

<https://doi.org/DOI:10.30857/1813-6796.2020.2.11>

УДК 620.193.01:  
544.636.638

НИРКОВА Л. І.<sup>1</sup>, ОСАДЧУК С. О.<sup>1</sup>, БОРИСЕНКО Ю. В.<sup>2</sup>,  
МАКАТЬОРА Ф. М.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона НАН України

<sup>2</sup>Київський національний університет технологій та дизайну

## АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ВНУТРІШНЬОЇ КОРОЗІЇ НАФТОПРОВОДУ ТА МЕТОДОЛОГІЯ ЇЇ ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДОМ ПОЛЯРИЗАЦІЙНОГО ОПОРУ

**Мета.** Розроблення методології дослідження та оцінювання внутрішньої корозії нафтопроводу з низьковуглецевої сталі уздовж нижньої твірної в вуглеводневому середовищі з різним вмістом води.

**Методика.** Застосовували візуальний огляд та метод поляризаційного опору.

**Результати.** На основі аналізу особливостей внутрішньої корозії нафтопроводів розроблено методологію її дослідження. Запропоновано та виготовлено лабораторний стенд для випробувань, який моделює внутрішню поверхню трубопроводу. Удосконалено конструкцію датчика поляризаційного опору шляхом застосування вологоутримуючого шару, що дозволило визначати швидкість корозії в нафто-водній емульсії. Для підвищення чутливості датчика в цьому середовищі у вологоутримуючий шар введено добавки, що сприяють поглинанню та утриманню вологи. Досліджено вплив різних добавок на підвищення чутливості датчика, відпрацьовано спосіб нанесення вологоутримуючого шару, який є придатним для використання. Визначено мінімальну концентрацію добавки, при якій отримано твердий вологоутримуючий шар, стійкий до дії вологи повітря.

**Наукова новизна.** Запропоновано та обґрунтовано методологію дослідження внутрішньої корозії нафтопроводу уздовж нижньої твірної на основі моделювання в лабораторних умовах поверхні труби. Виготовлено лабораторний стенд та удосконалено конструкцію датчика поляризаційного опору, за допомогою якого з'явилася можливість проводити вимірювання в нафто-водній емульсії. Це дозволило розширити сферу застосування методу поляризаційного опору для нафтових середовищ з низьким вмістом води (від 50 % до 5 %).

**Практична значимість.** Удосконалено конструкцію електрохімічного двохелектродного датчика поляризаційного опору з коповехневим розташуванням електродів, на який нанесено вологоутримуючий шар та визначено його склад. Отримано твердий шар, стійкий до дії вологи повітря. Датчик з вологоутримуючим шаром придатний для використання у нафто-водній емульсії з вмістом води від 50 % до 5 %.

**Ключові слова:** трубна сталь 17ГІС, метод поляризаційного опору, електрохімічний двохелектродний датчик з коповехневим розташуванням електродів, електрохімічна корозія, нафтово-водна емульсія, вологоутримуючий шар.

**Вступ.** Корозія нафтопроводів є однією з основних причин зниження їх працездатності, викликає величезні економічні втрати й екологічні збитки [1]. Досвід експлуатації трубопроводів і резервуарів збору нафти показує, що найбільш небезпечними видами руйнування є «канавкове» корозійно-механічне руйнування і корозійна втома, які викликані взаємодією металу труби і корозивного середовища, що перекачується. Швидкість рівномірної корозії внутрішньої стінки нафтопроводу може становити від 0,10 до 18 мм/рік, у той час як на дні виразки – на порядок вище [2].

Захист від такого виду корозії на сьогодні є актуальним для багатьох країн, зокрема України, урахувавши те, що зі збільшенням терміну експлуатації родовищ зростає обсяг видобутої мінералізованої води. Безпечна експлуатація нафтопроводів може бути забезпечена, в першу чергу, шляхом вивчення причин їх руйнування, лабораторними дослідженнями закономірностей взаємодії поверхні труби і корозивно-активних

компонентів, присутніх в продуктах, що видобуваються, розробленням заходів щодо уповільнення цього процесу.

Нафтопродукти є неелектропровідними, тому електрохімічна корозія в них неможлива. Але в них завжди присутні корозійні реагенти (вода та кисень) у кількості, достатній для того, щоб викликати корозію внутрішньої поверхні трубопроводів під час експлуатації. Вода, що містить водорозчинні компоненти нафти (наприклад, сірководень і різні сірковмісні кислоти), конденсується на контактуючих з газовою фазою металевих поверхнях, сприяючи розвитку електрохімічної корозії [3].

Корозія протікає, переважно, на поверхні, що контактує з вуглеводневою фазою, через тонку плівку електроліту. У такій системі реалізуються зони нерівномірної аерації, де катодом служить поверхня металу під плівкою електроліту та частково контактуюча з вуглеводнем, а анодний процес протікає на металі, зануреному в електроліт, переважно, поблизу границі розподілу рідких фаз.

При дії знакозмінних навантажень на трубопровід механо-хімічна активність металу зростає. Крім того, при впливі на метал циклічних напружень, що виникають при зміні режимів перекачування, з'являється можливість розвитку втомного руйнування металу. При різних тисках може відбуватися розшарування нафто-водної емульсії не тільки на висхідних ділянках трубопроводу, але й на спадних і горизонтальних ділянках [4].

Різниця потенціалів на локальних ділянках труби при контакті підтоварної води з поверхнею в початковий момент викликає електрохімічну корозію стінки, яка протікає з високою швидкістю, утворюючи «канавки» вздовж нижньої твірної. Потенціал оголеного металу поблизу «канавки» найчастіше є більш від'ємним порівняно з потенціалом на інших ділянках, тому на внутрішній поверхні труби виникає макрогальванопара «окалина-метал труби», анодом в якій є оголений метал труби, а катодом – шар окалини та відкладень. Макрогальванопари прискорюють локальну корозію стінки труби. При цьому з найбільшою швидкістю корозія перебігає по берегах канавки. Розподіл мікротвердості вказує на локальне зміцнення або розміцнення (пластифікацію) сталі в області канавки. Реальні швидкості корозії нафтопроводів в умовах механо-хімічного впливу можуть бути більше ніж 2 мм/рік [1].

Швидкість корозійного руйнування верхньої частини нафтопроводу визначається складом повітря, що знаходиться в трубопроводі, та його вологістю. При зменшенні температури на внутрішній поверхні, яка в контактує з газовою фазою, відбувається конденсація парів води та насичення конденсату, що утворився, киснем. При наявності електроліту (води) та активного деполяризатору (кисню) відбувається електрохімічне руйнування металу.

В області постійного змочування нафтою також відбувається корозійне руйнування металу. При підвищенні температури пристінні шари нафти нагріваються. Одночасно з цим підігріта нафта піднімається вгору, захоплюючи за собою підтоварну воду. В результаті шари нафти збагачуються водою, що створює сприятливі умови для корозії металу. При зниженні температури та охолодженні шарів нафти, що прилягають до стінки, конвективні потоки, спрямовані вниз. При цьому нафта захвачує краплі води, що осідають на холодній стінці з боку пароповітряної суміші, що також сприяє корозії нафтопроводу.

Корозія трубопроводу уздовж нижньої твірної відбувається завдяки присутності в нафтопроводі підтоварної води, яка містить розчинені солі та кислоти.

Особливу небезпеку для нафтопроводу представляють ділянки на пониженнях рельєфу з поворотами (кривими вставками) труби, механічні та корозійні дефекти зварних монтажних швів, де волога та солі затримуються, утворюючи сприятливі умови для прискорення локальних корозійних процесів в десятки та сотні разів. В цих умовах активізується біологічний чинник. Дуже імовірна також зміна природи корозійного процесу: киснева деполяризація може переходити, наприклад, у водневу за рахунок зміни  $pH$  всередині дефекту.

З вищезазначеного витікає, що корозія нафтопроводів – є процес неминучий. Однак, розуміння механізму корозії та володіння методиками її оцінювання дозволяє контролювати цей процес, і тим самим забезпечувати безвідмовну роботу нафтопроводів впродовж тривалого часу.

У роботі [6] запропоновано методику дослідження корозії нафтопроводу уздовж нижньої твірної з урахуванням таких чинників: корозивності середовища, деформованого стану металу, наявності на стінці труби осаду та ерозійного впливу.

В інших джерелах [7] розглянуто методи та засоби боротьби з корозією уздовж нижньої твірної шляхом розрахунку залишкового ресурсу трубопроводів, створення гомогенізації потоку тощо, що дозволить знизити ризик руйнування нафтопроводу та зменшити наслідки таких інцидентів.

Із використанням комплексної програми Autodesk Inventor на основі оброблення даних внутрішньої трубної дефектоскопії, визначення типів дефектів, будівництва 3D моделі, обчислення навантажень та напружень, отримали візуалізацію розподілу напружень і переміщень в зразку при впливі тиску. Розрахунками показано, що максимальні напруження в трубопроводі з локальними корозійними ураженнями знаходяться на дні канавки [8].

Для контролю корозійного стану використовуються он-лайн вимірювання лінійного опору поляризації (LPR), гальванічні зонди та зонди електричного опору (ER) [9]. Вимірюючи фактичну швидкість корозії в системі можна отримати пряме точне оцінювання, що дозволить зменшити ризики раптового руйнування.

**Постановка завдання.** Мета роботи полягала у розробленні методології дослідження та оцінювання корозії нафтопроводу уздовж нижньої твірної з низьковуглецевої сталі на прикладі сталі 17Г1С в вуглеводневому середовищі з різним вмістом води, що дозволить розширити сферу застосування методу поляризаційного опору.

**Методика експерименту.** Випробування проводили за кімнатної температури. Швидкість корозії оцінювали методом поляризаційного опору за допомогою двохелектродного датчика, виготовленого з цієї сталі. Тривалість випробувань – 3 години.

Перед дослідженнями поверхню зразків та датчиків зачищали наждаковим папером різної зернистості (мінімальна – 2000), знежирювали оксидом магнію, промивали проточною, потім дистильованою водою, висушували фільтрувальним папером.

Робочими середовищами слугували проби нафти, відібрані на діючих нафтопроводах та нафтово-водні емульсії, склад яких наведено нижче.

**Результати дослідження.** Як витікає з літературних джерел, за характером корозійних пошкоджень внутрішньої поверхні та ступеню впливу корозійно-активних компонентів

нафтопродуктів трубопровід розділяють на наступні характерні зони: верхня частина трубопроводу, що знаходиться в контакт з газоповітряною сумішшю, частина трубопроводу, що знаходиться в зоні періодичного змочування (зона ватерлінії), частина трубопроводу, що знаходиться в зоні постійного змочування нафтою, частина трубопроводу, що знаходиться в контакт з підтоварною водою, та супроводжується розвитком локальної корозії виразками та «канавками» вздовж нижньої твірної.

В цій роботі розглянуто методологію дослідження та оцінювання саме внутрішньої корозії труби уздовж нижньої твірної. Раніше розроблено датчик для визначення швидкості корозії у нафті [10], електроди якого розміщуються в одній площині та розділяються електроізолюючим прошарком. Конструкцією передбачено монтаж датчика у трубопровід так, щоб його робоча поверхня співпадала з внутрішньою поверхнею труби.

Для лабораторних досліджень розроблено та виготовлено лабораторний стенд на основі притискної електрохімічної комірки, ескіз якої наведено на рис. 1.

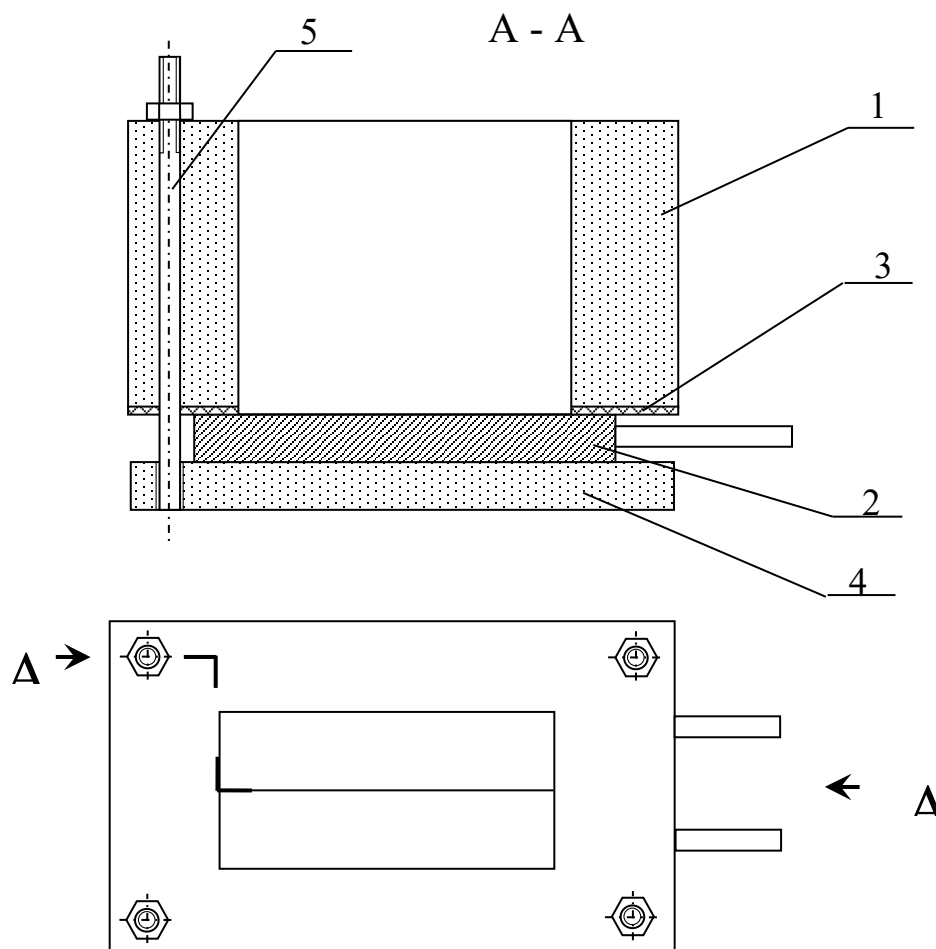


Рис. 1. Лабораторний стенд на основі притискної комірки та датчика поляризаційного опору: 1 – комірка; 2 – датчик; 3 – гумова прокладка; 4 – підкладка; 5 – шпилька

Її конструкцією передбачено, що робоча поверхня датчика розташована горизонтально, так само, як внутрішня поверхня нафтопроводу.

Внаслідок того, що нафта є неелектропровідною, і застосування електрохімічних методів потребує розроблення спеціальних підходів, запропоновано таку методику. Пробу

нафти змішували з дистильованою водою (або 3 % розчином NaCl) у співвідношенні 1:1, перемішували за допомогою магнітної мішалки зі швидкістю 300 об/хв впродовж 1 хв, залишали до повного розшарування емульсії. Після розшарування водну фазу відділяли від нафти за допомогою ділильної воронки та вимірювали швидкість корозії сталі 17Г1С у водній фазі.

Досліджено 4 проби нафти, наведені в табл. 1.

Таблиця 1.

Характеристика досліджуваних проб нафти

Ч. ч.	Позначення проб нафти	Час до розшарування, год	Примітка
1	Проба № 1	20	100 % розшарування емульсії
2	Проба № 2	45	100 % розшарування емульсії
3	Проба № 3	-	Емульсія не розшарувалась
4	Проба № 4	-	Емульсія не розшарувалась

Як видно з табл. 1, проби № 3 та № 4 не розшарувались упродовж двох місяців. В цих пробах вимірювання проводили в нафтово-водній емульсії.

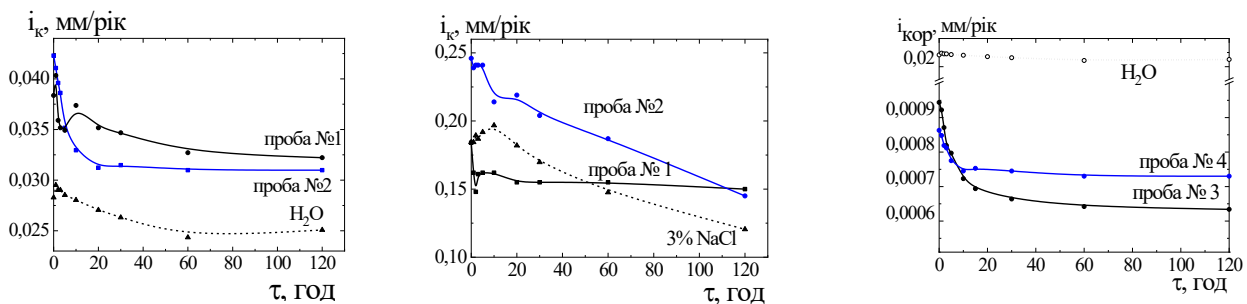


Рис. 2. Залежність швидкості корозії від часу вимірювань на контрольному датчику в водних витяжках проб з нафти, дистильованій воді та 3% NaCl

Визначені методом поляризаційного опору швидкості корозії в водних витяжках проб № 1, № 2 та дистильованій воді дорівнювали 0,032 мм/рік, 0,031 мм/рік та 0,025 мм/рік, відповідно, у водних витяжках, приготовлених за допомогою 3 % NaCl, – 0,15 мм/рік, 0,15 мм/рік та 0,12 мм/рік, відповідно. Отримані результати, рис. 2, вказують на те, що корозивність проби № 1 відносно трубної сталі 17Г1С дещо вище ніж проби № 2. Швидкості корозії в пробах № 3 та № 4 (нафтово-водній емульсії) дорівнювали 0,00063 мм/рік, 0,00059 мм/рік, відповідно. Імовірно, що отримані значення швидкості корозії менше реальних.

Тому запропоновано для підвищення чутливості визначення швидкості корозії на поверхню наносити шар водорозчинного паперу. При контакті з нафтою папір не допускав її проникнення до металевої поверхні, але краплі води з нафтово-водної емульсії розчиняли папір, і поверхня металу під краплею починала кородувати. Досліди щодо перевірки його працездатності в емульсії 90 г нафти та 10 г 3 % NaCl показали, що миттєві значення швидкості корозії для контрольного датчика та датчика, з вологоутримуючим шаром на поверхні становили відповідно 0,155 мм/рік та 0,103 мм/рік. Тобто похибка вимірювань не перевищує 35 %.

Для подальшого підвищення чутливості вологоутримуючого шару використовували добавки, що сприяють поглинанню та утриманню вологи. Досліджено два види добавок (умовно названі добавка А та Б), які додавали до вологоутримуючого шару у концентраціях – 15 %, 10 % та 5 %. Визначали мінімальну концентрацію добавки, при якій вологоутримуючий шар можна нанести на поверхню та цей шар стає твердим, та не розм'якшується при контакті з вологою повітря.

Фотографії поверхні зразків після випробувань наведено на рис. 4, а, результати вимірювань – на рис. 4, б.

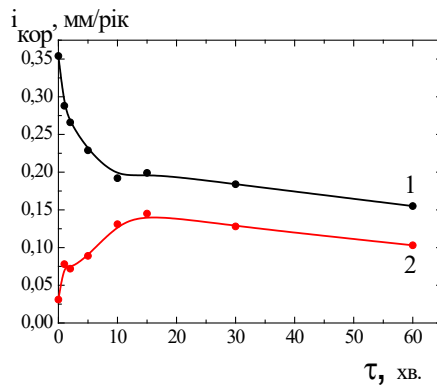


Рис. 3. Швидкість корозії, визначена на контрольному датчику та на датчику з вологоутримуючим шаром: 1 – контрольний датчик; 2 – датчик з вологоутримуючим шаром [10]

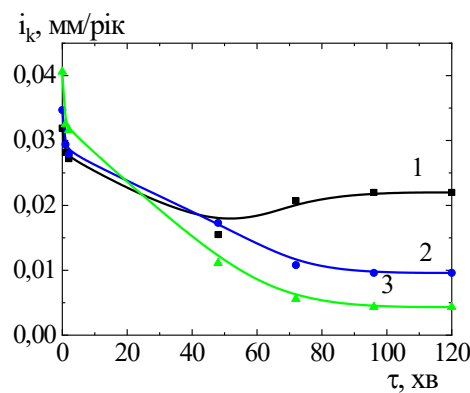
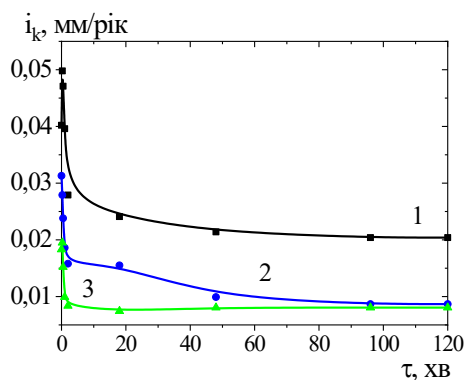
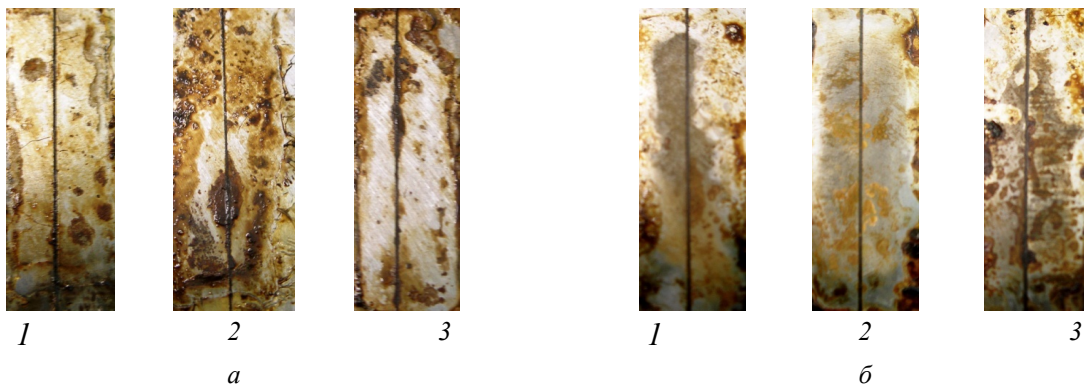


Рис. 4. Фото поверхонь датчиків (1) та швидкість корозії сталі 17Г1С в емульсії 50 % нафти+50 % води, визначена методом поляризаційного опору за допомогою датчика з вологоутримуючим шаром з різним вмістом добавок (2): а – датчик з вологоутримуючим шаром і добавкою А; б – датчик з вологоутримуючим шаром і добавкою Б. Концентрації добавок: 1 – 15 %; 2 – 10 %; 3 – 5 %

З аналізу експериментальних даних видно, що швидкість корозії, виміряна за допомогою датчика з вологостримуючим шаром з добавкою А при концентраціях добавки 10 % та 5 % практично співпадають, а при застосуванні добавки Б – продовжує знижуватися при зменшенні концентрації добавки від 10 до 5 %. Це свідчить про більшу чутливість датчика з вологостримуючим шаром з добавкою Б. Мінімальна концентрація добавки Б, у присутності якої отримали твердий вологостримуючий шар, становила 10 %. Тому для наступних вимірювань було вибрано саме цей вологостримуючий шар.

Працездатність удосконаленого датчика підтверджено вимірюваннями у дистильованій воді та водних розчинах 3% NaCl і 3% NaHCO<sub>3</sub>, рис. 5. Із аналізу даних рисунку витікає, що різниця значень швидкості корозії в досліджених розчинах, отримана за допомогою контрольного датчика та датчика удосконаленої конструкції не перевищує 10 %.

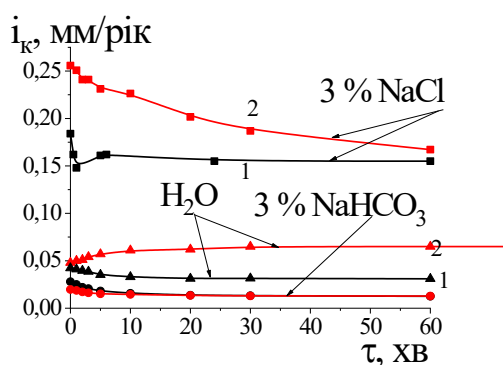


Рис. 5. Швидкість корозії сталі 17Г1С, отримана методом поляризаційного опору, у різних розчинах: 1 – контрольний датчик; 2 – удосконалений датчик (з вологостримуючим шаром та добавкою Б)

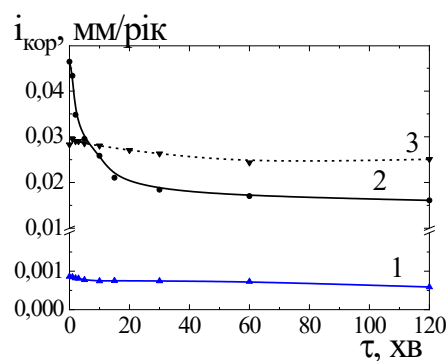


Рис. 6. Швидкість корозії сталі 17Г1С в дистильованій воді та емульсії 95 % нафти+5 % води, визначена методом поляризаційного опору: 1 – контрольний датчик, емульсія; 2 – датчик з вологостримуючим шаром з добавкою Б, емульсія; 3 – контрольний датчик, дистильована вода

У завершення досліджень за допомогою удосконаленого датчика з вологостримуючим шаром з добавкою Б, проведено повторне вимірювання швидкості корозії в емульсії 50 % нафта + 5 % H<sub>2</sub>O, яку приготували з проби № 4. Швидкість корозії, наведена на рис. 6, дорівнювала 0,016 мм/рік, що досить близько до значення швидкості корозії в дистильованій воді, яка складає 0,025 мм/рік.

Таким чином, отримані результати лабораторних досліджень свідчать про працездатність удосконаленого датчика з вологостримуючим шаром в нафтово-водних емульсіях та нафті.

**Висновки.** На основі аналізу особливостей внутрішньої корозії нафтопроводів запропоновано методологію її дослідження в лабораторних умовах. Розроблено та виготовлено стенд для випробувань та удосконалено конструкцію електрохімічного двохелектродного датчика поляризаційного опору з коповерхневим розташуванням електродів, який моделює ділянку поверхні, де накопичується та утримується волога.

Відпрацьовано спосіб нанесення вологостримуючого шару, який є придатним для використання. Для підвищення чутливості датчика при оцінюванні швидкості корозії в нафто-водній емульсії до вологостримуючого шару введено добавки, що сприяють поглинанню та утриманню вологи. Визначено мінімальну концентрацію добавки, при якій отримано твердий вологостримуючий шар, стійкий до дії вологи повітря.

Розширено сферу застосування методу поляризаційного опору для нафтових середовищ з низьким вмістом води (від 50 % до 5 %).

*Робота виконана за підтримки Національної академії наук України (державний реєстраційний номер теми 0106U011959).*

### Література

1. Про причини корозійних руйнувань промислових трубопроводів / В. Ю.Чернов, В. Д. Макаренко, Е. І. Крижанівський, Л. С. Шлапак // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2002. – 38, №6. – С. 93-95.
2. Скоромный В. И., Гареев А. Г. Актуальные вопросы борьбы с канавочной коррозией// Технологические проблемы развития машиностроения в Башкортостане: Сб. науч. тр. Уфа: Гилем. – 2001. С.68 – 69.
3. Askaria M., Aliofkhaezaei M., Afroukhteh S. A comprehensive review on internal corrosion and cracking of oil and gas pipelines // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2019. V. 71. – doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102971
4. Oki M., Adediran A. A., Anawe P. A. L. Corrosion Monitoring in the Oil Pipeline Industry // Journal of Multidisciplinary Engineering Science and Technology. – 2015. – V. 2, Issue 1. – P. 299-302.
5. Борьба с коррозией в нефтедобывающей промышленности / В. Г. Негреев, А. А. Гоник, И. А. Мамедов, Г. С. Кесельман // Серия. Борьба с коррозией в нефтедобывающей промышленности. – ЦНИИТЭнефтегаз. – Москва, 1965. – 84 с.
6. Болобов В.И., Попов Г.Г., Кривокрысенко Е.А. Стенд для изучения условий возникновения "ручейковой" коррозии нефтепроводов / Проблемы и перспективы студенческой науки. – 2017. – № 2. – С. 14-16.
7. Попов Г.Г., Кривокрысенко Е.А. Определение основных закономерностей возникновения "ручейковой" коррозии трубопроводов / Актуальные вопросы в науке и практике. Сборник статей по материалам IV международной научно-практической конференции. В 5-ти частях. Том. Часть 5. – 2017. – С. 182-187.
8. Бурков П.В., Буркова С.П. Пространственное напряженно-деформируемое состояние трубы с ручейковым износом в условиях осадки / Современные научные исследования и

### References

1. Makarenko, V. D., Kryzhaniv's'kyj, E. I., Shlapak L. S., Chernov, V. Ju. (2002). Pro prychny korozijnyh rujnuvan' promyslovyh truboprovodiv/ [On the causes of corrosion damage of industrial pipelines] *Fizyko-himichna mehanika materialiv*. 38, №6. P. 93-95 [in Ukrainian].
2. V. Y., Skoromnyj, A. G., Gareev (2001). Aktual'nye voprosy bor'by s kanavochnoj korrozijej [Actual issues of combating groove corrosion]. *Tehnologicheskye problemy razvytyja mashynostroenija v Bashkortostane*: Sb. nauch. tr. Ufa: Gylem. P.68 – 69 [in Russian].
3. Askaria, M., Aliofkhaezaei, M., Afroukhteh, S. (2019). A comprehensive review on internal corrosion and cracking of oil and gas pipelines. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. V. 71. doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102971
4. Oki, M., Adediran, A. A., Anawe, P. A. L. (2019). Corrosion Monitoring in the Oil Pipeline. *Industry Journal of Multidisciplinary Engineering Science and Technology*. V. 2, Issue 1. P. 299-302.
5. Negreev, V. G., Gonyk, A. A., Mamedov, Y. A., Kesel'man, G. S. (1965). Bor'ba s korrozijej v neftedobyvajushhej promyshlennosti [Fighting against corrosion in the oil mining industry]. *Seryja. Bor'ba s korrozijej v neftedobyvajushhej promyshlennosti*. CNYTЭneftegaz. Moskva. 84 p. [in Russian].
6. Bolobov, V. Y., Popov, G. G., Kryvokrysenko, E. A. (2017). Stend dlja yzuchenyja uslovyj voznyknovenija "ruchejkovoj" korroziju nefteprovodov [Stand for studying the conditions of occurrence of "stream" corrosion of oil pipelines]. *Problemy u perspektivnyj studencheskij nauky*. № 2. P. 14-16 [in Russian].
7. Popov, G. G., Kryvokrysenko, E. A. Opredelenye osnovnyh zakonomernostej voznyknovenija "ruchejkovoj" korroziju truboprovodov (2017). [Determination of the basic regularities of the origin of "stream" corrosion of pipelines] *Aktual'nye voprosy v nauke y praktyke. Sbornyk statej po materyalam IV mezhdunarodnoj nauchno-praktycheskoj konferencyu*. V 5-ty chastjah. Tom. Chast' 5. P. 182-187 [in Russian].
8. Burkov, P. V., Burkova, S. P. Prostranstvennoe naprjazhenno-deformyruemoe sostojanye truby s ruchejkovym yznosom v uslovyjah osadky [Spatial



инновации. 2015. № 6. Ч. 1 [Электронный ресурс]. URL:

<http://web.snauka.ru/issues/2015/06/54657>

(дата звернення: 03.02.2020).

9. Zaabi A. A. L., Feroz S., Rao N. L. Investigation of High Corrosion Rate in Oil Production Carbon Steel Pipelines / International Journal of Chemical Engineering and Processin. – 2016 – Vol. 2: Issue 2. – P. 42-51.

10. Методический подход к изучению внутренней коррозии магистральных нефтепроводов / Л. Ныркова, С. Поляков, С. Мельничук, Н. Гапула, В. Пастушенко / Фізико-хімічна механіка матеріалів. Спеціальний випуск № 7. – 2008. – С.756-760.

stress-strain state pipes with-belt wear and precipitation]. *Sovremennye nauchnye yssledovaniya y ynnovacyu*. 2015. № 6. Ch. 1 [Elektronnyj resurs]. URL: <http://web.snauka.ru/issues/2015/06/54657> (data zvernennja: 03.02.2020) [in Russian].

9. Zaabi, A. A. L., Feroz, S., Rao, N. L. (2016). Investigation of High Corrosion Rate in Oil Production Carbon Steel Pipelines International Journal of Chemical Engineering and Processing Vol. 2, Issue 2. P. 42-50.

10. Nyrkova, L., Poljakov, S., Mel'nychuk, S., Gapula, N., Pastushenko, V. (2008) *Metodycheskyj podhod k yzuchenju vnutrennej korrozii magystral'nyh nefteprovodov* [Methodological approachement to the study of internal corrosion of oil pipelines]. *Fizyko-himichna mehanika materialiv. Special'nyj vypusk № 7*. P. 756-760 [in Russian].

**LYUDMILA NYRKOVA**

*lnyrkova@gmail.com*

Chief of the department of welding of oil and gas pipes

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3917-9063>

Researcher ID: 6506092726

E.O. Paton Electric Welding Institute of the NAS of Ukraine

**YULIYA BORYSENKO**

*boria95@ukr.net*

Associate professor, assistant professor of department for electrochemical power engineering & chemistry

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1639-0205>

Kyiv National University of Technologies and Design

**SVETLANA OSADCHUK**

*svetlanaosadchuk@meta.ua*

Junior Researcher of welding of oil and gas pipes

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9559-0151>

Researcher ID: 5215010000

E.O. Paton Electric Welding Institute of the NAS of Ukraine

**FEDIR MAKATORA**

*fedyamakatora@gmail.com*

maister of department for electrochemical power engineering & chemistry

Kyiv National University of Technologies and Design

**АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ НЕФТЕПРОВОДА И МЕТОДОЛОГИЯ ЕЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МЕТОДОМ ПОЛЯРИЗАЦИОННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ**

**НЫРКОВА Л. И.<sup>1</sup>, ОСАДЧУК С. А.<sup>1</sup>, БОРИСЕНКО Ю. В.<sup>2</sup>, МАКАТЬОРА Ф. С.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Институт электросварки им. Е. О. Патона НАН Украины

<sup>2</sup>Київський національний університет технологій і дизайну

**Цель.** Разработка методологии исследования и оценки внутренней коррозии нефтепровода из низкоуглеродистой стали вдоль нижней образующей в углеводород-содержащей среде с различным содержанием воды.

**Методика.** Использовали метод визуального осмотра и метод поляризационного сопротивления.

**Результаты.** На основе анализа особенностей внутренней коррозии нефтепроводов разработана методология ее исследования. Предложен и изготовлен лабораторный стенд для испытаний, моделирующий внутреннюю поверхность трубопровода. Усовершенствована конструкция датчика поляризационного сопротивления путем применения влагоудерживающего слоя, что позволило определять скорость коррозии в нефте-водной эмульсии. Для повышения чувствительности датчика в этой среде во влагоудерживающий слой введены добавки, способствующие поглощению и удержанию влаги. Исследовано влияние различных добавок на повышение чувствительности датчика, отработан способ нанесения влагоудерживающего слоя, пригодного для использования. Определена минимальная концентрация добавки, при которой получено твердый влагоудерживающий слой, устойчивый к воздействию влаги воздуха.

**Научная новизна.** Предложена и обоснована методология исследования внутренней коррозии нефтепровода вдоль нижней образующей на основе моделирования в лабораторных условиях поверхности трубы. Изготовлен лабораторный стенд и усовершенствована конструкция датчика поляризационного сопротивления, с помощью которого появилась возможность проводить измерения в нефте-водной эмульсии. Это позволило расширить сферу применения метода поляризационного сопротивления для нефтяных сред с низким содержанием воды (от 50% до 5%).

**Практическая значимость.** Усовершенствована конструкция электрохимического двухэлектродного датчика поляризационного сопротивления с коповехностным расположением электродов, на который нанесен влагоудерживающий слой, определен состав слоя. Получен твердый слой, устойчивый к воздействию влаги воздуха. Датчик с влагоудерживающим слоем пригоден для использования в нефтегазовой водной эмульсии с содержанием воды от 50% до 5%.

**Ключевые слова:** трубная сталь 17Г1С, метод поляризационного сопротивления, электрохимический двухэлектродный датчик с коповехностным расположением электродов, электрохимическая коррозия, нефте-водная эмульсия, влагоудерживающий слой.

## ANALYSIS OF THE PECULIARITIES OF THE OIL PIPELINE INTERNAL CORROSION AND METHODOLOGY OF ITS RESEARCH BY POLARIZATION RESISTANCE METHOD

NYRKOVA L. I.<sup>1</sup>, OSADCHUK S. O.<sup>1</sup>, BORYSENKO Yu. V.<sup>2</sup>  
MAKATORA F. S.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>E.O. Paton Electric Welding Institute of the National Academy of Sciences of Ukraine

<sup>2</sup>Kyiv National University of Technologies and Design

**Purpose.** Development of methodology for research and evaluation of internal corrosion of low-carbon steel pipeline along the bottom moving line in a hydrocarbon medium with different water content.

**Methodology.** Visual inspection and polarization resistance method were used.

**Results.** Based on the analysis of the peculiarities of internal corrosion of oil pipelines, the methodology of its research has been developed. A laboratory testing facility is proposed and manufactured, which simulates the inner surface of the pipeline. The design of the polarization resistance sensor was improved by applying a moisture-retaining layer, which allowed to determine the corrosion rate in the oil-water emulsion. To increase the sensitivity of the sensor in this environment, additives are introduced into the moisture-retaining layer, which promote the absorption and retention of moisture. The influence of various additives on the sensitivity of the sensor has been studied, the method of applying the moisture-retaining layer, which is suitable for use, has been worked out. The minimum concentration of the additive was determined, at which a solid moisture-retaining layer resistant to the action of moisture was obtained.

**Scientific originality.** The methodology of research of internal corrosion of the oil pipeline along the bottom moving line on the basis of modeling in laboratory conditions of a surface of a pipe is offered and substantiated. A laboratory testing facility was made and the design of the polarization resistance sensor was improved, which made it possible to perform measurements in oil-water emulsion. This allowed to expand the scope of the method of polarization resistance for oil environments with low water content (from 50% to 5%).

**Practical value.** The design of the electrochemical two-electrode sensor of polarization resistance with the cosurface arrangement of electrodes on which the moisture-retaining layer is put and its composition is defined is improved. A solid layer resistant to air moisture is obtained. The sensor with a moisture-retaining layer is suitable for use in oil-water emulsion with water content from 50% to 5%.

**Key words:** pipe steel 17G1S, polarization resistance method, electrochemical two-electrode sensor with cosurface arrangement of electrodes, electrochemical corrosion, oil-water emulsion, moisture-retaining layer.