

УДК:621.039;620.19

Л. Ожигов¹, канд. фіз.-мат. наук;
А. Митрофанов¹, канд. техн. наук;
Є. Крайнюк¹, А. Бажуков², П. Мельник²

¹Національний науковий центр «Харківський фізико-технічний інститут»

²ВП Південно-Українська АЕС

ЕКСПЛУАТАЦІЙНЕ ЗНОШУВАННЯ ТРУБОПРОВОДІВ ДРУГОГО КОНТУРУ ЕНЕРГОБЛОКІВ ВВЕР-1000

Резюме. Досліджено характер експлуатаційних ушкоджень трубопроводів теплообмінного устаткування другого контуру енергоблока ВВЕР-1000. Встановлено, що у ряді випадків труби зі сталі 20 ($\text{Ø}32 \times 4$ мм) схильні до інтенсивного ерозійно-корозійного зношування, причиною чого можуть бути турбулентні потоки теплоносія, що виникають на згинах трубопроводів і виступах зварних з'єднань. Розглянуто також ушкодження трубопроводу зі сталі 20 ($\text{Ø}325 \times 13$ мм). У трубопроводі зі сталі 08X18Ni10T ($\text{Ø}25 \times 2$ мм) ушкодження мають вигляд наскрізних зімкнених тріщин невеликої протяжності. Ушкодження носять локальний характер і за усіма ознаками зумовлені корозійним розтріскуванням під напруженням.

Ключові слова: другий контур, трубопровід, згин, зварний шов, ерозійно-корозійне зношування, анізотропія, розтріскування.

L. Ozhigov, A. Mitrofanov, Y. Krainyuk
A. Bazhukov, P. Melnik

OPERATING WEAR OF PIPELINES OF THE SECOND CIRCULATION LOOP OF WWER-1000 POWER UNITS

Summary. Corrosion damage in the pipe system of the second circulation loop is one of the problems of long-term operation of NPP with WWER-1000 power units. Subject of the research were flat spiral pipe elements (SFPE) made of steel 20, $\text{Ø}32 \times 4$ mm, used in high-pressure heater; pipe-line $\text{Ø} 325 \times 13$ was made of steel 20 and pipe elements of heat exchangers $\text{Ø}25 \times 2$ mm were made of corrosion-resistant steel of austenitic class 08Cr18Ni10Ti.

The performed investigations have testified that SFPE pipes ($\text{Ø}32 \times 4$ mm) in the medium of the second circulation loop are subjected to the intense erosive-corrosive wear. The reason of this phenomenon is the turbulent flows of heat-transfer agent caused by the wrong groove weld connecting SFPE and tailpress.

Formation of through crack was revealed on the pipeline $\text{Ø}325 \times 13$ mm made of steel 20 without substantial erosion of the metal. Cracking has occurred on the area of tap for 90° in front of controller. Impact tests of longitudinal and transverse specimens testified the presence of anisotropy of mechanical properties of the metal. Metallographic examination revealed the presence of fibrous structure. Os the whole mechanical and metallographic properties of steel meet the specification. The reason of the crack formation was likely to be the combination of factors: overspecified operation loads and presence of corrosive component.

Erosion wear of the metal was not revealed in the pipeline $\text{Ø}25 \times 2$ mm produced of steel 08Cr18Ni10Ti. In this case the operating damages are like through closed cracks of small extent. Damages are local and are caused by the corrosion cracking under stress.

Key words: second circulation loop, pipeline, bend, weld, erosive-corrosive wear, anisotropy, cracking.

Постановка проблеми. Безпека АЕС безпосередньо залежить від стану металу устаткування і металоконструкцій [1]. В міру того, як енергоблоки ВВЕР-1000 виробляють проектний ресурс експлуатації, з часом актуальнішою стає проблема пошкоджень трубопроводів теплообмінного устаткування.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. У роботах [2 – 7] досліджено характер і встановлено причини пошкоджень деяких елементів трубопроводу другого контуру АЕС з ВВЕР-1000. На практиці встановлено, що основним видом пошкоджень трубопроводів з вуглецевих сталей є ерозійно-корозійне зношування. Як показують результати досліджень стану металу, зношування залежить від багатьох чинників. Це ускладнює з'ясування фізичного механізму процесу, що було б необхідним для ухвалення ефективних конструкторських рішень на стадіях проектування та експлуатації енергоблоків. У роботах, де розглянуто механізми ерозійно-корозійного зношування трубопроводів 2-го контуру [2, 3], відзначається, що швидкість зношування залежить від геометрії, експлуатаційних режимів, властивостей металу та істотно відрізняється на різних енергоблоках і трубопроводах. Для встановлення механізму ерозійно-корозійних процесів потрібна чимала статистика, з якої б був зрозумілий характер різних пошкоджень.

У цій роботі розглянуто ряд типових випадків пошкоджень трубопроводів теплообмінного устаткування 2-го контуру АЕС з ВВЕР-1000.

Мета роботи. Дослідження причин і характеру пошкоджень після тривалої експлуатації трубопроводів другого контуру, виготовлених із сталей 20 та 08X18H10T.

Результати досліджень. *Пошкодження плоскостіральных трубних елементів підігрівачів високого тиску 32×4 мм, сталь 20.* На рис. 1 показано характер пошкодження ділянки трубного елемента, вирізаного із зони охолодження конденсату Ø32×4 мм, матеріал – сталь 20. За результатами обстеження причиною пошкодження теплообмінної трубки змійовика стало наскрізне ерозійно-корозійне зношування металу з боку внутрішньої поверхні під впливом потоку робочого середовища.

Процес зношування призвів до поступового стоншення стінки трубки зсередини в зоні зміни траєкторії потоку. Також мають місце випадки пошкодження в результаті ерозійно-корозійного зношування на прямолінійних ділянках трубопроводів, де з конструктивних причин утворюються турбулентні потоки робочого середовища.

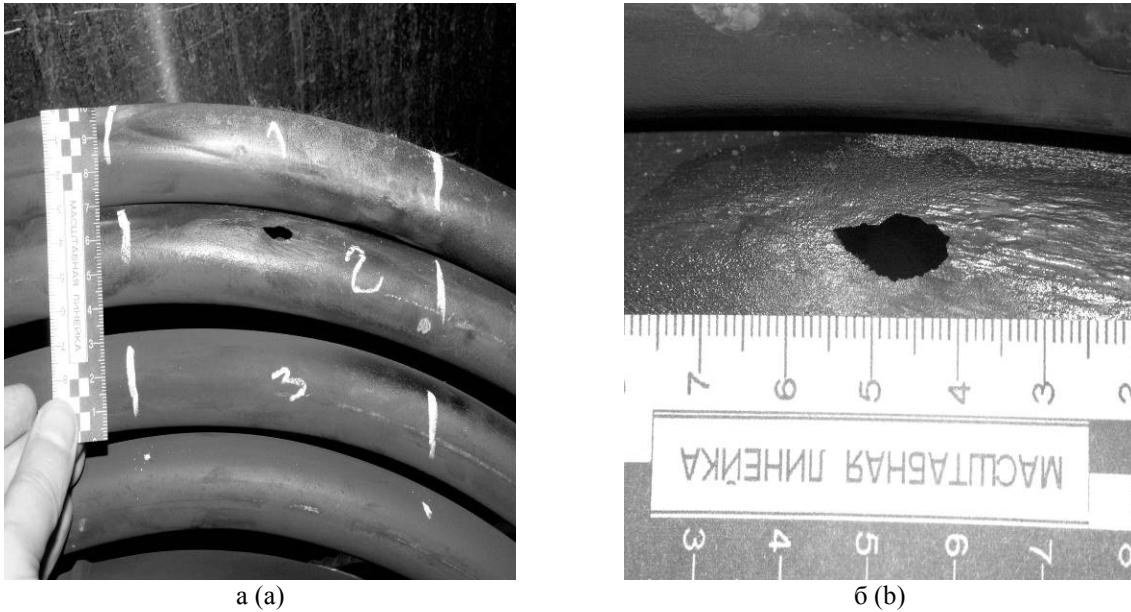


Рисунок 1. Фрагменти зовнішньої поверхні (а) трубного елемента $\text{Ø}32 \times 4$ зі сталі 20 з наскрізним пошкодженням стінки (б)

Figure 1. Fragments of outer surface (a) of pipe elements $\text{Ø}32 \times 4$ of steel 20 with through damage of the wall (b)

Характер руйнування основного металу (сталь 20) у вигляді розриву стінки трубки на відстані 25 мм від стикового зварного з'єднання з хвостовиком із сталі 08X18H10T показано на рис. 2а.



Рисунок 2. Руйнування трубного елемента на ділянці з ерозійно-корозійним зношуванням (а). Внутрішня і зовнішня поверхні теплообмінної трубки-змійовика $\text{Ø}32 \times 4$ після руйнування біля зварного шва (б)

Figure 2. Break-down of pipe element in area with erosive-corrosive wear (a). Inner and outer surfaces of heat-exchange tube coil $\text{Ø}32 \times 4$ after break-down at the weld (b)

Руйнування зумовлене процесом ерозійно-корозійного зношування стінки збоку внутрішньої поверхні, яка не захищена від корозії шаром оксидів і має характерний для протікання інтенсивної ерозії ямковий рельєф з численними кавернами і продуктами корозії цеглисто-бурого кольору. Слід відзначити, що зношуванню піддалася ділянка зі сталі 20, тоді як сусідня ділянка зі сталі 08X18H10T залишилася без змін.

Фактична товщина стінки трубки після руйнування була в межах від 0,2 до 3,0 мм при номінальній товщині 4,0 мм. У даному випадку нерівномірності зношування посприяла конфігурація зворотного валика в корені зварного шва.

Пошкодження трубопроводу рециркуляції Ø325×13 мм (сталь 20). Характер пошкоджень товстостінних трубопроводів великого діаметра відрізняється від описаного вище. Пошкодження у вигляді наскрізної тріщини утворилося перед регулятором на прямій ділянці відведення трубопроводу рециркуляції Ø325×13 мм (сталь 20). Довжина тріщини складає приблизно 400 мм при ширині розкриття 0,5...1,2 мм. Вирізана з трубопроводу ділянка з тріщиною показана на рис. 3. Магістральна тріщина має прямолінійну траєкторію (за винятком вершин тріщини); площа руйнування розташована перпендикулярно до поверхні. Поверхні зламу мають згладжений дрібнозернистий рельєф. Уздовж берегів розкритої тріщини відсутні сліди залишкової пластичної деформації й мають місце гострі кромки зламів без скосів. Виходячи із зовнішніх ознак, руйнування стінки трубопроводу носить крихкий характер.

Внутрішня поверхня трубопроводу в зоні руйнування схильна до рівномірної корозії, має ямковий рельєф з численними корозійними виразками і покрита оксидами заліза темно-бурого кольору. Помітної дії ерозійного зношування не спостерігається. Фактична товщина стінки в місці розриву трубопроводу складає 15 мм при нормативній товщині не менше 13 мм. Уздовж берегів розкритої тріщини має місце сколювання металу й одиничні тріщини-надриви, що відходять під невеликим кутом від магістральної і свідчать про високу швидкість росту тріщини. Металографічні дослідження металу в зоні руйнування яких-небудь дефектів і неоднорідностей мікроструктури не виявили. Мікроструктура металу ферито-перлитна зі співвідношенням відсотків фаз приблизно 75/25; величина зерна та вміст неметалевих включень відповідають нормативним вимогам.

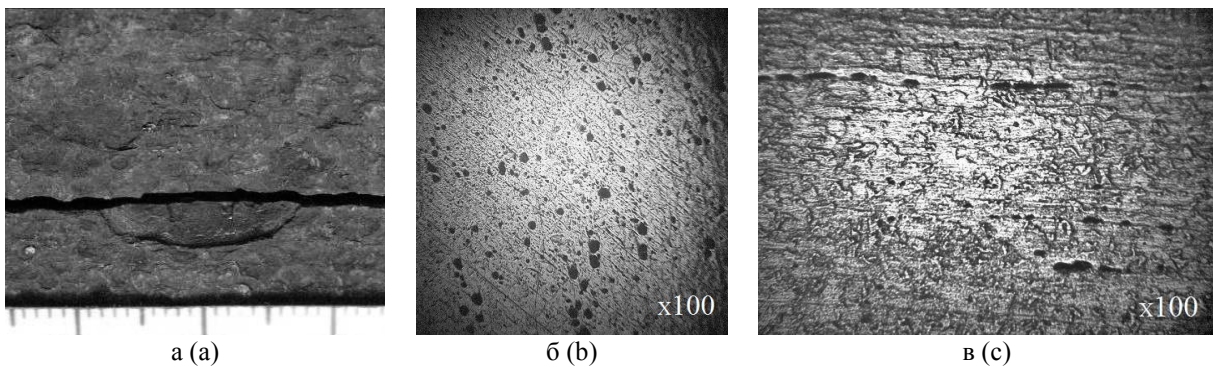


Рисунок 3. Трубний елемент Ø325×13 мм, сталь 20. Вид зовнішньої поверхні демонтованої дефектної ділянки трубопроводу в зоні руйнування (а). Неметалеві включення на поперечному (а) і поздовжньому (б) шліфах

Figure 3. Tube element Ø325x13 mm, steel 20. View of outer (a) surface of disassembled defected section of pipeline in the area of break-down. Non-metallic inclusions in transversal (b) and longitudinal (c) micro section metallographic specimens

Слід зазначити, що на поздовжніх і поперечних відносно труби шліфах мікроструктура металу не є однаковою. А саме, точкові неметалеві включення на поперечних шліфах перетворюються в рядкові на шліфах поздовжніх зразків. На рис. 3

показано характер розподілу неметалевих включень на слабо протравлених поперечному (рис. 3б) і поздовжньому (рис. 3в) мікрошліфах. Бачимо волокнисту структуру металу й рядкові включення на поздовжньому шліфі. Це цілком зрозуміло, враховуючи особливості технології виготовлення труб зі сталі 20. Твердість, хімічний склад, уміст вуглецю відповідають нормативним вимогам. Механічні випробування на розтяг показали, що значення границі міцності й пластичності, відносного видовження та звуження не нижче вимог нормативної документації. Таким чином, можна констатувати, що якість металу трубопроводу $\text{Ø}325 \times 13$ мм відповідає вимогам технічних умов (ТУ 14-3-460-75) і не є причиною його руйнування.

Пошкодження трубних елементів $\text{Ø}25 \times 2$ мм (сталь 08X18H10T). У трубних елементах зі сталі 08X18H10T у процесі експлуатації також утворюються дефекти, проте характер їх відрізняється від тих, які утворюються в трубах зі сталі 20. Обстежувалися фрагменти трубок $\text{Ø}25 \times 2$ мм, вирізані з теплообмінників з явними дефектами у вигляді тріщин. Тріщини мали довжину до 25 мм та розкриття до 1,5 мм. Дефектні відрізки трубок зображено на рис. 4.

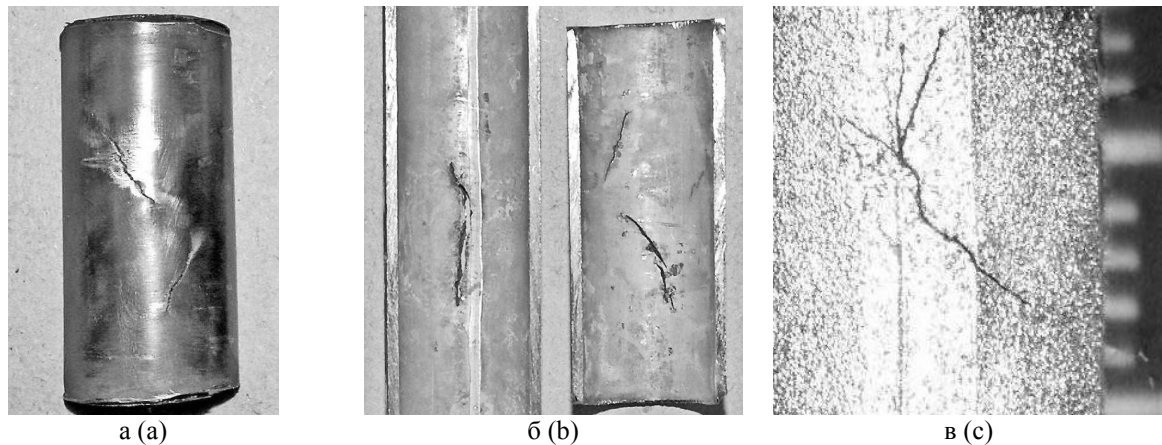


Рисунок 4. Зовнішня поверхня фрагмента трубки $\text{Ø}25 \times 2$ мм з наскрізними тріщинами (а). Тріщини в зоні поздовжнього зварного шва, внутрішня поверхня фрагментів (б, в)

Figure 4. Outer surface of the fragment of tube $\text{Ø}25 \times 2$ mm with through cracks (a). Cracks in the area of the weld, inner surface of the fragments (b, c)

Зовнішня поверхня вкрита шаром продуктів корозії заліза бурого кольору. На внутрішній поверхні були карбонатні відкладення солей завтовшки близько 1,0 мм. Після видалення відкладень виявилися тріщини, що поширюються як уздовж зварного шва, так і під кутом до нього (рис. 4б). Показані на рисунку розгалужені тріщини утворилися безпосередньо в зоні зварного шва. На шліфі спостерігається утворення тріщин з боку внутрішньої поверхні, розгалуження і ріст вторинних тріщин (рис. 4в). Мають місце зони як з транскристалітним, так і з міжкристалітним характером росту. Ознак втомного характеру росту тріщин у досліджуваних зразках не виявлено.

Мікроструктура металу трубки – аустенітна дрібнозерниста з полігональною будовою зерен і термічними двійниками. Мікроструктура є характерною для сортового прокату з високолегованої хромонікелевої сталі аустенітного класу. Яких-небудь змін в орієнтації зерен, структурній неоднорідності, включаючи різнобальність зерен, в областях зародження тріщин не виявлено.

Обговорення результатів. На підставі проведених досліджень пошкоджених трубних елементів другого контуру можна констатувати наступне. Труби невеликого діаметра, виготовлені зі сталі 20, наприклад, трубні елементи ($\varnothing 32 \times 4$ мм) підігрівачів високого тиску в середовищі другого контуру схильні до інтенсивного ерозійно-корозійного зношування. При цьому можуть утворюватися наскрізні отвори розмірами від кількох міліметрів до розривів з розгортанням металу стінок по стоншених місцях, а також повний розрив труб. У більшості розглянутих випадках пошкодження трубних елементів $\varnothing 32 \times 4$ мм відбуваються поблизу зварних з'єднань труб зі сталі 20 з хвостовиками зі сталі 08X18H10T. Причиною цього, на нашу думку, є конфігурація зварного шва. При виконанні з'єднання впритул утворюється зворотний валик зварного шва, який виступає всередину труби, що істотно зменшує її прохідний переріз. Розрахунки показують, що при висоті зворотного валика 2 мм переріз зменшується майже на 30 %. Цієї причини вистачає для утворення турбулентності потоку перед зварним швом. Збільшені швидкості турбулентних потоків є причиною підвищеної ерозії стінок труб. Цей ефект посилюється ще й тим, що поблизу зварного шва хвостовики мають вигин, внаслідок чого потік теплоносія притискається до стінок, протилежних згину. Як показують результати аналізу причин пошкоджень, конфігурація зворотних валиків у композитних зварних швах для усіх трубних елементів різна. Напевно, пошкодження утворилися, в першу чергу, в елементах, в яких валики виступають на величину, що перевищує норми. У розглянутих випадках валики мали висоту не менше 2 мм. Неоднорідність будови рельєфу зворотних валиків зварних швів, а також вигини змійовиків зумовлюють місця переважного зношування і характер руйнувань.

У світовій практиці відомі випадки розривів трубопроводів у турбулентних потоках, що утворилися в результаті некоректності конструкції або її виконання, наприклад, при з'єднанні трубних елементів під прямими кутами. Саме турбулентністю можна пояснити вибіркковість руйнування теплообмінних труб $\varnothing 32 \times 4$ мм за відсутності яких-небудь особливостей.

Таким чином, руйнування плоскостіральної трубних елементів $\varnothing 32 \times 4$ мм відбувається в результаті ерозійно-корозійного зношування сталі 20 в зоні стикового зварного з'єднання з хвостовиками зі сталі 08X18H10T, і має місце внаслідок недоробок в конструкції й виготовленні з'єднання. Напевно, цього можна уникнути в майбутньому.

Руйнування трубних конструкцій зі сталі 20 може відбутися також з інших причин, не пов'язаних з ерозійно-корозійним зношенням. Утворення наскрізної тріщини на ділянці трубопроводу $\varnothing 325 \times 13$ мм сталося без істотного зношування металу. При поясненні причин руйнування треба мати на увазі, передусім, малоцикловий втомний характер тріщини. За результатами досліджень мало місце наскрізне розтріскування металу на усю товщину труби з високою швидкістю росту магістральної тріщини. Розтріскування сталося на ділянці відведення 90° перед регулятором, який у будь-якому конструктивному виконанні є діафрагмою, що зменшує прохідний переріз труби. Турбулентність, що утворюється при цьому, викликає підвищений тиск на стінки труби перед регулятором, а наявність відведення під кутом 90° створює градієнт напружень по тілу труби. Таким чином, даний трубний

елемент є досить критичним відносно експлуатаційної надійності. З урахуванням перехідних режимів, імпульсних навантажень і пов'язаних з ними можливих гідроударів цей вузол можна розглядати як найуразливіший. Реальні напруження в тілі труби можуть у кілька разів перевищувати закладені в розрахунки при роботі в нормальних режимах експлуатації.

При з'ясуванні причин розтріскування товстостінної труби зі сталі 20 необхідно враховувати також особливості її мікроструктури. Як показали проведені випробування, метал у зоні зруйнованої ділянки відповідає нормативним вимогам для труб $\text{Ø}325 \times 13$ мм зі сталі 20. У тому числі є відповідність по усіх параметрах механічних властивостей, мікроструктурі та вмісту неметалевих включень. Металографічними дослідженнями металу на поздовжніх і поперечних відносно труби шліфах показано також, що мікроструктура не є ізотропною. Слід зазначити, що в практиці контролю металу трубних систем зазвичай перевіряють механічні властивості на відповідність технічним умовам випробуваннями на розтяг поздовжніх зразків. Випробування поперечних зразків пов'язані з методичними труднощами і не дають однозначних результатів. У той же час для визначення надійності й залишкового ресурсу потрібні дані механічних властивостей в тангенціальному напрямку.

На підставі досліджень, виконаних на теплообмінних трубках $\text{Ø}25 \times 2$, а також $16 \times 1,5$ (сталь 08X18H10T), можна стверджувати, що пластичність в тангенціальному напрямку істотно нижча, ніж у поздовжньому, не зважаючи на високу якість металу і повну відповідність його технічним умовам [8]. Зниження окружної пластичності пояснюється наявністю рядкових включень і волокнистістю мікроструктури, що зумовлена технологією виготовлення труб [9]. Напевно, це має місце для труб зі сталі 20. Можна констатувати, що малоциклове втомне руйнування ділянки трубопроводу $\text{Ø}325 \times 13$ мм з прямокутним відведенням і регулятором сталося не через якість металу, а з технічних причин. Такими причинами може бути наднормативне змінення напружень, як наслідок неоптимальних конструкторських рішень (наявність прямокутного відведення і розташування його в зоні дії регулятора потоку), важких експлуатаційних умов (наявність змінних технологічних режимів, можливих гідроударів та ін.). Зародженню і розвитку втомної тріщини сприяли корозійні виразки на поверхні металу, волокнистість структури і наявність рядкових неметалевих включень.

У трубних конструкціях зі сталі 08X18H10T ерозійне зношування не було відмічене завдяки утворенню міцнішої оксидної плівки на робочих поверхнях. Експлуатаційні пошкодження в даному випадку полягають в утворенні наскрізних тріщин невеликої довжини (близько 1 см). Пошкодження носять локальний характер і за усіма ознаками зумовлені корозійним розтріскуванням під напруженням. При цьому тріщини можуть утворюватися як з внутрішньої поверхні (у трубах теплообмінників $\text{Ø}25 \times 2$ мм), так і з зовнішньої (наприклад, теплообмінні трубки парогенераторів $\text{Ø}16 \times 1,5$ мм) залежно від того, де є присутніми активатори корозійних процесів.

Незважаючи на те, що пошкодження трубних елементів зі сталі 08X18H10T значно менш масштабні, ніж елементів зі сталі 20, немає достатніх підстав віддати перевагу якій-небудь з цих сталей для використання в другому контурі ВВЕР. Як впливає з аналізу результатів, експлуатаційні пошкодження елементів зі сталі 20

можна уникнути шляхом оптимізації відповідних конструкцій, ретельного виготовлення, усунення ерозійно-корозійного зношування із застосуванням покриттів і т. ін. На діючих енергоблоках це зробити неможливо, але можна передбачити при проектуванні та будівництві нових. Захист сталі 08X18N10T від локальної корозії й корозійного розтріскування в середовищі другого контуру на цей час є проблематичним.

Висновки. Розглянуто випадки експлуатаційного руйнування трубних елементів другого контуру енергоблоків ВВЕР-1000, виготовлених зі сталей 20 і 08X18N10T. Пошкодження трубних елементів підігрівачів високого тиску $\varnothing 32 \times 4$ мм зі сталі 20 має місце внаслідок ерозії в турбулентних потоках.

Трубні елементи зі сталі 08X18N10T не мають суттєвого ерозійного зношування, проте відзначаються випадками корозійного розтріскування під напруженням.

Наскрізна тріщина на ділянці трубопроводу $\varnothing 325 \times 13$ мм зі сталі 20 має малоцикловий втомний характер. Утворення її сталося без істотного ерозійного зношування, але також за наявності турбулентних потоків, зумовлених конструкцією трубопроводу.

Conclusions. Operating break-down of pipe elements of the second circulation loop produced of steels 20 and 08Cr18Ni10Ti of power units of WVER-1000 is considered. Damage of flat-spiral pipeline elements ($\varnothing 32 \times 4$ mm made of steel 20) of heaters of high pressure occurs due to the erosion in turbulent streams.

The pipe elements made of steel 08Cr18Ni10Ti are not subjected to substantial erosion wear but are characterized by corrosion cracking under stress.

Through crack on the area of pipeline $\varnothing 325 \times 13$ mm of steel 20 is of small cycle fatigue nature. It was not initiated by the substantial erosion wear but at the presence of turbulent streams caused by the design of the pipeline.

Список використаної літератури

1. Гетьман, А.Ф. Неразрушающий контроль и безопасность эксплуатации сосудов и трубопроводов давления [Текст] / А.Ф. Гетьман, Ю.Н. Козин – М.: Энергоатомиздат, 1997. – 288 с.
2. Бараненко, В.И. Эрозионно-коррозионный износ элементов трубопроводных систем АЭС [Текст] / В.И. Бараненко, Ю.А. Янченко // Теплоэнергетика. – 2011. – № 3. – С. 54 – 61.
3. Полищук, С.М. Анализ исследований эрозионно-коррозионного износа трубопроводов АЭС [Текст] / С.М. Полищук, А.А. Манузин // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2007. – № 1/3 (25). – С. 3–7.
4. Томаров, Г.В. Проблемы локальной эрозии-коррозии сварных соединений трубопроводов энергоблоков АЭС [Текст] / Г.В. Томаров, В.Н. Ловчев, Д.Ф. Гуцев, [и др.] // Теплоэнергетика. – 2012. – № 8. – С. 57.
5. Бараненко, В.И. Эрозионно-коррозионный износ элементов трубопроводных систем АЭС [Текст] / В.И. Бараненко, Ю.А. Янченко // Теплоэнергетика. – 2008. – № 5. – С. 27 – 36.
6. Митрофанов, А.С. Эксплуатаційні дефекти в теплообмінних трубах парогенераторів АЕС [Текст] / А.С. Митрофанов, І.М. Неклюдов, Л.С. Ожигов // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2008. – Т. 44, № 4. – С. 109 – 114.
7. Бараненко, В.И. Эрозионно-коррозионный износ элементов трубопроводных систем на АЭС с РБМК-1000 [Текст] / В.И. Бараненко, Ю.А. Янченко // Теплоэнергетика. – 2010. – № 5. – С. 26 – 33.
8. Крайнюк, Е.А. Прочность и пластичность металла теплообменных труб парогенераторов энергоблоков с реакторами ВВЭР-1000 [Текст] / Е.А. Крайнюк, А.С. Митрофанов, Л.С. Ожигов [и др.] // ВАНТ. – 2012. – № 2 (78). – С. 52 – 55.
9. Ермишкин, В.А. Влияние усталостной повреждаемости на механические свойства стали 20 [Текст] / В.А. Ермишкин, Ю.Г. Кабалдин, Ю.Д. Лепешкин [и др.] // Деформация и разрушение материалов. – 2008. – № 8. – С. 36 – 40.

Отримано 25.08.2012