

Денис НІКІФОРОВ¹, Андрій ГРУЗЕВИЧ², Володимир ПЕРЕТЯТЬКО¹

АНАЛІЗ ВПЛИВУ УМОВ КОНСЕРВАЦІЇ ТА ТРИВАЛОГО РЕЗЕРВУ НА НАДІЙНІСТЬ АУСТЕНИТНИХ ПОВЕРХОНЬ НАГРІВУ ПИЛОВУГІЛЬНИХ ТА ГАЗОМАЗУТНИХ КОТЛІВ

¹ПАТ «Центренерго»

вул. Козацька 120/4., м. Київ, 03022, Україна.

E-mail: *d.l.nikiforov.jsc.ce@gmail.com, peretyatkovladimir@ukr.net*

²Трипільська ТЕС

м. Українка. 08720, Україна. E-mail: *Gruzevich@bigmir.net*

Denys NIKIFOROV¹, Andrii HRUZEVYCH², Vladimir PERETYATKO¹

ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF CONSERVATION CONDITIONS AND THE LONG-TERM RESERVE OF GAS AND COAL-FIRED POWER UNITS ON THE RELIABILITY OF AUSTENITIC HEATING SURFACES

¹PJSC "Centrenergo"

120/4 "e", Kozatska St., Kyiv, 03022, Ukraine.

E-mail: *d.l.nikiforov.jsc.ce@gmail.com, peretyatkovladimir@ukr.net*

²Trypil'ska CHP

Ukrainka, Kyiv Region, Obukhov District, 08720, Ukraine. E-mail: *Gruzevich@bigmir.net*

ABSTRACT

Studies indicate that long-term reserves of ultra-supercritical pressure (USP) boilers have a particularly negative impact on the residual term of superheaters, significantly intensifying intercrystalline corrosion (ICC). The relation has been shown between superheaters operation period and ICC occurrence. Careful equipment conservation measures and parameters selection are very important, from the point of view of the USP boilers reliability criteria and ICC prevention.

KEY WORDS: *intercrystalline corrosion, superheaters, hydrogen embrittlement.*

ВСТУП

Жорсткі екологічні норми (відповідно до європейських директив), необхідність постійного маневрування та економічні фактори, пов'язані з високою вартістю палива (газ, вугілля), призводять до переведення значної кількості енергоблоків України в довготривалий резерв (особливо газомазутних).

Існуючі методи консервації [1-6], базуються на періодичній пасивації пароводяного тракту котла, додаванням хімічних реагентів (гідразин, аміак та ін.) з метою утворення захисної плівки на його поверхні та розраховані на термін не більше трьох місяців.

Для тривалої консервації обладнання застосовуються сухі методи. Головними вимогами перелічених методик є підтримання рН в тракті котла не менше 10 та вологості навколишнього середовища не більше 40%. Захист зовнішніх поверхонь включає підтримання відкладень в сухому стані або їх хімічна нейтралізація.

На основі діючої нормативно-технічної документації (НТД), ТЕС розробляють програми та регламенти з консервації енергообладнання і контролю за протіканням корозійних процесів, формують графіки контролю стану металу тепломеханічного обладнання (ТМО) в період перебування енергоблоків в довготривалому резерві. Приклад застосування методик з консервації для різних типів котлів представлений в табл. 1.

Таблиця 1. Методи консервації та строки «переконсервації» енергоблоків ТЕС
 Table 1. Methods of conservation and terms of "re-conservation" for power units of coal-fired power station

| Тип котла | Метод консервації | Період «переконсервації» за діючими НД |
|-----------------|---|---|
| <i>ТП-100</i> | Розпалювання з дозуванням гідрозину, вакуумна сушка | До 3 міс |
| <i>ТПП-210</i> | Тракт котла заповнений водою з дозуванням аміаку | Не обмежено з дозуванням два рази на місяць |
| <i>ТПП-210А</i> | Осушеним повітрям | До 1 року і більше |
| <i>ТПП-312А</i> | Осушеним повітрям | До 1 року і більше |
| <i>ТГМП-204</i> | Осушеним повітрям | До 1 року і більше |
| <i>ТГМП-314</i> | Осушеним повітрям | До 1 року і більше |

Головними заходами спостереження та фіксації активності корозійних процесів, згідно цих програм, є періодичні огляди тепломеханічного обладнання, товщинометрія та дослідження вирізок труб поверхонь нагріву.

Багаторічний досвід виконання зазначених програм та аналіз стану металу вказують на неефективність методик з консервації, зазначених в галузевих нормативних документах, адже вони не забезпечують повноцінного захисту металу поверхонь нагріву котлоагрегатів ТЕС. Особливо це стосується захисту зовнішніх поверхонь, які знаходяться під впливом відкладень з високим вмістом сірчаних сполук, що з часом стають все більш агресивними через схильність до гідратації.

Також перелічені методики з консервації енергообладнання не передбачають присутність в тракті котла недренованих ділянок, в яких можливе утворення корозійного середовища, що з часом може призвести до масових пошкоджень поверхонь нагріву та виведення енергоблоку в тривалий ремонт. Іншими недоліками є незначна тривалість періоду консервації, протягом якого забезпечується її найбільша ефективність, значні витрати на власні потреби при застосуванні термічних методів консервації [7] та висока вартість хімічних реагентів.

Аналіз стану металів котлоагрегатів надкритичного тиску (НКТ) вказує, що найбільш чутливими до умов консервації є аустенітні поверхні нагріву. Серед найчисельніших та найнебезпечніших за своїм характером пошкоджень для даних поверхонь нагріву є враження металу труб міжкристалітною корозією (МКК) (рис. 1).



Рис. 1. Крихке руйнування змійовика КПП ВТ II ст. котла ТГМП-204 після тривалого перебування енергоблоку в резерві.

Fig. 1. The brittle destruction of the high pressure superheater pipes of the TGMP-204 boiler under long term reserve conditions.

Як відомо, пароперегрівачі енергоблоків НКТ теплових електростанцій, що виготовлені із аустенітних сталей типу 12X18H10T (12X18H12T), являються одними із найбільш термонапружених елементів [8]. Поява та перебіг на них МКК визначається багатьма факторами, врахування яких, значно ускладнює або унеможливує визначення залишкового ресурсу аустенітних поверхонь нагріву, особливо, враховуючи відсутність сучасних методик в нормативній документації. Поширена методика ВТІ [9], що базується на визначенні залишкового ресурсу пароперегрівачів за допомогою еквівалентної температури експлуатації, присутності

σ - фази та номограм тривалої міцності, не передбачає можливості появи та інтенсивності розвитку МКК на ранніх стадіях експлуатації пароперегрівачів НКТ.

Підтвердженням цьому є зафіксована поява ранніх стадій МКК (на деяких газомазутних котлоагрегатах) вже після 10000 h напрацювання (г.н.), що значно менше розрахункового ресурсу поверхні нагріву. Також встановлено, що поверхні нагріву, які відпрацювали більше 200000 г.н. (рис. 2) та знаходяться в роботі постійно, відрізняються більшою надійністю (за критеріями кількості, частоти появи пошкоджень) ніж поверхні після 10000 г.н., але які довгий час знаходились в резерві.



Рис. 2. Зображення крихкого руйнування труб КПП ВТ зі сталі 12X18H10T котла ТПП-210 (a) після напрацювання 243017 h та ТПП-312A зі сталі 12X18H12T (b) після напрацювання 243617 h.
Fig. 2. The images of brittle fracture of TPP-210 superheaters boiler tubes (12Cr18Ni10Ti) after 243017 operation h (a) and TPP-312A (12Cr18Ni10Ti) after 243617 h (b).

МАТЕРІАЛИ ТА МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕНЬ

Дослідження металу пароперегрівачів НКТ проведені лабораторіями металів ТЕС із залученням спеціалізованих організацій (державний науково-дослідний інститут теплоенергетики та ін.) із застосуванням сучасного лабораторного обладнання, електронної мікроскопії, рентгенофлуоресцентних аналізаторів та виконанням широкого комплексу робіт з металографії та механічних випробувань.

РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА ЇХ ОБГОВОРЕННЯ

Результати досліджень представлені в табл. 2. Випадки появи МКК на трубах пароперегрівачів НКТ відображені залежно від напрацювання та тривалості простою енергоблоку.

Приведені дані відображають незначну частину масиву досліджень стану металу аустенітних поверхонь нагріву, накопиченого за тривалий час експлуатації газомазутних та пилувугільних енергоблоків. Аналіз результатів демонструє, що після певного часу перебування металу труб пароперегрівачів НКТ в критичному інтервалі температур [10-13], МКК є незворотнім наслідком. Час виникнення МКК буде визначатись лише умовами експлуатації та ефективністю заходів зі збереження обладнання і може становити, як 3000 г. е. (рис. 3) так і 270000 г.е. (рис. 4).

Закономірності зміни структури та механічних властивостей сталі 12X18H12T є досить відомими [14]. Однак, з досвіду проведених досліджень відомо, що за рівнем механічних властивостей не завжди можливо однозначно підтвердити факт появи МКК. Метал труб може мати значення показників міцності, що відповідає технічним умовам, але при цьому, за станом мікроструктури, демонструвати ознаки міжкристалітної корозії. Загальною тенденцією, характерною для зміни механічних властивостей з часом на аустенітних поверхнях, є підвищення межі міцності та зниження показників пластичності, що пов'язано з процесами старіння, виділенням вторинних фаз тощо. Типовою ознакою МКК є бездеформаційний характер пошкоджень металу труб пароперегрівачів НКТ (рис.1 - 3).

Допоміжними факторами інтенсифікації МКК є відхилення від технології виготовлення та термообробки труб, забрудненість металу (S, P) (рис. 5), водневе окрихчення (рис. 6, a), контакт металу із агресивним середовищем, що супроводжується руйнуванням захисних плівок і нерозривно пов'язаний із присутністю органічних сполук в котловій воді та інші.

Таблиця 2. Результати дослідження стану металу КПП ВТ в залежності від напрацювання та часу перебування в резерві

Table 2. The results of superheaters metal state study, depending on operation period and time in reserve

| Тип котла | Поверхня нагріву | Напрацюванн, годин експлуатації. | Рік заміни | Особливості мікроструктури | Механічні властивості | | | Тривалість резерву, year |
|--|---|----------------------------------|------------|--|------------------------|--------------|------------|--------------------------|
| | | | | | σ_{∞} МПа* | δ , % | ψ , % | |
| ТПП-210 | КПП ВТ Параметр и: 545 °С, 255 кгс/мм ² ; Типорозм ир: 32×6, 42×7; Матеріал: 12Х18Н10Т, 12Х18Н12Т | 3030 | 2013 | Бал зерна аустеніту складає 3-6; наявність значної кількості мікропошкоджень в структурі металу труби, мікротріщин; виявлено перевищення вмісту сірки; руйнування металу із зовнішньої сторони. | - | - | - | >5 |
| ТГМ П-314 | | 10000 | 1999 | Виділення крупних карбідів по границях зерен, встановлена сигматизація; з внутрішньої сторони труби спостерігається викрашування зерен на величину 1-4 зерна; бал зерна аустеніту 3-4*. | 524 | 35,5 | 34 | >10 |
| | | 27549 | 1993 | Виділення крупних карбідів по границях зерен, встановлена сигматизація; з внутрішньої сторони труби спостерігається викрашування зерен на величину 1-4 зерна; бал зерна аустеніту 3-4*. | 531 | 35,2 | 53,3 | >10 |
| ТГМ П-204 | | 88568 | 1973 | Аустеніт крупнозернистий з балом зерна 2-6, виділення крупних карбідів по границях зерен, наявність в металі мікротріщин; величина корозійного пошкодження з внутрішньої сторони досягає місцями 0,5 -0,7 мм, значне викрашування зерен та блоків кристалітів. | 560 | 32 | 33 | >10 |
| | | 98851 | | | | | | |
| | | 127442 | | | | | | |
| ТПП-210 | | 243017 | 1967 | Спостерігається значна різнозернистість (бал зерна 2-6); виділення карбідів, що поєднуються в ланцюжки вздовж границь зерен; помітні виділення σ -фази. | - | - | - | >5 |
| ТПП-312А | | 243671 | 1973 | Бал зерна 2-6; наявна коагуляція крупних карбідів; спостерігається значна сигматизація структури. | - | - | - | До 3 міс. |
| ТПП-210А | | 273036 | 1969 | Аустеніт крупнозернистий з балом зерна 2-6; з внутрішньої сторони труби спостерігається викрашування зерен. | 650 | 18 | 28 | >1 |
| ТУ 14-3-460-2009 «Труби сталеві безшовні для парових котлів і трубопроводів» | | | | | 55-70 | 35 | 55 | - |

*Згідно п. 5.10.6 (ТУ 14-3-460-2009 «Труби сталеві безшовні для парових котлів і трубопроводів») величина зерна металу труб зі сталі марки 12Х18Н12Т повинна знаходитися в межах від 3 до 7 номера включно шкал ГОСТ 5639.

** Представлені середні значення меж міцності випробуваних зразків металу труб пароперегрівачів НКТ.

Не дивлячись, що механізми МКК широко освітлені в літературі (серед яких поширеною є теорія збіднення границь зерен аустеніту хромом через різницю швидкостей дифузії вуглецю та хрому при виділенні карбідних фаз) [10], вони розглядаються переважно при тривалому випробуванні зразків в критичному інтервалі температур, сприятливому для формування карбідних фаз та дифузії

елементів, та не в повній мірі відображають процеси, що протікають нижче зазначеного інтервалу, в умовах простою енергоблоків і потребують подальшого вивчення.



Рис. 3. Зображення крихкого руйнування труб КПП ВТ котла ТПП-210 післянапрацювання 3030 h.
Fig. 3. The images of the TPP-210 superheaters boiler tubes brittle destruction after 3030 h.

Аналіз мікрострури (особливо стан та розподіл елементів по границях зерен, представлений на рис. 6, b) дають більш чітку уяву про наявність МКК та інтенсивність її протікання. При цьому типовими ознаками МКК є виділення карбідів по границях зерен, наявність мікропошкоджень, неорганічних сполук, помітне викрашування зерен та ін.

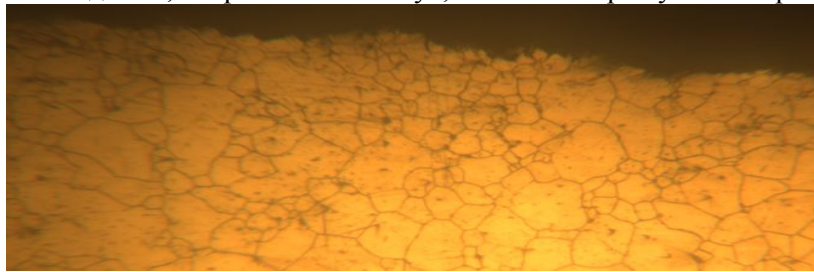
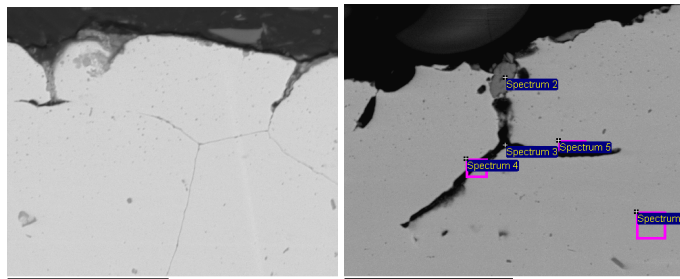


Рис. 4. Мікроструктура металу труби КПП ВТ котла ТПП-210А після напрацювання 273036 h. (внутрішня сторона, ×100).
Fig. 4. The microstructure of TPP-210 superheaters boiler pipe after 273036 h. (inner side, × 100).



| Spectrum | In stats. | C | O | Si | S | Ca | Ti | Cr | Mn | Fe | Ni | Total |
|------------|-----------|-------|-------|------|------|------|------|-------|------|-------|-------|-------|
| Spectrum 1 | Yes | 2.47 | 1.22 | 0.44 | 0.11 | | 0.3 | 17.85 | 1.36 | 66.11 | 10.98 | 100 |
| Spectrum 2 | Yes | 4.1 | 34.66 | 0.79 | 0.37 | 0.25 | 0.55 | 31.58 | 0.86 | 22.54 | 5.75 | 100 |
| Spectrum 3 | Yes | 66.35 | 13.01 | 0.14 | 0.09 | 0.4 | 0.8 | 7.02 | 0.48 | 14.37 | 1.78 | 100 |
| Spectrum 4 | Yes | 19.48 | 4.73 | 0.44 | 0.11 | 0.27 | 1.23 | 15.02 | 1.23 | 52.69 | 7.59 | 100 |
| Spectrum 5 | Yes | 2.84 | 1.13 | 0.42 | 0.03 | | 0.43 | 17.68 | 1.55 | 66.12 | 11.19 | 100 |

All results in weight%

Рис. 5. РЕМ зображення мікротріщин в металі труби КПП ВТ котла ТПП-210 після напрацювання 3030 h, заповнених окислами та сірчаними сполуками.

Fig. 5. SEM image of microcracks in the metal of TPP-210 superheater boiler tube after 3030 h, filled with oxides and sulfur compounds.

Таким чином, результати періодичного діагностування з метою визначення стану металу КПП НКТ, що ускладнюється необхідністю застосування руйнівних методів контролю вказують, що тривалі резерви негативно впливають на залишковий ресурс аустенітних пароперегрівачів, значним чином підвищуючи ризик появи МКК.

Моніторинг стану металу аустенітних поверхонь нагріву протягом тривалого часу, що включав різнобічні дослідження із залученням дослідних інститутів, дозволив більш повно усвідомити ризики та наслідки дії МКК і головне визначитись із шляхами та напрямками її попередження.

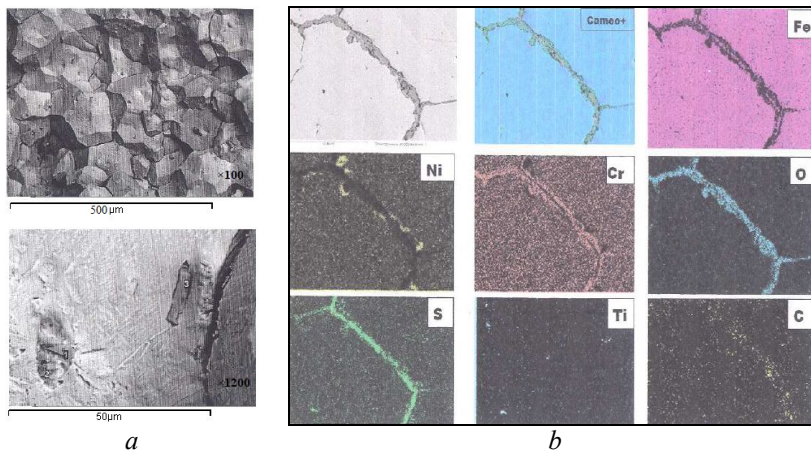


Рис. 6. Зображення РЕМ поверхні руйнування гину КПП ВТ котла ТГМП-204 після напрацювання 137191 h (a) та міжзерної тріщини і прилеглому металу (b). За даними звіту ДНДІ Теплоенергетики.

Fig. 6. SEM image of the TGMP-204 superheater destruction surface after 137171 h (a) intergranular crack and adjacent metal (b). According to the report of NRI of Heat power engineering

ВИСНОВКИ

У сучасних умовах важливим, з точки зору критеріїв надійності енергоблоку та профілактики появи МКК, є ретельний підбір параметрів, планування заходів консервації обладнання. За необхідності, можливий перегляд існуючої нормативної бази з консервації тепломеханічного обладнання ТЕС. Іншим шляхом є перепроєктування пароперегрівників з метою застосування нових марок сталей та класів матеріалів для виключення появи МКК.

З цією метою, наприклад, в Україні розроблено жароміцну хромомарганцеву сталь 10X12Г14СН4ЮМ (ЕП838У), економно леговану нікелем і хромом [15]. Завдяки меншому вмісту нікелю і комплексному легуванню хромомарганцевої основи кремнієм і алюмінієм нова сталь має втричі вищу стійкість проти сульфідної корозії, ніж сталь 12X18Н12Т.

Труби дослідної партії із сталі ЕП838У без зауважень працюють в пароперегрівниках котлоагрегатів Запорізької і Криворізької ТЕС з 1997 року [15].

ЛІТЕРАТУРА

1. ГКД 34.25.502-95. Збереження устаткування енергоблоків 150, 200, 250, 300, 800 МВт у стані довготривалого резерву. Правила [Текст]. - Затв. Мін. енерг. України 26.05.95. - К., 1995. - 86 с.
2. ГКД 34.26 507-96 Котли барабанні високого тиску. Інструкція з консервації в режимі зупинення. Затверджений Упр НТП і Е МЕ України Розроблений ЛьвівОРГРЕСТОП. - 23 с.
3. ГКД 34.20.591-96 Руководящие указания по консервации теплоэнергетического оборудования. Утв. Упр НТП и МЭ Украины 01.04.96 Разраб. ДонОРГРЭС, ЛьвовОРГРЭС. - 68 с.
4. ГКД 34.20.592-96 Стационарные электростанции, що виводяться в резерв. Консервація обладнання. Методика. Затверджений Упр НТП і МЕ України Розроблений ЛьвівОРГРЕСТОП. - 102 с.
5. ГКД 34.26.504-96 Котли прямоточні. Інструкція з консервації в режимі зупинення. Затверджений Упр НТП і Е МЕ України 01.10.96 Розроблений ЛьвівОРГРЕСТОП. - 22 с.
6. ГКД 34.30.501-93 Паротурбінне обладнання ТЕСТОР. Методика з консервації підігрітим повітрям. Затв. Упр НТП і Е МЕ України 14.01.93. Розроблений ЛьвівОРГРЕСТОП. - 28с.
7. Івасик Я.Ф., Якимів Є.М., Кузнецова М.Я. Захист поверхонь нагріву під час простоювання котлів. Восточно-Европейский журнал передовых технологий. - 2012. №8 (57).
8. Анализ повреждаемости труб пароперегревателей котлов энергоблоков сверхкритического давления / А.Б. Вайнман, А.В. Жабров, Е.Л. Болтенкова, Л.Б. Новгородцева, И.В. Яковлева, В.Ф. Колесников // Энергетика та електрифікація. - 2009 - № 10, - 9-25 с.
9. Методические указания о порядке проведения работ при оценке остаточного ресурса пароперегревателей котлов электростанций. РД 34.17.452-98. - М. 1998 г.
10. Химушин Ф.Ф. Нержавеющие стали 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Металлургия, 1967. - 800 с.
11. ASM Handbook of the 9th Edition Metals Handbook- Corrosion. - 1987. - Vol. 13. P. 263-267.
12. Cihal Vladimir, Kasova Irena. Relation between carbide precipitation and intercrystalline corrosion of stainless steels // Corrosion Science. - 1970, - Vol. 10, - Iss. 12, - P. 875-881
13. The causes of intercrystalline corrosion in stainless steels. A.P. Gulyaev, N.V. Andrushova & Yu. V. Zakharov // Metal Science and Heat Treatment. - 1972. - 1972 Vol. 14. - P. 590-595.
14. Моисеев А.Л., Сухарева В.Д. Влияние колебаний температуры эксплуатации на длительную прочность металла труб из стали 12X18Н10Т. Электрические станции, 1973, №1.
15. Балицький О., Сеніна Т. Роботоздатність пароперегрівників ТЕС, виготовлених зі сталі 10X12Г14СН4ЮМ. Conference Paper-June 2008.