттям Федерального закону про технічне регулювання в Росії було дозволено встановлювати свої галузеві норми відносно критичного значення густини змінного струму при дії високовольтних ліній електропередач (ВЛЕП). Згідно з цими нормами критична густина струму знаходиться в межах від 10 до 30 A/m^2 .

У національних польських стандартах BN-85/2320-01 та PN-90/E-05030/01 питання ризику корозії внаслідок дії блукаючого змінного струму взагалі не включені, водночас питання про ризик корозії, спричиненої постійним блукаючим струмом, широко представлені. На даний час визнано, що змінний струм, який натікає на підземні трубопроводи, може бути причиною істотного пришвидшення корозії. Оцінка корозійної небезпеки залежить від густини струму. В PN-EN 12954:2004 ймовірність корозії можна не брати до уваги, якщо густина змінного струму на дефекті захисного покриття площею 1 cm^2 є меншою, ніж 30 A/m^2 .

У 2005 році на основі накопичених у процесі експериментальних досліджень даних про оцінку ризику корозії змінним струмом трубопроводів з електрохімічним захистом з'явилася норма CEN / TS 15280:2006. Ймовірність корозії оцінюється за густиною струму, виміряному на зонді площею 1 cm^2 , відповідно при:

- $J_{\text{кор}} < 30 \text{ A/m}^2$ – корозія незначна або відсутня;
- $J_{\text{кор}}$ від 30 до 100 A/m^2 – середній рівень корозії;
- $J_{\text{кор}} > 100 \text{ A/m}^2$ – високий ризик корозії.

Таким чином, немає визначено єдиної критичної межі густини струму. Величина цього критичного значення є спірною і великою мірою залежить від впливу експлуатаційного середовища. Окремо слід зазначити, що трубопроводи низького та середнього тиску найчастіше експлуатуються без катодного захисту, і проблема впливу змінного струму для них є більш гострою, ніж у випадку магістральних трубопроводів, які експлуатуються із використанням катодного захисту.

Мета даної роботи – вивчення впливу змінного струму на корозію трубопроводів у кислих ґрунтах для встановлення мінімальної величини густини струму, яку потрібно враховувати як додатковий корозійний чинник.

Об'єктом досліджень вибрано труби зі сталі 17ГС та Ст 3. З даних сталей виготовляють трубопроводи низького та середнього тиску. Використовувалися зразки простої форми, так як з них легко видаляти продукти корозії і легко виміряти їх площу. Для однієї і тієї ж серії досліджень всі зразки були однаковими.

На попередньому етапі досліджень вивчено закономірності електрокорозії у нейтральних і кислих ґрунтових електролітах [3, 4]. У даній роботі вивчено корозію у кислих мінералізованих ґрунтах та обрано відповідні модельні середовища (табл. 1).

Таблиця 1. Склад модельних середовищ для корозійних випробовувань
Table 1. Composition of model environments for corrosion tests

№ МС	Концентрація, mol/l			
	NaCl	Na ₂ SO ₄	HCl	H ₂ SO ₄
1	0,01	–	0,00001	–
2	0,05	–	0,0001	–
3	0,1	–	0,001	–
4	0,005	0,005	–	0,000005
5	0,025	0,025	–	0,00005
6	0,05	0,05	–	0,0005

Електрокорозію матеріалу труби змінним струмом досліджували на установці, розробленій та створеній на базі ІФНТУНГ у науково-дослідній лабораторії.

Експериментальна установка дає можливість:

- задавати необхідну для експерименту величину струму;
- визначати швидкість корозії за різних значень густини струму;
- досліджувати вплив складу модельного середовища на перебіг корозійних процесів;
- визначати швидкість корозії у нейтральних і кислих розчинах;
- візуально спостерігати за утворенням продуктів корозії.

На рис. 2 подана електрична схема установки.

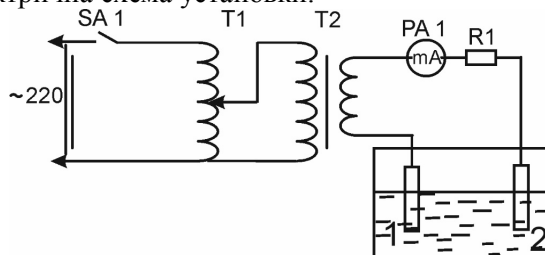


Рис. 2. Електрична схема установки для визначення швидкості корозії в агресивних середовищах під впливом змінного струму: SA 1 – вимикач; T1 – трансформатор ТМ-56; T2 – ЛАТР LTC-500; PA 1 – амперметр; R1 – додатковий опір; 1, 2 – зразки.

Fig. 2. Electrical circuitry for determining the corrosion rate in aggressive environments under the influence of alternating current: SA 1 – switch; T1 – transformer TM-56; T2 – LAT LTC-500; PA 1 – ammeter; R1 – additional resistance; 1, 2 – samples.

Методика визначення швидкості корозії під впливом змінного охоплювала такі етапи:

- ✓ механічне очищення зразків із застосуванням дрібнодисперсного абразиву;
- ✓ промивання дистильованою водою та висушуванні фільтрувальним папером;
- ✓ знежирення (використовувався толуол);
- ✓ зважування на демпферних аналітичних вагах із точністю вимірювань 0,00005 g.

Далі зразки закріплювали в тримачі і попарно занурювали у досліджуваний розчин. Розчини готували з дистильованої води та х. ч. реактивів. Глибина занурення зразків становила 2 см, відстань між зразками становила 20 см.

Відповідно до площі зразка, яка була занурена в розчин електроліту, розраховували необхідну густину струму. Робоча площа зануреного зразка становила 500 mm². Значення густини струму для експериментальних зразків підтримували на рівні 5, 10, 15, 20 A/m². Значення густини струму 10 A/m² є допустимим згідно з нормативними документами України, відповідно значення величиною 5 A/m² є вдвічі меншим за нормативно допустиму величину. При встановленні значення густини установка підключалася до мережі напругою 220 V та з допомогою двох перетворювачів: ЛАТРа LTC-500 та трансформатора ТМ-56 у системі задавали необхідну густину струму. Контроль значення сили струму здійснювали мультиметром DT832.

Час витримування зразків у модельних середовищах склав 168 hours. Термін експозиції вибрано з метою задоволення наступних вимог:

- повторюваності результатів експерименту;
- оптимізації часу проведення дослідів.

Тривалість експерименту, з одного боку, дає змогу нівелювати зміну швидкості корозійних процесів, пов'язаних зі зміною температурних режимів, а з іншого – відносно швидко завершувати серії експериментів не тільки в окремих типах середовищ, а й в повному їх діапазоні.

Для визначення загальної швидкості корозії паралельно з корозією під змінним струмом визначали швидкість корозії контрольного зразка без впливу змінного струму.

Після закінчення часу експозиції зразки виймали із розчинів, вологою гумкою знімали з їх поверхні продукти корозії, промивали дистильованою водою та ретельно висушували фільтрувальним папером і знову зважували на аналітичних вагах.

Оскільки за наявності дефектів у захисному покритті відбувається безпосередній контакт матеріалу труби з ґрунтовим електролітом, то дані про його концентрацію і склад є надзвичайно важливими для прогнозування перебігу процесів у місці дефекту. Під час підземної корозії сталі загальні кінетичні закономірності корозії визначають виключно через властивості приелектродного шару ґрунтового електроліту – аніонний склад, концентрація, рН. Для експериментальних досліджень вибрано модельні середовища на основі водних розчинів відповідних солей і кислот, оскільки останні імітують і відтворюють перебіг процесів, які відбуваються в експлуатаційних умовах. Експериментальні дослідження у вологому ґрунті недоцільні, оскільки немає відтворюваності експерименту при проведенні серії дослідів в одному і тому ж середовищі і неможна коректно визначити середнє значення для кожної серії експерименту. Вибір кислих середовищ зумовлено ще й тривалою експлуатацією наявних трубопровідних мереж. Відомо про особливу чутливість матеріалу трубопроводів на пізній стадії експлуатації до водневого окрихчення, ризик виникнення якого в кислих середовищах найбільший.

Дослідження показали (рис. 3), що збільшення концентрації кислоти (МС3), яке призводить до зменшення рН середовища (МС1 – рН = 5, МС2 – рН = 4, МС3 – рН = 3), спричинює зростання швидкості корозії у всіх трьох середовищах. Причому різниця помітніша при переході від МС1 до МС2, ніж при переході від МС2 до МС3. У випадку зміни рН середовищ необхідно зазначити, що для МС1 у катодний півперіод змінного струму більш характерною є киснева деполяризація, і протікання корозії буде відбуватися за механізмом, аналогічним для нейтральних хлоридних середовищ. Та внаслідок збільшення концентрації іонів хлору відбувається більш значна їх адсорбція на металевій поверхні в місцях утворення дефектів у захисному покритті і активніше розчинення захисної оксидної плівки. При достатній кількості кисню, тобто при хорошій аерації, відновлення деполяризаторів зростатиме, що призведе до зростання швидкості загальної корозії. У МС1 за густини струму 5 A/m^2 швидкість корозії становить 12,2 %.

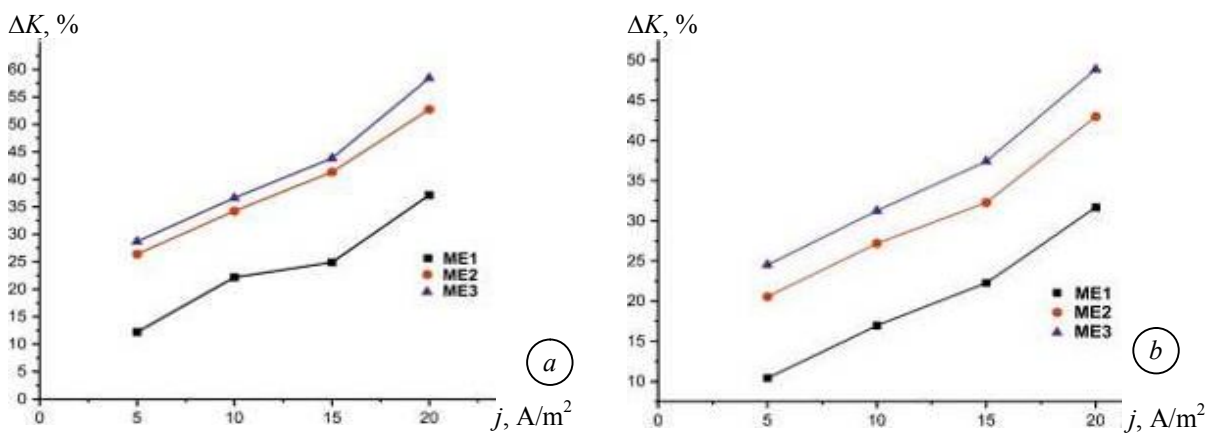


Рис. 3. Залежність приросту швидкості корозії у підкислених хлоридних електролітах від значення густини струму та хімічного складу середовища: *a* – Ст3; *b* – 17ГС.

Fig.3. Dependence of the growth rate of corrosion rate in acidified chloride electrolytes on the value of current density and chemical composition of the medium: *a* – St3; *b* – 17GS.

Серед підкислених хлоридних середовищ найбільша швидкість загальної корозії спостерігається для МС3. Крім того, з рис. 3 видно, що при збільшенні густини струму в даному середовищі є тенденція до подальшого зростання швидкості корозії. Втрата маси за густини струму 5 A/m^2 становить 28,7 %, а при 20 A/m^2 у МС3 при $\text{pH} = 3$ становить 58,9 %. У багатьох публікаціях така густина струму прийнята критичною, а ймовірність корозії змінним струмом є високою. Характер пошкоджень поверхонь у МС1-3 різний для контрольних зразків і зразків під дією змінного струму (рис. 4 *a*). На поверхні зразків під дією струму у МС1-3 утворюються бульбашки водню, а на контрольних зразках їх утворення незначне, або взагалі не спостерігається. Таке явище, на нашу думку, пояснюється полегшеною адсорбцією утвореного внаслідок корозії водню на пошкодженій поверхні матеріалу трубопроводу, особливо у місцях корозійних каверн і виразок. Така тенденція сприяє додатковому наводнюванню матеріалу трубопроводу і погіршенню його фізико-механічних характеристик, зокрема зменшенню пластичності.

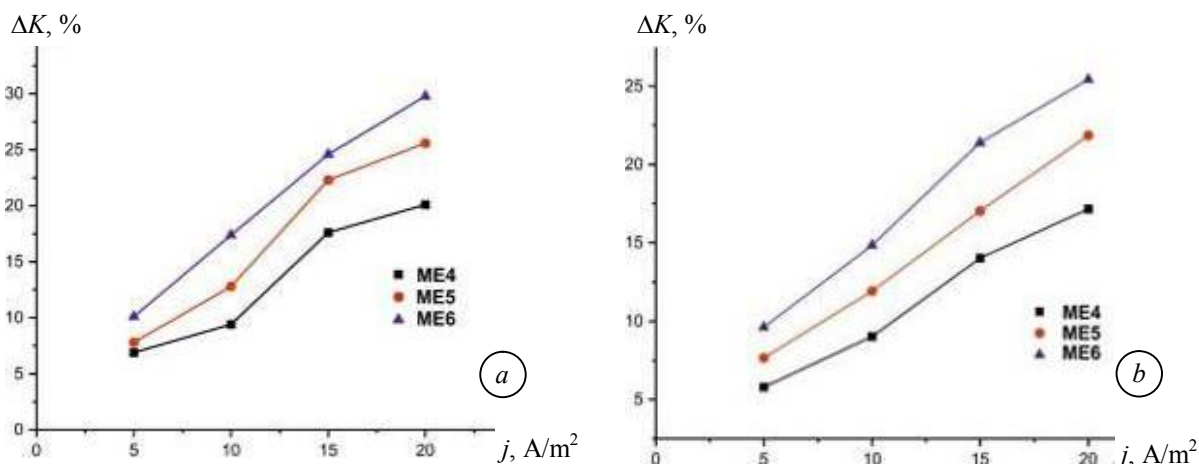


Рис. 4. Залежність приросту швидкості корозії у підкислених хлоридно-сульфатних електролітах від значення густини струму та хімічного складу середовища: *a* – Ст3; *b* – 17ГС.

Fig. 4. Dependence of the growth rate of corrosion rate in acidified chloride-sulfate electrolytes on the value of current density and chemical composition of the medium: *a* – St3; *b* – 17GS.

Внаслідок цього на поверхні утворюються досить великі бульбашки водню і розвиваються корозійні виразки вздовж поверхні розділу фаз, що сприятиме інтенсивнішому утворенню наскрізних корозійних уражень. Швидкість корозії низьколегованої сталі 17Г1С у підкислених хлоридних середовищах нижча від швидкості корозії вуглецевої сталі Ст.3 в аналогічних середовищах електролітів у 1,1–1,3 рази, але загальний характер перебігу корозійних процесів залишається аналогічним. Одержані значення швидкості становлять 10,4 %, 20, 5% та 24,5 % у МС1, МС2 та МС3 відповідно (рис. 3). На завершальному етапі досліджень визначали швидкості загальної корозії у підкислених хлоридно-сульфатних електролітах за різних рівнів густини струму (рис.4).

Особливістю даних середовищ є поєднання впливу чотирьох чинників: хлоридів, сульфатів, pH середовища та впливу змінного струму на протікання корозійних процесів. МС5 $\text{pH} = 4$ інтенсивного приросту швидкості корозії не спостерігається. Навіть при збільшенні густини струму до 20 A/m^2 приріст швидкості становить 25,6 %. У МС6 спостерігається монотонний приріст швидкості корозії з тенденцією до подальшого зростання. При максимальному значенні густини струму швидкість загальної корозії становить 29,8 %, що незначно відрізняється від значення швидкості, одержаного при 20 A/m^2 в МС6 – 31,6 %.

Аналогічні експериментальні дослідження визначення швидкості корозії низьколегованої сталі 17Г1С у підкислених хлоридно-сульфатних середовищах показали незначне зниження швидкості корозії в межах 1,05–1,3 рази (рис. 4, *b*). Характер зміни швидкості відповідає такому для вуглецевих сталей (рис.4, *a*). Експериментально визначені показники приросту швидкості корозії у МС4-6 становлять 5,6, 7,7 та 9,6 % відповідно.

Аналіз результатів експериментальних досліджень, отриманих у підкислених хлоридних і хлоридно-сульфатних електролітах показує, що характер зміни приросту швидкості

загальної корозії повторює залежність, одержану для нейтральних хлоридних і хлоридно-сульфатних електролітів за вибраного діапазону густин змінного струму [3].

Характерним для досліджуваних середовищ є чітко виражений приріст швидкості корозії як у підкислених хлорид них, так і в підкислених хлоридно-сульфатних електролітах, причому вища корозійна активність спостерігається у підкислених хлоридних середовищах відносно МС4-6. Для МС3 за густини струму 20 A/m^2 зафіксовано найбільший приріст швидкості загальної корозії не тільки серед підкислених середовищ, а й з поміж усіх електролітів, а саме 58,4 %.

ВИСНОВКИ

Проаналізовано вітчизняні та закордонні нормативні документи щодо визначення критичного рівня густини змінного струму та показано, що на даний час не існує узгодженої величини густини змінного струму, за якої він стає небезпечним корозійним чинником.

Показано, що у високомінералізованих ґрунтах, особливо з хлоридним типом засолення, вже за густини змінного струму 5 A/m^2 приріст швидкості корозії є значним, що свідчить про необхідність перегляду національного нормативу 10 A/m^2 у бік зменшення.

У подальшому потрібно продовжити дослідження електрокорозії трубопроводів та вивчити вплив розмірів дефекту ізоляції на швидкість електрокорозійних процесів.

CONCLUSIONS

The domestic and foreign normative documents concerning the determination of the critical level of alternating current density have been analyzed and it is shown that at present there is no harmonized value of the alternating current density, in which it becomes a dangerous corrosive factor.

It has been shown that in high-mineralized soils, especially chloride-type salinity, the growth rate of corrosion is already significant at 5 A/m^2 , indicating a need to revise the national standard of 10 A/m^2 in a direction of reduction.

In the future it is necessary to continue the research of pipelines AC corrosion and to study the influence of the size of the insulation defect on the rate of electro corrosion processes.

ЛІТЕРАТУРА

1. Ragault I. AC corrosion induced by VHV electrical lines on polyethylene coated steel gas pipelines. Corrosion 98, NACE. – 1998. – Paper №557.
2. Guide on the influence of high voltage AC power systems on metallic pipelines, CIGRE Working Group 36.02, 1995.
3. Impact of AC current density on material corrosion of distribution pipelines / L. Poberezhny, P. Maruschak, A. Hrytsanchuk, B. Mischuk, D. Draganovska, & L. Poberezhna // Koroze a ochrana materialu. – 2017. – 61(5). – P. 178–184.
4. Побережний Л.Я., Яворський А.В. Вплив рН ґрунтового електроліту на електрокорозію трубопроводів // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2016. – Спецвип. №11. – С. 323–327.