

# ДОСЛІДЖЕННЯ ПРИЧИН ПОШКОДЖЕННЯ ЕКРАННИХ ТРУБ КОТЛА-ОХОЛОДЖУВАЧА КОНВЕРТЕРНИХ ГАЗІВ

С.О. Осадчук, Л.І. Ниркова, Л.В. Гончаренко

ІЕЗ ім. С.О. Патона НАН України. 03150, м. Київ, вул. Казимира Малевича, 11. E-mail: lnyrkova@gmail.com

Досліджено екранні труби котла-охолоджувача конвертерних газів, які зазнали пошкоджень після експлуатації впродовж п'яти років. Методом оптичної мікроскопії показано, що корозійні пошкодження у вигляді тріщин, розташованих впоперек осі труби на внутрішній поверхні, розвивалися за механізмом міжзеренного руйнування по границях феритної і перлітної складових. Встановлено, що на внутрішній поверхні труби відбувалися процеси пароводяної корозії за реакцією з виділенням водню  $3\text{Fe} + 4\text{H}_2\text{O} = \text{Fe}_3\text{O}_4 + 4\text{H}_2$ , внаслідок чого утворилися дрібні виразки, що розвинулися у тріщини через втрату під час експлуатації цілісності захисного шару під дією теплових навантажень і механічних напружень у локальних місцях. Основною причиною пошкодження екранних труб є пароводяна корозія. Бібліогр. 11, рис. 5.

*Ключові слова:* вуглецева сталь, екранні труби, котел-охолоджувач, внутрішня корозія, пароводяна корозія

**Вступ.** Котельний агрегат містить теплообмінні поверхні для використання тепла димових газів. Основна парогенеруюча поверхня котла – екранні труби із вуглецевої сталі безшовні гаряче- та холоднотформовані. У котлах малого та середнього тиску використовують газощільні екрани з плавцевих або звичайних труб, з'єднаних по всій довжині привареною смугою [1]. Висока корозійна тривкість труб елементів котла обумовлена наявністю корозійнотривкого шару, що утворюється під час експлуатації. Ефективність захисної дії цього шару залежить від його щільності та міцності зчеплення з поверхнею труби, що забезпечує його здатність захищати від зовнішніх впливів хімічного або фізико-механічного характеру. Однак під час експлуатації теплоенергетичного обладнання можуть виникати пошкодження внаслідок розкладення пари з виділенням кисню та водню за реакцією  $\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}_2$ , що стає причиною поступового руйнування захисного шару.

Вплив пари на захисний шар  $\text{Fe}_3\text{O}_4$  може бути обумовлений властивостями води: рН, вмістом солей і кисню, наявністю міді тощо. Взаємодія механічного характеру залежить від: температури, особливо від її коливань; утворення накипу, що призводить до перегрівання окремих ділянок поверхонь; зменшення швидкості руху пароводяної суміші [2].

**Чинники пошкодження труб.** Внутрішніми чинниками пошкодження труб є: склад, гетерогенність і механічні напруження, наприклад, внаслідок зварювання або наплавлення металу. До складу вуглецевих і низьколегованих сталей входить багато елементів (кремній, марганець, сірка тощо),

які можуть утворювати неметалеві включення, що полегшує локальну корозію виразками та корозійне розтріскування. Гетерогенність сталі може бути домінуючим чинником в умовах корозії з водневою деполяризацією. У цьому випадку швидкість корозії контролюється швидкістю реакції розряду іонів водню, яка каталітично прискорюється забрудненнями поверхні катодного характеру [2].

У закритих системах корозія з виділенням водню з підвищенням температури зростає. Теплові навантаження поверхонь нагріву (щільність теплового потоку) також прискорюють корозію труб. Наприклад, потенціал корозії сталі в конденсаті за тиску 10 МПа зміщується від  $-0,7$  до  $-0,9$  В при зміні температури від  $0$  до  $400$  °С [2] через часткове руйнування захисної плівки внаслідок термічних напружень у плівці, що виникають у зв'язку з різними коефіцієнтами об'ємного та лінійного розширення плівки й сталі; механічного впливу бульбашок пари, які інтенсивно утворюються на поверхні металу; відновлювальної дії на плівку атомарного водню. Атомарний водень завжди утворюється під час контакту сильно нагрітої води зі сталлю внаслідок корозії з водневою деполяризацією.

*Корозія поверхонь нагріву, що контактують з водяною парою та водою.* Поверхні нагріву котлів піддаються зовнішній корозії (під дією продуктів згоряння) та внутрішній (під дією середовища, що нагрівається) [1]. Труби із вуглецевої сталі, що контактують з водяною парою та водою, іноді зазнають корозійних уражень внаслідок як рівномірної, так і локальної корозії (киснева, стоянкова, лужна, пароводяна, підшламова, корозійна втома), яка прискорюється під дією температури [1, 2].

С.О. Осадчук – <https://orcid.org/0000-0001-9559-0151>, Л.І. Ниркова – <https://orcid.org/0000-0003-3917-9063>,

Л.В. Гончаренко – <https://orcid.org/0000-0001-8371-2078>

© С.О. Осадчук, Л.І. Ниркова, Л.В. Гончаренко, 2025

Вуглецева сталь за температури 120...150 °С у чистій воді здебільшого зазнає нерівномірної корозії з утворенням корозійних плям; за температури 200...300 °С корозійних плям стає менше; за температури 350 °С поверхня вкривається темно-сірим шаром і корозійні плями майже відсутні. Для зменшення корозії сталі в очищеній воді треба контролювати вміст кисню [3].

*Киснева корозія*, що спостерігається як при роботі котла, так і при перебуванні його в резерві [1], проявляється у вигляді виразок, вкритих продуктами корозії заліза. Продукти корозії, які міцно зчеплені з металом і мають чорний колір, утворені магнетитом  $Fe_3O_4$ . Киснева корозія перебігає переважно в місцях, в яких накопичується волога, особливо під час простою під плівкою сконденсованої пари [2]. Виразки на елементах котла, що не працює, вказують на *стоянкову* корозію [1]. Для захисту парових і водогрійних котлів від кисневої корозії застосовують термічну деаерацію живильної та підживлювальної води, а також консервацію котла при знаходженні його в резерві або ремонті. Захист від стоянкової корозії здійснюють шляхом використання розчину аміаку або газоподібного азоту при простою котла більше 1–2 місяців; шляхом заповнення котла деаерованою водою та підтримання в ньому постійного надлишкового тиску – до трьох діб.

Залізо кородує у воді навіть за відсутності кисню. У конденсаті залізо діє як анод, тому воно окиснюється. Доля іона двовалентного заліза ( $Fe^{2+}$ ) залежить від температури середовища, рН і умов течії. За низьких температур  $Fe^{2+}$  реагує з водою з утворенням нерозчинного гідроксиду заліза двовалентного  $Fe(OH)_2$ . Якщо швидкість потоку конденсату достатньо висока, колоїдний  $Fe(OH)_2$  переноситься за течією та відкладається в іншому місці. У зонах потоку з малою швидкістю  $Fe(OH)_2$  відкладається поблизу місця окиснення, утворюючи шар пористого оксиду [4].

*Пароводяна корозія* – руйнування металу в результаті хімічної взаємодії металу з водяною парою [2]:  $3Fe + 4H_2O \rightarrow Fe_3O_4 + 4H_2$ . Мідь, що потрапляє з елементів тракту живильної води разом з оксидами заліза, має каталітичну дію та сприяє виділенню водню [2]. Руйнування вуглецевої сталі стає можливим за температури понад 400 °С. Продуктами реакції взаємодії є газоподібний водень та магнетит. Пароводяна корозія має рівномірний і локальний характер. У першому випадку утворюється шар продуктів корозії, іноді сріблястого кольору. Локальна корозія має вигляд виразок, борозенок і тріщин. Основною причиною виникнення пароводяної корозії є нагрівання стін-

ки труби до критичної температури, за якої інтенсифікується реакція окиснення металу водою. Цьому сприяє низка умов, серед яких: порушення циркуляції в трубі; високі щільності теплових потоків (більше  $230 \cdot 10^3$  Вт/м<sup>2</sup>); поява плівкового режиму кипіння, що призводить до перегрівання металу. Запобігання пароводяній корозії здійснюється шляхом усунення причин, що викликають перегрівання металу труб. Слід зазначити, що цю корозію не можна усунути шляхом зміни або поліпшення водно-хімічного режиму котельного агрегата, оскільки причини пароводяної корозії залежать від гідродинамічних процесів у котлі, а також умов експлуатації [2]. Підкреслено [5], що пароводяна корозія, яка відбувається у послабленому місці, може бути початковою стадією водневого окрихчення та створювати деякі передумови для водневої атаки – руйнування захисного шару магнетиту та виділення водню. На цей час відомі випадки ураження пароводяною корозією не тільки горизонтальних, але й вертикальних екранних труб, наприклад, поблизу зварних швів, виконаних контактним зварюванням або за допомогою підкладних кілець.

*Лужна корозія* поверхонь нагріву, що відбувається за електрохімічним механізмом, проявляється у вигляді локалізованих руйнувань (борозенок) екранних труб і крихких пошкоджень (міжкристалітних тріщин – лужна або каустична крихкість) у місцях упарювання котлової води [2]. У більшості випадків лужна корозія поверхонь нагріву супроводжується пароводяною корозією [1, 2], зокрема розвивається на теплонапружених трубах екранної системи [2]. Корозійне розтріскування, що відбувається за міжкристалітним механізмом, обумовлене високими розтягувальними напруженнями в трубах, що контактують з котельною водою; наявністю в котловій воді розчиненого їдкого натру та високої відносної лужності котлової води, що перевищує 20 % [1]. Механізм лужної корозії у вигляді крихких (бездеформаційних) тріщин полягає у виникненні різниці потенціалів між тілом зерна та його границею у напруженому металі. За температури понад 200 °С руйнуються захисні плівки під дією концентрованих (упарених) розчинів їдкого натру (5...10 %) в місцях недостатньої циркуляції котлової води, що має гідратну та карбонатну лужність [2].

*Підшламова корозія* відбувається під шаром шламу за електрохімічним і хімічним механізмом внаслідок забруднення живильної води оксидами заліза та міді [1, 2]. Корозія проявляється у вигляді виразок і раковин з різко окресленими контурами. Корозія екранних труб може відбуватися як

за високої, так і за нормальної лужності котлової води [2]. Різниця в хімічному складі котлової води практично не впливає на ініціювання корозії. Основною причиною є забруднення живильної води оксидами міді та заліза [2]. Пошкодження поверхні металу незалежно від їх походження за наявності оксидів заліза та міді стають осередками підшламової корозії [1].

*Корозійна втома* – специфічна форма пошкоджень, пов'язана з одночасною дією корозії і циклічних теплових напружень. У такому випадку виникають транскристалітні тріщини [1].

Водно-хімічний режим, що у загальних рисах описано в НПАОП 0.00-1.81 [6], повинен забезпечувати роботу котла та живильного тракту без пошкоджень їхніх елементів унаслідок відкладення накипу та шламу, підвищення відносної лужності котлової води до небезпечних границь або внаслідок корозії металу. Вибір способу оброблення води для живлення котлів повинен здійснюватися відповідно до вимог експлуатаційної документації виробника.

Досвід експлуатації котлів показав, що пошкодження екранних труб пов'язане з зародженням і ростом поперечних тріщин на внутрішніх поверхнях, обернених до факела, які виникають передусім через первинні відкладення на зовнішній поверхні труб [7]. Інші вважають це явище результатом внутрішньої корозії труб, види якої розглянуто вище [1, 2].

Незважаючи на стабільну циркуляцію води в бічному екрані та відповідність її швидкості розрахунковим значенням, основною причиною розривів металу в екранній трубці є корозія та локальний перегрів стінки в області внутрішніх відкладень [8].

Корозійне руйнування труби модуля парогенератора призвело до витоку пари з труби, зверненої до газу. Унаслідок руйнування оксидного шару на внутрішній поверхні труби тріщини утворилися та поширювалися від втомного навантаження, що призвело до деградації мікроструктури та транскристалітного розтріскування [9].

Проведений аналіз показав, що до цього часу питання визначення виду корозії труб нагрівальних поверхонь котла, що спричиняє їх пошкодження, недостатньо вивчене.

**Мета роботи** – встановити причини пошкодження труб екранних поверхонь котла-охолоджувача конвертерних газів.

**Методи дослідження.** Досліджували труби екранної поверхні котла-охолоджувача конвертерних газів з внутрішнім діаметром 32 мм та товщиною стінки 5 мм із вуглецевої сталі 20 складу,

мас. %: С – 0,18; Si – 0,30; Mn – 0,52; S – 0,009; Cr – 0,07; Ni – 0,09; Cu – 0,13. Захисний екран у вигляді труб, призначений для захисту нижніх камер від випромінювання з конвертера та механічної дії з боку горловини конвертера, розміщений у нижній частині котла. Щілина між трубами заварена смугою.

Огляд зразків проводили неозброєним оком при денному освітленні. Продукти корозії видаляли у 20 % оцтової кислоті. Корозійні ураження ідентифікували згідно з [10]. Металографічні дослідження проводили на мікроскопі NEOPHOT 21 із застосуванням цифрової камери Allied Vision 1800 U-2050c та програмного забезпечення SEO ImageLAB v1.0 на нетравлених шліфах і після їх травлення у 4 % спиртовому розчині нітратної кислоти. Розмір феритного зерна визначали згідно з [11]. Аналіз відкладень з внутрішньої поверхні зразка труби проведено методом ІСР-спектрального аналізу за допомогою приладу iCAP 6500 DUO Termo E.C.

**Виклад основного матеріалу. Дослідження та аналіз отриманих результатів.** *Аналіз умов експлуатації екранних труб.* Охолоджувач конвертерних газів – вертикальний водотрубний, однобарабанный паровий котел об'ємом 170 м<sup>3</sup> з примусовою циркуляцією, призначений для охолодження сильно запиленних високотемпературних газів, що поступають у процесі плавлення сталі з конвертера в установку газоочищення. Склад конвертерних газів в момент максимального газовиділення такий: оксид вуглецю CO – 47 %; діоксид вуглецю CO<sub>2</sub> – 21,5 %; азот N<sub>2</sub> – 30 %; водень H<sub>2</sub> – 1,5 %; пил – 65 %. Слід зазначити, що високотемпературні конвертерні гази містять водень (1,5 %), але контактують із зовнішньою поверхнею екранних труб.

Робочий тиск котла 20 кгс/см<sup>2</sup>, температура насиченої пари 250 °С, температура газів на виході з конвертера 1700 °С; на виході з охолоджувача під час основного режиму роботи 700 °С; паропродуктивність 280 т/год.

Основною особливістю роботи котла є циклічність подавання конвертерних газів, і, як наслідок, змінне теплове навантаження. Хімічно очищена вода та пароводяна суміш циркулює в трубах, зовнішня поверхня яких контактує з високотемпературними конвертерними газами. Під час експлуатації виконано промивання та оброблення хімічними реагентами котла. Відхилів від режимів роботи котла не було. Під час відсутності електрики упродовж 1 року котел було виведено з експлуатації та проведено його консервацію азотом. Перше корозійне ураження в трубах виявлено через 5 років експлуатації. Ремонт аварійних

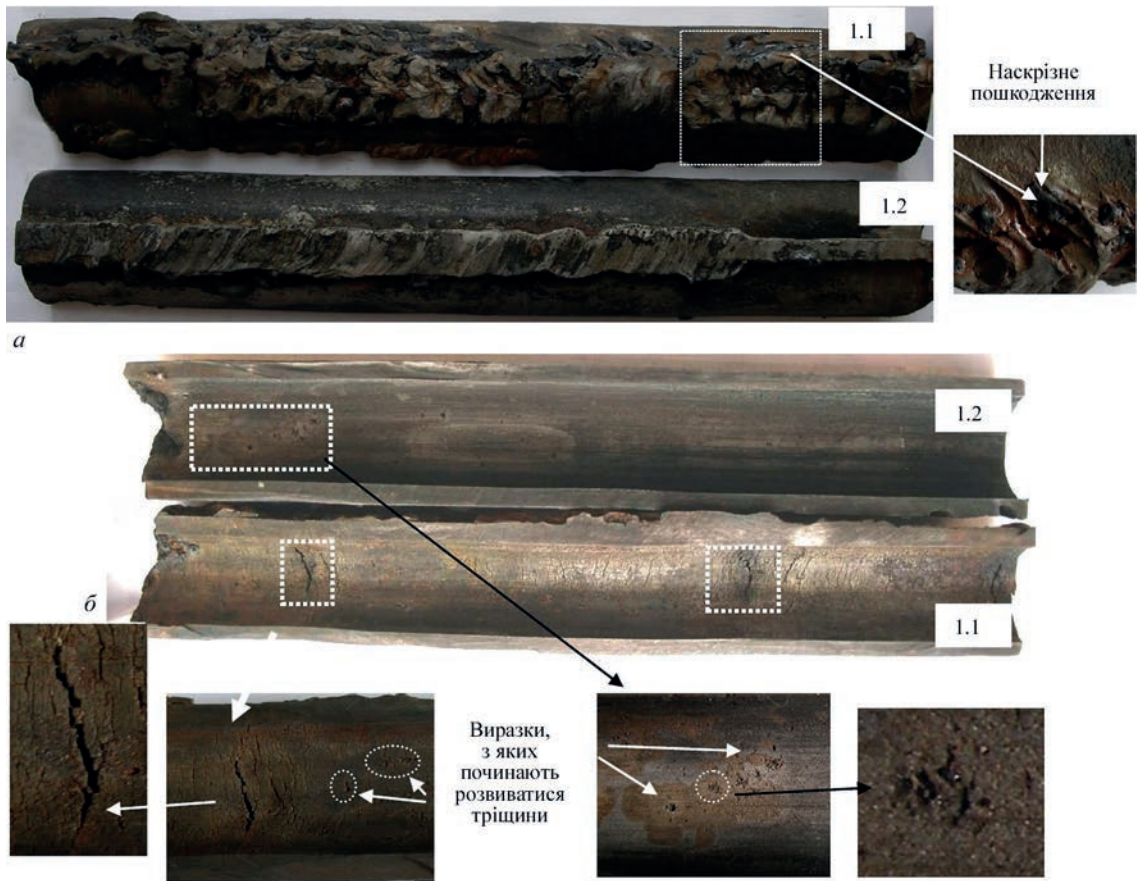


Рис. 1. Зовнішній вигляд зразка труби, вирізаного з екранної поверхні котла-охолоджувача: *а* – зовнішня поверхня; *б* – внутрішня поверхня

ділянок проводили шляхом заміни труб і заварювання дефектів.

Під час огляду зразка безшовної труби, вирізаної з екранної поверхні котла, встановлено (рис. 1), що зовнішня поверхня є не рівною, вкритою шаром продуктів темно-сірого кольору, які утворилися під час згоряння конвертерних газів. На зовнішній поверхні частини зразка (1.1) вздовж осі труби ручним дуговим способом у декілька шарів виконано наплавлення металу завширшки приблизно 40 мм. У декількох місцях на поздовжньому наплавленому шарі є наплавлення поперек осі труби. У межах наплавленого шару видно дрібні неглибокі тріщини, розташовані поперек осі труби. На границі між поздовжнім і поперечним наплавленими шарами виявлено розвинені тріщини та наскрізне пошкодження. На зовнішній поверхні іншої половини зразка (1.2) вздовж осі труби приварено смугу металу розміром приблизно 6 мм, посилення на якій знято. На цій частині труби тріщини відсутні як на внутрішній, так і на зовнішній поверхнях.

На внутрішній поверхні (рис. 1, б) виявлено велику кількість дрібних тріщин впоперек осі труби. Зазначено, що крупніші тріщини розташовані на ділянках зразка, на яких є наплавлений шар впоперек труби на зовнішній поверхні, імовірно

виконаний під час ремонту тріщин. Внутрішня поверхня у цій частині труби деформована. На ній (рис. 1, б) наявні продукти корозії заліза темно-сірого кольору, імовірно магнетиту, що міцно зчеплені з поверхнею труби, окремі дрібні виразки та поперечні тріщини різних розмірів. Імовірно, тріщини утворилися та розвинулися під час транспортування пароводяної суміші. Їх зростання прискорювалося нагріванням зовнішньої поверхні труби під час контакту з нагрітими до високої температури конвертерними газами, зміни температури під час процесу плавлення сталі та механічних напружень (внаслідок конструкційних особливостей екрана, ремонтних робіт шляхом заварювання дефектів). На ділянках, на яких шар наплавленого металу товстіший та є шар, наплавлений впоперек труби з зовнішнього боку, тріщини на внутрішній поверхні мають більшу глибину та розкриття (рис. 1, б). З боку зовнішньої поверхні корозія – суцільна, нерівномірна, з боку внутрішньої – у вигляді тріщин [10].

Аналіз відкладень з внутрішньої поверхні труби (рис. 2) показав, що їхньою основною складовою є залізо (43,76 %). Виявлено кремній (0,04 %), марганець (0,85 %), які входять до складу металу труби та потрапили в систему під час експлуатації внаслідок

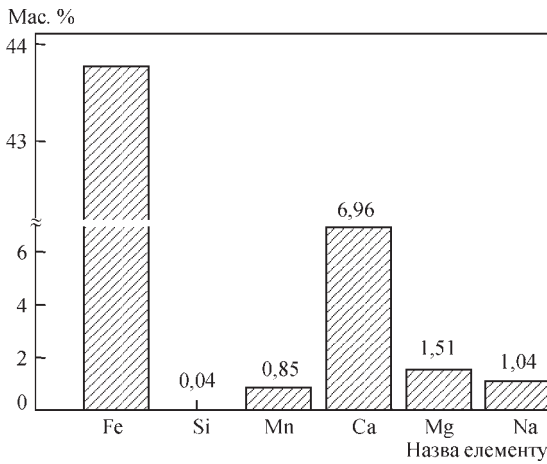


Рис. 2. Хімічний склад відкладень на внутрішній поверхні труби док розчинення. Крім того, наявні кальцій (6,96 %), магній (1,51 %), що утворюють солі твердості, а також цинк (0,96 %), алюміній (0,37 %), мідь (0,07 %) та ін. [2]. Натрій, що наявний у осаді (1,04 %), за високої температури сильно лужного середовища може створювати передумови лужної корозії.

**Металографічні дослідження зразка екранної труби.** На металографічних шліфах виявлено наскрізні та ненаскрізні (рис. 3) тріщини, які демонструють розвиток корозії з внутрішньої поверхні. Структура металу труби ферито-перлітна, має виражену смугастість. Розмір феритного зерна 0,11...0,138 мкм.

Через тривалий нагрів структура зазнала деяких змін (рис. 4): структура зон, що розташовані ближче до внутрішньої поверхні труби, характеризується зменшенням щільності перлітної складової зі збереженням смугастості (рис. 4, а). У зонах з боку зовнішньої поверхні (рис. 4, в) на границях феритного зерна утворилася вуглецева фаза, її кількість більше, ніж на внутрішній поверхні труби, що призводить до окрихчення металу внаслідок скупчення другої фази на границях зерен.

Виявлені поперечні тріщини крихкого характеру з максимальною глибиною 1,6 мм на внутрішній поверхні розповсюджувалися перпендикулярно до осі труби (рис. 5). Біля стінок тріщини видно

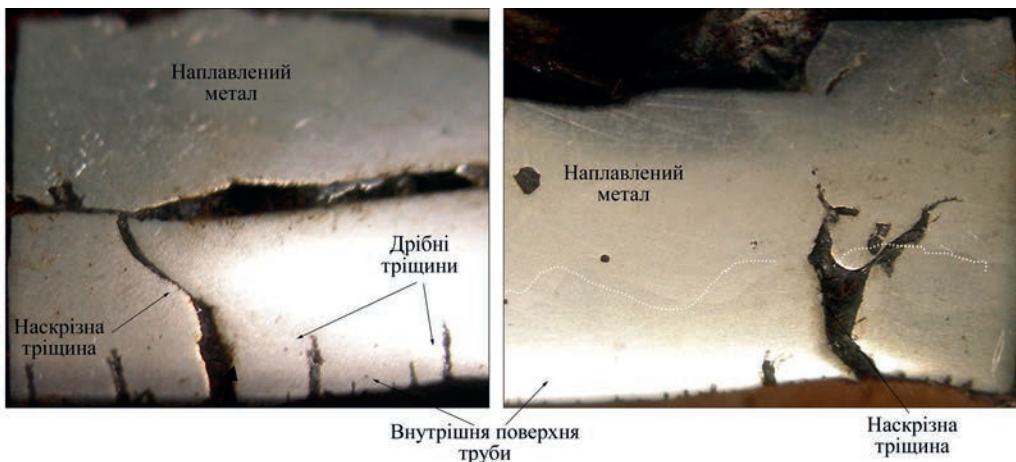


Рис. 3. Зовнішній вигляд тріщин на внутрішній поверхні зразка труби

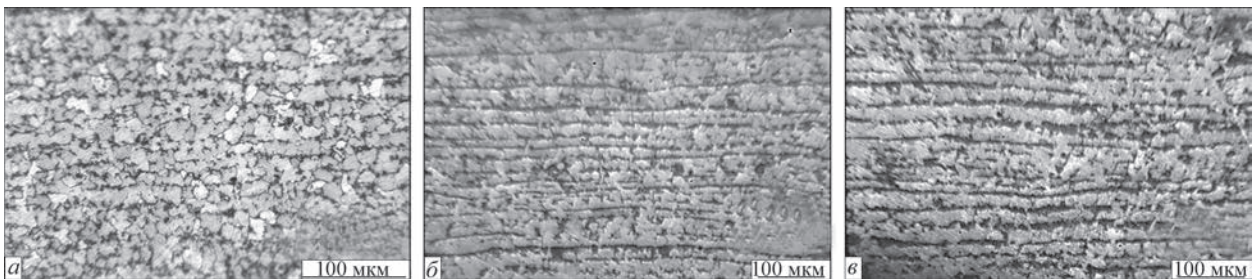


Рис. 4. Мікроструктура зразка труби на ділянках: поряд з ділянкою з тріщинами (а), на віддаленні від ділянок з тріщинами біля внутрішньої (б) та зовнішньої поверхні (в)

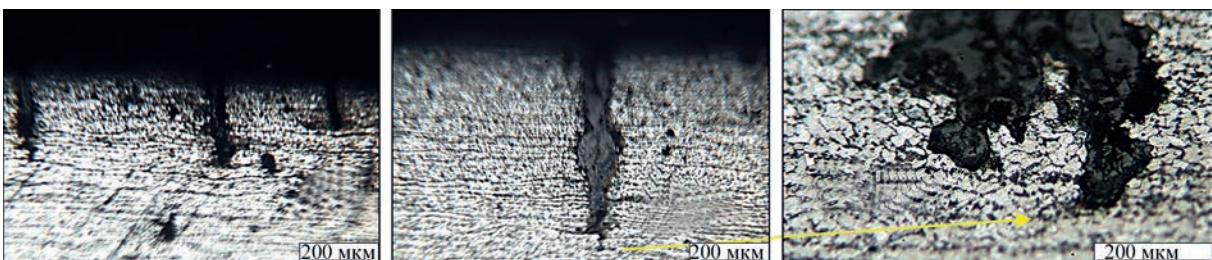


Рис. 5. Тріщини, що утворилися на внутрішній поверхні зразка труби після п'яти років експлуатації

викривлення перлітних смуг, що свідчить про деформування стінки труби, імовірно внаслідок виконання наплавлених шарів металу з зовнішньої сторони. Тріщини розвивалися в глибину та ширину через міжзеренне пошкодження з відокремленням зерен по границі феритної і перлітної складових, очевидно через дію водню. Розтравлення вершини тріщини та її затуплення вказує на перебіг анодних процесів. Таким чином, встановлено, що корозійні пошкодження у вигляді тріщин, розташованих впоперек осі труби, розвивалися з боку внутрішньої поверхні за механізмом міжзеренного руйнування по границях феритної і перлітної складових.

## Висновки

Пошкодження металу труб екранних поверхонь котла-охолоджувача конвертерних газів відбулося з боку внутрішньої поверхні внаслідок складної взаємодії чинників під час експлуатації: пароводяної корозії з виділенням водню, що сприяє окрихченню сталі через абсорбцію водню металом у місцях руйнування шару магнетиту; теплових навантажень на стінку труби та механічних напружень, що обумовлені наплавленим шаром на зовнішній поверхні. Причини перебігу пароводяної корозії залежать від гідродинамічних процесів у котлі та мало залежать від водно-хімічного режиму котельного агрегата.

## Список літератури

1. Ткаченко С.Й., Степанов, Д.В., Боднар Л.А. (2016) *Котельні установки: навчальний посібник*. Вінниця, ВНТУ.
2. Акользин П.А. (1982) *Коррозия и защита металла теплоэнергетического оборудования*. Москва, Энергоиздат.
3. Zhijuan Zhao, Bingqing Cao, Dong Jin (2023) Research on corrosion of carbon steel in simulated boiler steam-water system. *J. of Physics: Conference Series*, **2539**, 012024. DOI: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2539/1/012024>
4. *Handbook of Industrial Water Treatment Boiler Water Systems. Chapter 19 - Condensate System Corrosion*. <https://www.watertechnologies.com/handbook/handbook-industrial-water-treatment>.

5. <https://leg.co.ua/arhiv/generaciya/vodorodnoe-ohrupchivanie-parogeneriruyushih-trub/Page-2.html>
6. НПАОП 0.00-1.81-18 (2018) *Правила охорони праці під час експлуатації обладнання, що працює під тиском*.
7. Gladkov V.E., Berezin V.M., Bondar K.M. (2009) Физико-химический анализ условий образования и роста поперечных трещин в экранных трубах. *Вестник ЮУрГУ*, **10**, 48–54.
8. Popov, M.S., Belyakov, I.I., Tolstyh, A.D. (2024) Analysis of Damages to Boiler Screen Tubes BKZ-160-100-GM. *International J. of Industrial Engineering*, **2(4)**, 218–223. DOI: <https://doi.org/10.61927/igmin168>
9. Chae, H. (2021) Corrosion failure analysis of condensate pre-heater in heat recovery steam generator. *Corrosion Science and Technology*, **20(2)**, 69–76. DOI: <https://doi.org/10.14773/cst2021.20.2.69>
10. ГОСТ 9.908-85 (1985) *Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости*.
11. DSTU 8972:2019 (2019) *Сталі та сплави. Методи виявлення та визначення величини зерна*.

## References

1. Tkachenko, S.Y., Stepanov, D.V., Bodnar, L.A. (2016) *Boiler installations: Training manual*. Vinnytsia, VNTU [in Ukrainian].
2. Akolzin, P.A. (1982) *Corrosion and protection of metal in thermal power equipment*. Moscow, Energoizdat [in Russian].
3. Zhijuan Zhao, Bingqing Cao, Dong Jin (2023) Research on corrosion of carbon steel in simulated boiler steam-water system. *J. of Physics: Conference Series*, **2539**, 012024. DOI: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2539/1/012024>
4. *Handbook of Industrial Water Treatment. Boiler Water Systems. Chapt. 19 - Condensate System Corrosion*. <https://www.watertechnologies.com/handbook/handbook-industrial-water-treatment>.
5. <https://leg.co.ua/arhiv/generaciya/vodorodnoe-ohrupchivanie-parogeneriruyushih-trub/Page-2.html> [in Russian].
6. НПАОП 0.00-1.81-18 (2018) *Health and safety rules for operating pressurized equipment* [in Ukrainian].
7. Gladkov, V.E., Berezin, V.M., Bondar, K.M. (2009) Physical and chemical analysis of the conditions for the formation and growth of transverse cracks in screen tubes. *Vestnik YuUrGU*, **10**, 48–54 [in Russian].
8. Popov, M.S., Belyakov, I.I., Tolstyh, A.D. (2024) Analysis of damages to boiler screen tubes BKZ-160-100-GM. *Intern. J. of Industrial Engineering*, **2(4)**, 218–223. DOI: <https://doi.org/10.61927/igmin168>
9. Chae, H. (2021) Corrosion failure analysis of condensate pre-heater in heat recovery steam generator. *Corrosion Science and Technology*, **20(2)**, 69–76. DOI: <https://doi.org/10.14773/cst2021.20.2.69>
10. ГОСТ 9.908-85 (1985) *Unified system for protection against corrosion and ageing. Metals and alloys. Methods for determining corrosion and corrosion resistance indicators* [in Russian].
11. DSTU 8972:2019 (2019) *Steels and alloys. Methods for detecting and determining grain size* [in Ukrainian].

## INVESTIGATION OF THE CAUSES FOR DAMAGE OF THE WATER-WALL TUBES OF BOILER COOLER OF THE CONVERTER GASES

S.O. Osadchuk, L.I. Nyrkova, L.V. Goncharenko

E.O. Paton Electric Welding Institute of the NAS of Ukraine. 11 Kazymyr Malevych Str., 03150, Kyiv, Ukraine.

E-mail: lnyrkova@gmail.com

The water-wall tubes of boiler cooler for converter gases, which were damaged after five years of operation, have been examined. Optical microscopy revealed that corrosion damages in the form of cracks, oriented perpendicularly to the tube axis on the inner surface, developed through intergranular corrosion along the boundaries of ferritic and pearlitic components. It was established that steam-water corrosion processes occurred on the inner surface of the tube, following the reaction of  $3\text{Fe} + 4\text{H}_2\text{O} = \text{Fe}_3\text{O}_4 + 4\text{H}_2$  with hydrogen release, leading to the formation of small ulcers that developed into cracks due to the loss of integrity of the protective layer under operational thermal loads and mechanical stresses in local areas. The main cause of damage to the water-wall tubes is steam-water corrosion. 11 Ref., 5 Fig.

*Keywords: carbon steel, water-wall tubes, boiler cooler, inner corrosion, steam-water corrosion*

Отримано 29.05.25

Отримано у переглянутому вигляді 18.08.25

Прийнято 22.09.25