

terminowych dotyczących zapotrzebowania na energię, „ręczne” sterowanie ceną energii i paliwa) praktycznie nie pozwala na podejmowanie optymalnych decyzji w zakresie poprawy wskaźników ekonomicznych bloków. Nie stoi jednak nic na przeszkodzie, aby stosunkowo niewielkim nakładem środków zapewnić wymaganą żywotność urządzeniom na okres do 250 000–300 000 h eksploatacji. Z zagadnieniem tym wiąże się m.in. problem nieco zmienionego podejścia do planowania remontów. Coraz bardziej popularnego (i sensownego) postulatu wydłużania okresów międzyremontowych i skracania czasu trwania remontów nie można zrealizować wyłącznie w trybie administracyjnym. Techniczne uwarunkowania są nieubłagane i wcześniej czy później dają o sobie znać, jeśli nie zostaną należyście uwzględnione.

Podsumowanie

Modernizacja bloku energetycznego po przepracowaniu 130 000–170 000 h może być ekonomicznie uzasadnionym sposobem wydłużenia jego eksploatacji. W największym stopniu syntetycznym wskaźnikiem oceniającym celowość i zakres modernizacji powinien być końcowy efekt ekonomiczny przedsięwzięcia. Zmienność reguł ekonomicznych i pogarszająca się rentowność sektora w trakcie procesu modernizacji oraz niepewność co do warunków funkcjonowania zarówno w bliższym jak i dalszym horyzoncie czasowym (prywatyzacja elektrowni, liberalizacja rynku, itp) nakłada na wszystkich zaangażowanych w ten proces ostrożność i przestrzeganie zdroworozsądkowych reguł.

Jerzy Dobosiewicz
Pro Novum – Katowice

W takim podejściu mieści się m.in. racjonalne rozwiązanie problemu żywotności urządzeń zmodernizowanych. Poprawne rozwiązanie tego problemu będzie determinowane w przyszłości zdolność do nieuniknionej konkurencji i co się z tym silnie wiąże możliwość redukcji kosztów remontowych bez zagrożenia dla dyspozycyjności urządzeń. Badania i zabiegi profilaktyczne mogą być tanim i skutecznym narzędziem wspomagającym realizację takich zamierzeń.

LITERATURA

- [1] Trzeszczyński J., Zbroińska-Szczechura E.: Monitorowanie warunków eksploatacji bloku energetycznego dla potrzeb diagnostyki materiałowej. Materiały Konferencji „Diagnostyka i eksploatacja kotłów parowych w zmodernizowanych blokach energetycznych”. Wisła 1999
- [2] Dobosiewicz J.: Korozja rur ekranowych w kotłach z palnikami niskoemisyjnymi. Tamże
- [3] Dobosiewicz J.: Trwałość orurowania skraplacza oraz warunki jego eksploatacji. Materiały Konferencji „Eksploatacja i diagnostyka modernizowanych bloków energetycznych”. Wisła. 2000
- [4] Trzeszczyński J.: Rewitalizacja stalowych elementów turbin parowych. Materiały Konferencji „Problemy i innowacje w remontach energetycznych”. Polanica Zdrój 1999.
- [5] Szczygielski M., Grzesiczek E.: Diagnostyka i profilaktyka skraplaczy turbin parowych. Materiały Konferencji „Eksploatacja i diagnostyka modernizowanych bloków energetycznych”. Wisła 2000
- [6] Konikowski T.: Cyfrowy System Kontrolno-Rejestrujący CSKR bloku energetycznego. *Energetyka* 1995, nr 1 (*Biuletyn Pro-Novum*)

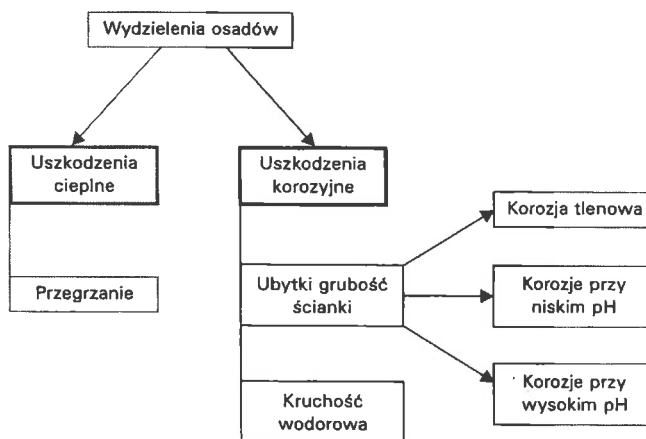
□

Uszkodzenie rur parowników od strony wewnętrznej

Najbardziej awaryjnym elementem bloku energetycznego jest kocioł, a zwłaszcza powierzchnie ogrzewalne, których węzownice ulegają częstym uszkodzeniom. Do jednych z bardziej awaryjnych elementów kotła należą rury parownika.

Przeważająca liczba uszkodzeń powstaje na powierzchni wewnętrznej, a ich przyczynami są złożone procesy fizykochemiczne związane z wydzielaniem się osadów. W zależności od rodzaju osadu, miejsca oraz ilości jego wydzielenia charakter uszkodzenia może być różny (rys. 1).

Podstawowymi objawami uszkodzeń są różnego rodzaju zmiany stanu powierzchni i geometrii rury (tab. 1). Prawdopodobieństwo i skutki uszkodzeń rur parownika są różne w zależności od rodzaju zastosowanego metalu, czystości wody zasilającej, sposobu uzdatniania wody kotłowej, natężenia strumienia cieplnego (tab. 2).



Rys. 1. Rodzaje uszkodzeń rur parownika od strony powierzchni wewnętrznej

Tabela 1
Podstawowe mechanizmy i objawy uszkodzeń

| Rodzaj uszkodzenia | Objawy |
|--------------------|--|
| Przegrzanie | pęknięcie, odkształcenie średnicy |
| Kruchość wodorowa | pęknięcie bezodkształceniowe – podłużne, poprzeczne |
| Korozja | ubytki grubości ścianki – punktowe wżerowe wydłużone |

Tabela 2
Prawdopodobieństwo i skutki wystąpienia uszkodzenia rur parownika

| Mechanizm uszkodzenia | Prawdopodobieństwo wystąpienia | Skutki |
|-----------------------|--------------------------------|----------------|
| Przegrzanie | wysokie | poważne |
| Ubytki korozyjne | średnie | poważne |
| Kruchość wodorowa | średnie | bardzo poważne |

Uszkodzenia ciepłe – przegrzanie

Wywołane pracą metalu w temperaturach przekraczających znacznie temperatury obliczeniowe.

Najczęstszą przyczyną przegrzania rur parownika są zaburzenia w krążeniu mieszanki parowo-wodnej spowodowane:

- 1) ograniczeniem przepływu (zmniejszenie przekroju szczególnie na wlocie do rury),
- 2) obniżeniem poziomu wody w walczaku,
- 3) wzrostem natężenia strumienia cieplnego,
- 4) miejscowym wydzieleniem się osadów na powierzchni wewnętrznej.



Rys. 2. Uszkodzenie wywołane ograniczeniem przepływu mieszanki parowo-wodnej

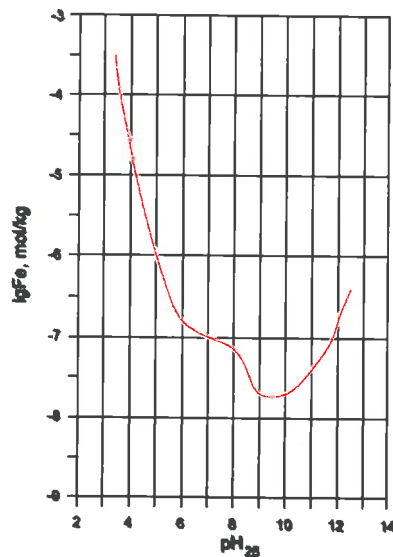
We wszystkich przypadkach charakter uszkodzenia jest identyczny – rozerwanie rury na znacznej długości z dużym przyrostem średnicy i ścienieniem grubości ścianki na brzegach rozerwania (rys. 2).

W przypadku wydzielenia się osadów na powierzchni wewnętrznej przeegrzanie metalu występuje na małych powierzchniach w wyniku którego powstają miejscowe, czasami znaczne wybrzuszenia rury (rys. 3).

Uszkodzenia korozyjne

Problem uszkodzeń korozyjnych parownika znany jest w energetyce krajowej i światowej od lat sześćdziesiątych.

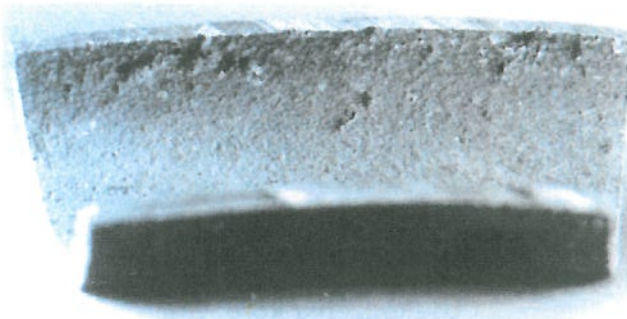
Odporność korozyjna metalu rur parownika zależy od obecności warstwy ochronnej utworzonej przez magnezyt (Fe_3O_4). Jest to produkt korozji który powstaje na stali w środowisku wodnym lub parowym w temperaturach wyższych od $300^{\circ}C$. Jeżeli warstwa ochronna ulega uszkodzeniu, zachodzi korozja metalu tak długo aż powstaną warunki do jej odtworzenia. Trwałość warstwy magnetytowej w wodzie kotłowej zależy od wielkości pH. Największą odporność posiada warstwa przy pH utrzymującym się w granicach $pH=9-10$. Z trwałością warstwy ochronnej a tym samym i z pH ściśle związana jest szybkość i charakter korozji (rys. 4).



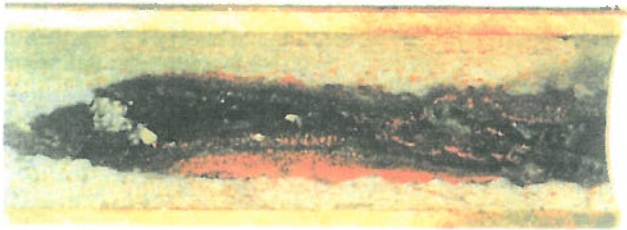
Rys. 4. Rozpuszczalność warstewki ochronnej na stali niskostopowej w zależności od pH wody kotłowej



Rys. 3. Uszkodzenie rury wywołane wytrącaniem się osadów na powierzchni wewnętrznej



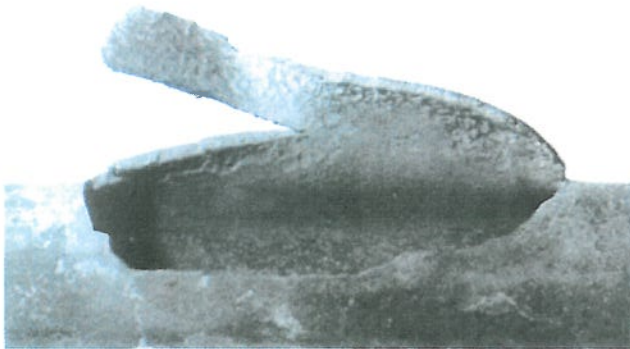
Rys. 5. Korozja wżerowa na powierzchni wewnętrznej przy niskim pH wody kotłowej



Rys. 6. Ubytki korozyjne w postaci podłużnego „żłobka” przy wysokim pH wody kotłowej

Nadmiar tlenu w wodzie kotłowej przy niskim pH powoduje, że warstwa ochronna na powierzchni jest niszczona przez kwaśne sole zawarte w wodzie kotłowej, powodujące ubytki wżerowe w ścianie rury (rys. 5).

Woda kotłowa o wysokim pH rozpuszcza równomiernie warstwę ochronną na półobwodzie rury zwróconym do paleniska i powoduje znaczne równomierne ubytki w postaci podłużnych żłobków (rys. 6).



Rys. 7. Uszkodzenie wywołane kruchością wodorową w postaci płytkich wżerów i wyrwania części ścianki



Rys. 8. Uszkodzenie wywołane kruchością wodorową, pęknięcie wzdłużne z nieznacznym rozwarciem

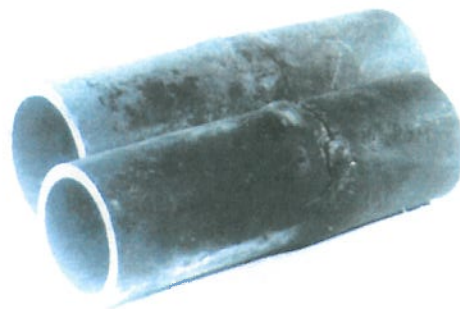
Najczęstszą przyczyną uszkodzeń rur parownika są uszkodzenia kruche spowodowane kruchością wodorową.

Uszkodzenia kruche ekranów można podzielić na trzy grupy:

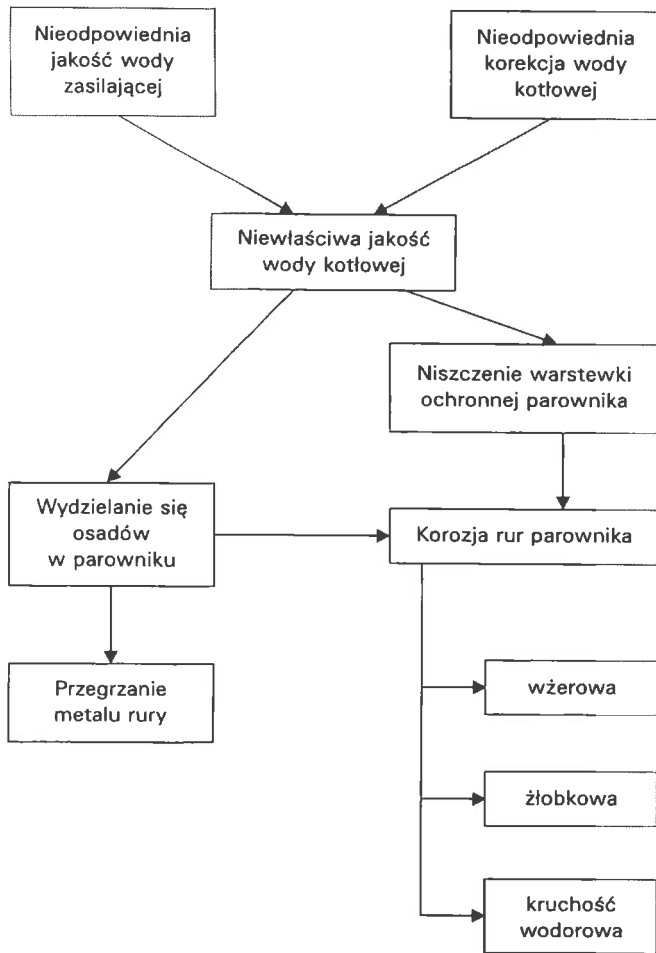
Grupa 1 Występują w miejscu gdzie obciążenie cieplne przekracza g_{kr} (ponad 300 000 kcal/m²h). W takim przypadku zanieczyszczenia powierzchni wewnętrznej w okolicy uszkodzenia są nieznaczne lub nieobecne. Ograniczony odcinek powierzchni poddany jest radykalnym zmianom procesu odparowywania (błonowe-pęcherzykowe), co powoduje niszczenie warstwy oraz rozwój procesu korozyjnego w wyniku bezpośredniego kontaktu mieszanki parowo-wodnej, a nawet pary z obnażoną powierzchnią metalu. Uszkodzenie ma charakter płytkich wżerów pokrytych pęknięciami, z których kilka może dawać nieuszczelności aż do wyrwania kawałka rury włącznie (rys. 7).

Grupa 2 Występują w miejscu gdzie obciążenie cieplne jest mniejsze od g_{kr} . W takim przypadku zanieczyszczenia powierzchni w okolicy uszkodzenia występują w postaci twardych osadów o umiarkowanej grubości pod którymi zachodzi głębokie odparowanie wody kotłowej w wyniku naruszenia procesu wrzenia co powoduje niszczenie warstwy ochronnej i korozyjne działanie pary na obnażony metal. W ten sposób przyrasta warstwa produktów korozji. Uszkodzeniu towarzyszą względnie głębokie wżery wypełnione produktami korozji. Na dnie wżerów występują liczne pęknięcia dające nieuszczelności z rozwarciem lub nawet nieznacznym miejscowym odkształceniem średnicy (rys. 8).

Grupa 3 Występują w miejscu miarkowanego natężenia strumienia cieplnego $g < 250\ 000$ kcal/m²h. W okolicy uszkodzenia mogą znajdować się głębokie wżery wypełnione produktami korozji i osadami gąbczastymi z grudkami wolnej miedzi. Nieuszczelności czasami mogą mieć postać poprzecznych pęknięć, szczególnie gdy są umiejscowione w okolicy spoin (rys. 10). Najczęściej porażają one odcinki skośne, kolana i spoiny, w wyniku naruszenia hydrodynamiki strumienia mieszanki parowo-wodnej. Pod osadami dochodzi do naprzemiennego kontaktu metalu z mieszanką lub parą, podobnie jak w przypadku uszkodzeń grupy 2.



Rys. 9. Uszkodzenie wywołane kruchością wodorową, pęknięcie przy spoinie (odcinek pochyły)



Rys. 10. Powiązanie przyczyn i objawów uszkodzeń rur parownika

Podsumowanie

Zanieczyszczenia przynoszone przez wodę zasilającą w przypadku nieodpowiedniej korekcji wody kotlewej wydzielają się w miejscach o największym natężeniu strumienia cieplnego (wysokość palników) oraz w miejscach, gdzie może zachodzić zaburzenie przepływu mieszanki parowodnej (odcinki pochyłe, wypłytki spoin i zgrzein).

W przypadkach gdy warstwa osadów narasta szybko następuje pod nią miejscowe przegrzanie metalu objawiające się miejscowym odkształceniem rury aż do pęknięcia włącznie.

Pod osadami narastającymi powolnie, szczególnie jeżeli są porowate, może zachodzić zagęszczenie soli znajdujących się w wodzie kotlewej, powodujące niszczenie warstewki ochronnej co sprzyja zachodzeniu procesów korozyjnych.

Osady najczęściej wydzielają się w miejscach, gdzie występuje zaburzenie w odparowaniu (przejście z pęcherzykowego odparowania na błonowe) lub w przepływie mieszanki parowo-wodnej.

Przyczyną korozji rur ekranowych jest nieodpowiednie pH wody kotlewej. Jak wiadomo pH wody kotlewej zależy bezpośrednio od jakości i czystości wody zasilającej. Zanieczyszczenia wody zasilającej odkładają się na powierzchniach odparowujących, dotyczy to zawiesin i soli rozpuszczonych szczególnie chlorków) i powodują powstawanie procesów korozyjnych. Alkalinizowanie wody ciałami stałymi oraz niskie przewodnictwo wody zasilającej ograniczają możliwości zachodzenia procesów korozyjnych.

LITERATURA

- [1] Hömig H.E.: Wasserseitige Korrosion in Siederohren. *Mitt. VGB*, H.111 (1967), s. 397–402
- [2] Kneissl P.: Siederohrkorrosion an vier zeinungsgleichen Kesseln einer 40-atü — Kesselanlage. *Sonderheft VGB — Speisewassertagung* 1968, s. 12–22
- [3] Pollmann S.: Korrosionsvorgänge auf der Innenseite thermisch hochbelasteter Siederohre in Dampfkraftwerken. *Werkstoffe und Korrosion* 22 (1971), s. 8–16
- [4] Effertz P-H und Heinz A.: Feststoffalkalisierung bei Dampferzeugern mit Natur- und Zwangsumlauf. *Der Maschinenscha-den* 46 (1973), s. 53
- [5] VGB-Tätigkeitsbericht 1072/73, s. 172 bis 175: Wasserseitige Korrosionen an Verdampferrohren durch Wasserstoffversprödung
- [6] Hutchings F.R.: „On-load corrosion” in tubes of high pressure boilers. *British Engine: Technical Report* Vol. IX (1969), pp. 34 to 54
- [7] Mann G.M.W.: History and Causes of On-Load-Waterside Corrosion in Power Boilers. *Br. Corros. J.* 12 (1976), pp. 6–14
- [8] Hydrogen-Damage Symposium. 10 Beiträge- Trans. ASME (Power) 86 (1064), pp. 299–352
- [9] Effertz von P.-H.: Spröde Rohrreißer in den Verdampferrohren von Naturumlauftkesseln nach ungewöhnlich intensiver Heißwasseroxidation
- [10] Wajman A.B.: O Mieczhanizmie chрупkich rozruszenij ekrannych trub barabannych kotłow s dawljenijem 15, 5 MPa. *Tieploenergietyka* 1985, nr 6
- [11] Wajman A.B.: Wodorodnoje ochрупcziwanije ekrannych trub barabannych kotłow vysokogo dawljenija i jego priedupriedienije. *Energietyk* 1985, nr 7
- [12] Akolzin P.M.: Korozija ekrannych powierchnustiej nagriewa kotłow pod dieajstwijem wody. *Elektriczeskije stancyi* 1970, nr 8
- [13] Dobosiewicz J.: Kruche uszkodzenia rur ekranowych kotłow walczakowych. *Energietyka* 1966, nr 7
- [14] Dobosiewicz J.: Umiejscowienie kruchych uszkodzeń rur ekranowych w kotłach parowych. *Energietyka* 1966, nr 10
- [15] Dobosiewicz J.: Zmiany strukturalne w stali towarzyszącej kruchym uszkodzeniom rur ekranowych. *Energietyka* 1967, nr 6
- [16] J. Dobosiewicz: Ograniczenie korozji rur ekranowych kotłow parowych, *Energietyka* nr 10, 1968
- [17] Bielikowski W.: Korozja wodorowa rur ekranowych w kotłach wysokopięrnych. *Energietyka* 1995, nr 8
- [18] Dobosiewicz J.: Wpływ sposobu korekcji wody kotlewej na trwałość rur parownika i wymienników cieplnych wykonanych ze stopu miedzi. VII Konferencja. „Udział chemii energetycznej we wzroście efektywności urządzeń”. Szczyrk 1998

□