

## Wybrane problemy techniczne układów wodno-parowych i ciepłowniczych elektrociepłowni

Elektrociepłownie zawodowe są głównym dostawcą ciepła dla dużych miast i osiedli, jak również wielu zakładów przemysłowych. Ciepło to jest dostarczane do odbiorców przewodami sieci ciepłowniczej.

Przedsiębiorstwa energetyki ciepłej eksploatujące sieci ciepłownicze stawiają przed elektrociepłowniami wysokie wymagania co do jakości wody obiegowej i uzupełniającej systemy ciepłownicze. W celu ich spełnienia konieczne jest przeanalizowanie potrzeby zmian w technologii przygotowania wody uzupełniającej straty i sposobu jej korekcji, uwzględnienie zmiennej jakości wód powierzchniowych, rosnących wymagań ochrony środowiska, wzrostu opłat za pobór wód i korzystania ze środowiska. Wszystko to stawia przed elektrociepłowniami określone wyzwania techniczne i ekonomiczne.

Problemy techniczno-chemiczne związane z eksploatacją układów wodno-parowych i ciepłowniczych w elektrociepłowniach są związane głównie z procesami korozyjnymi:

- układu wodno-parowego (głównie kocioł, turbina),
- wymienników ciepła,
- sieci ciepłowniczej (jakości wody ciepłowniczej).

Ponieważ procesy korozyjne zachodzące w układach wodno-parowych i ciepłowniczych są bezpośrednio związane z jakością produkowanej wody uzupełniającej oraz sposobem jej korekcji, dlatego też w artykule omówiono możliwości technologiczne przygotowania – uzdatniania wody dla tych układów.

Należy jednak zaznaczyć, że nawet najlepiej przygotowana – uzdatniona woda nie zapewni prawidłowej pracy urządzeń i instalacji, jeżeli nie będą dotrzymywane inne parametry ich pracy, takie jak temperatura, ciśnienie, szybkość przepływu, wydajność, ich stan techniczny itp.

### Problemy techniczne układów wodno-parowych

W elektrociepłowniach występuje większe niż w elektrowniach zróżnicowanie technologiczne układów wodno-parowych.

Elektrociepłownie można podzielić na:

- blokowe
- kolektorowe
- blokowe i kolektorowe.



Rys. 1–4. Przykłady stanu rur ekranowych porażonych korozją z kotłów pracujących w elektrociepłowniach

To zróżnicowanie stwarza określone problemy z utrzymaniem wymaganych parametrów jakościowych wody zasilającej, kotłowej i pary w obiegach wodno-parowych.

Zdecydowanie najłatwiejsze jest utrzymywanie wysokiej czystości mediów i właściwej ich korekcji chemicznej w blokowych układach wodno-parowych. Kontrola chemiczna czynników w tych obiegach i możliwości utrzymywania wymaganych wartości reżimowych są również łatwiejsze i skuteczniejsze.

W przypadku układów kolektorowych problem stanowi utrzymywanie właściwych parametrów jakościowych wody i pary. Prawidłowa korekcja chemiczna wód i par w tych układach jest również utrudniona z powodu mieszania się tych czynników w poszczególnych częściach układu.

Niedotrzymywanie wymaganych parametrów jakościowych wody zasilającej, kotłowej, kondensatów i skroplin, jak również parametrów eksploatacji urządzeń skutkuje awaryjnością kotłów, wymienników ciepła i występowaniem procesów korozyjnych w części przepływowej turbin.

Na rysunkach 1–4 podano przykłady stanu rur ekranowych porażonych korozją z kotłów pracujących w elektrociepłowniach. Główną przyczyną uszkodzeń tych rur było utrzymywanie wysokiej wartości pH wody kotłowej (powyżej 10) i obecność znacznych ilości chlorków.

Niewłaściwie prowadzony sposób korekcji chemicznej wód i par ma wpływ na stan techniczny powierzchni wewnętrznych rur kotłowych. Niewłaściwy dobór rodzaju i ilości korygentów jest powodem szybkiego zanieczyszczenia się kotła, utrudnia wytworzenie prawidłowych (szczelnych) warstwek ochronnych, co w konsekwencji prowadzi do uszkodzeń korozyjnych rur ekranowych.

Wprowadzenie reżimu aminowego na obiektach o wieloletnim czasie eksploatacji skutkuje wnoszeniem do kotła dużej ilości zanieczyszczeń (z układów kondensacji i zasilania), w skład których wchodzi znaczne ilości związków miedzi.

W tabeli 1 podano skład ilościowy i jakościowy osadów z kotłów pracujących w reżimie aminowo-fosforanowym.

Na rysunkach 5–6 przedstawiono osady na powierzchni rur po chemicznym oczyszczeniu po 15-miesięcznym okresie

eksploatacji w reżimie fosforanowo-aminowym, na których osadziły się znaczne ilości osadów z dużym udziałem związków miedzi.



Rys. 5 i 6. Osady na powierzchni rur po chemicznym oczyszczeniu

Zastosowanie takich reżimów wymaga, zwłaszcza w początkowych latach eksploatacji, diagnozowania czystości układów wodno-parowych i częstszych chemicznych oczyszczeń kotłów. Przypuszczać można, że w miarę upływu czasu ilość wnoszonych zanieczyszczeń do kotła powinna się zmniejszać.

Uszkodzenia elementów turbin bardzo często mają swoje źródła w jakości (czystości) pary przepływającej przez turbinę. Niedotrzymywanie wymaganej czystości pary jest przyczyną niebezpiecznych procesów korozyjnych turbin, zwłaszcza łopatek i nasadczyc kół roboczych.

Do najbardziej niebezpiecznych rodzajów korozji należy:

- korozja wżerowa,
- korozja naprężeniowa,
- korozja zmęczeniowa.

Zapobiegać tym procesom można poprzez:

- utrzymywanie właściwej czystości pary,
- suszenie i konserwację turbin w czasie postojów.

## Wymienniki ciepła

Uszkodzenia wymienników ciepła mogą mieć charakter korozyjny lub korozyjno-erozyjny.

W zależności od charakteru pracy wymienników ciepła i rodzajów mediów przez nie przepływających występują różne problemy i przyczyny ich uszkodzeń korozyjnych.

W przypadku podgrzewaczy regeneracyjnych na procesy korozyjne mają wpływ warunki ich pracy, w tym jakość wód i sposób ich korekcji chemicznej.

Tabela 1

Skład osadów z kotłów

Składnik	Jedn.	Odcinek rury			
		1	2	3	4
Żelazo jako Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	%	82,03	84,18	83,14	79,33
Miedź jako CuO	%	12,33	13,69	11,37	14,03
Wapń jako CaO	%	1,71	0,29	1,84	3,83
Magnez jako MgO	%	2,71	n. wykr.	2,35	0,16
Krzemionka jako SiO <sub>2</sub>	%	0,09	n. wykr.	ślady	0,09
Fosforany jako P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	%	1,13	1,84	1,28	2,56
Ilość zanieczyszczeń przypadająca na jednostkę powierzchni wewnętrznej	g/m <sup>2</sup>	<b>367,93</b>	<b>155,46</b>	<b>266,87</b>	<b>193,62</b>

Zanieczyszczenia znajdujące się na powierzchniach wymiany ciepła podgrzewaczy w znaczącej ilości są produktami korozji układu wodno-parowego.

W tabeli 2 podano ilości zanieczyszczeń (produktów korozji) emitowanych z powierzchni układu wodno-parowego i wędrujących wraz z czynnikiem w czasie rozruchu jednego z bloków ciepłowniczych.

Tabela 2  
Charakterystyka zanieczyszczeń z układu wodno-parowego

Rodzaj próbki	Ilość zanieczyszczeń w próbkach wody, mg/dm <sup>3</sup>					
	19 <sup>00</sup>	20 <sup>10</sup>	20 <sup>40</sup>	21 <sup>10</sup>	22 <sup>30</sup>	0 <sup>15</sup>
Woda zasilająca	1,62	2,91	1,64	0,37	0,39	0,42
Ssanie PZ	2,45	1,82	0,25	0,51	1,85	0,14
Zbiornik ZF	–	–	–	–	1,47	2,68
Woda kotłowa	2,95	4,41	15,23	13,86	4,73	1,214
Para nasycona	2,69	0,34	0,27	0,28	0,26	0,12
Para przegrzana	1,19	0,11	0,24	0,11	0,14	0,12
Kondensat	0,54	0,11	0,63	1,02	0,80	0,25



Rys. 7–8. Powierzchnie po stronie parowej wymienników chłodnicy CT-2 i regeneracji niskoprężnej



Rys. 9–10. Powierzchnie po stronie parowej wymienników regeneracji średnioprężnej po wykonanym procesie chemicznego czyszczenia

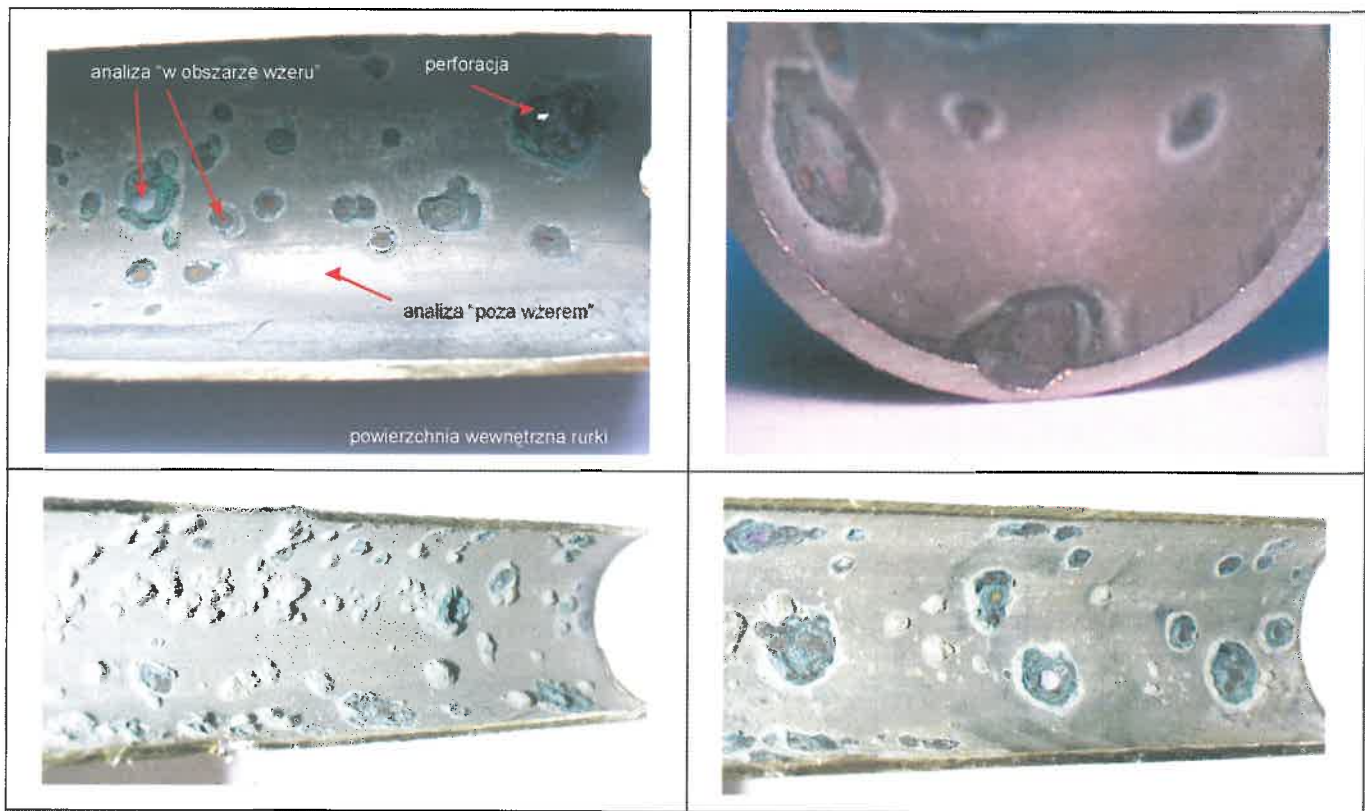
Innym problemem są procesy korozyjne wymienników ciepła, w których jednym z mediów jest woda chłodząca (kondensatory, wymienniki woda-woda), a rurki wykonane są ze stopów miedzi. Głównym powodem nieszczelności tych wymienników są procesy korozyjne oraz erozyjne rur od strony wody chłodzącej. Rozróżnia się następujące rodzaje uszkodzeń korozyjnych rurek od strony wody chłodzącej:

- postojowa korozja wżerowa,
- korozja selektywna,
- erozja korozyjna,
- korozja równomierna,
- korozja naprężeniowa,
- korozja międzykrystaliczna,
- korozja zmęczeniowa.

Bardzo rzadko występują natomiast procesy korozyjne od strony pary. Obserwuje się je tylko podczas dozowania do obiegu wody zasilającej amoniaku i jego pochodnych.

Zdecydowana większość uszkodzeń korozyjnych powodowana jest jakością wody chłodzącej o dużej zawartości soli, głównie chlorków i siarczanów. Procesy te mogą być również stymulowane mikroorganizmami znajdującymi się w wodzie.

Ponieważ o awaryjności skraplaczy turbin oraz przyczynach nieszczelności tych wymienników pisało już wielu autorów, dlatego w artykule ograniczono się do nieszczelności występujących w wymiennikach typu woda-woda.



Rys. 11–14. Powierzchnie rurek miedzianych porażonych korozją selektywną

Wymienniki te pracują okresowo w czasie zatrzymywania i uruchamiania bloku oraz przy braku zapotrzebowania na wodę sieciową. Roczny czas pracy tych wymienników waha się od kilkuset do kilku tysięcy godzin.

Często wymienniki te pracują przy małym obciążeniu lub nie pracują, lecz są napełnione wodą chłodzącą w celu utrzymania gotowości ruchowej. Przy takim sposobie eksploatacji wymienniki są szczególnie narażone na procesy korozyjne, a jeżeli jeszcze woda chłodząca zawiera duże ilości soli, procesy te są bardzo intensywne.

Głównym rodzajem korozji występującej na rurkach tych wymienników jest korozja selektywna (odcynkowanie).

Na rysunkach 11–14 pokazano powierzchnie rurek miedzianych (MC-70) porażonych korozją selektywną.

Zapobiegać tego rodzaju korozji można poprzez:

- zastosowanie rurek ze stopów miedzi bardziej odpornych na ten rodzaj korozji, np. MNŻ 101 lub MA 77,
- zmniejszanie ilości soli w wodach chłodzących,
- zachowywanie wymaganych prędkości przepływu wody chłodzącej przez wymiennik,
- utrzymywanie przepływu wody chłodzącej podczas postoju wymiennika lub opróżnianie wymiennika z wody,
- okresowe oczyszczanie powierzchni wewnętrznej rurek.

## Obiegi ciepłownicze

Systemy ciepłownicze w zależności od wielkości aglomeracji miejskich mają pojemność od kilkudziesięciu do kilkuset tysięcy m<sup>3</sup>.

Jednym z głównych problemów sieci ciepłowniczej jest korozja, która powoduje wiele awarii, a w ich wyniku znaczne straty wody ciepłowniczej. Dlatego też woda przeznaczona do napełniania i uzupełniania sieci ciepłowniczej musi być wysokiej jakości, tak aby spełniała wymagania stawiane jej w normie PN-85/C-04601. Zmusza to elektrociepłownie do poprawy technologii przygotowania wody do napełniania i uzupełniania sieci ciepłowniczej poprzez wprowadzenie procesów jej demineralizacji lub odwróconej osmozy.

Same zmiany w technologiach przygotowania wody nie mają wpływu na zawartość tlenu rozpuszczonego w wodzie, który jest odpowiedzialny za procesy korozyjne w sieciach ciepłowniczych. Dlatego też usunięcie tlenu z wody zasilającej sieć ciepłowniczą stanowi istotny element w procesie przygotowania wody.

W celu obniżenia korozyjności wody stosuje się procesy jej odtlenienia poprzez:

- termiczne odgazowanie,
- próżniowe odgazowanie,
- chemiczne wiązanie tlenu.

Metody termicznego odgazowania i chemicznego wiązania tlenu są szeroko stosowane. Skuteczność metody termicznej wymaga utrzymywania wymaganych temperatur w odgazowywaczu, co najmniej 104°C.

Natomiast metoda chemiczna wymaga stosowania kosztownych związków chemicznych, które powodują wzrost zasolenia wody. Dlatego też wydaje się celowe szersze wprowadzenie metod próżniowego odgazowania wody. Można by je już prowadzić w temp. 40–60°C. Z badań wynika, że jego skuteczność spełnia wymagania normy PN-85/C-04601 dotyczącej zawartości tlenu w wodzie poniżej 0,05 mg O<sub>2</sub> /dm<sup>3</sup>.

Obniżając ciśnienie można doprowadzić wodę do wrzenia i odparowania w temperaturze poniżej 100°C. W wyniku obniżenia ciśnienia następuje przejście rozpuszczonego w wodzie tlenu do pary wodnej powstałej w wyniku częściowego odparowania wody przegrzanej. Analogicznie jak dla odgazowywaczy termicznych następuje desorpcja składników gazowych do ośrodka parowego i ciągłe ich usuwanie na zewnątrz przez pompę próżniową.

Wydaje się, że technologia próżniowego odgazowania wody uzupełniającej obiegi ciepłownicze może być przyszłościowym ekonomicznym sposobem usuwania z niej tlenu, co wpłynie również na zdecydowanie mniejsze zużycie chemikaliów do końcowej korekcji wody.

## Podsumowanie

Problemy techniczne w elektrociepłowniach związane z eksploatacją układów wodno-parowych i ciepłowniczych wiążą się głównie z procesami korozyjnymi występującymi w tych układach. Z kolei korozja jest odpowiedzialna za szereg awarii występujących w urządzeniach będących źródłem ciepła (kotły parowe, wodne), wymiennikach ciepłowniczych jak również w sieciach ciepłowniczych.

Przeciwdziałać tym procesom można poprzez:

- utrzymywanie wysokiej jakości wód w obiegach wodno-parowych, chłodzących i ciepłowniczych,
- stosowanie odpowiednio dopracowanego do określonych warunków eksploatacyjnych urządzeń sposobu korekcji tych wód,

- utrzymywanie opracowanych optymalnych reżimów chemicznych dla poszczególnych obiegów technologicznych,
- przestrzeganie ustalonych warunków eksploatacji urządzeń wchodzących w skład obiegów wodno-parowych, chłodzących i ciepłowniczych,
- wdrażanie nowych rozwiązań i technologii, które będą minimalizowały skutki zachodzących procesów korozyjnych,
- stosowanie konserwacji urządzeń w czasie postojów.

## LITERATURA

- [1] Śliwa A., Gawron P.: Wpływ procesów korozyjnych zachodzących w obiegach wodno-parowych bloków energetycznych na trwałość urządzeń. X Konferencja naukowo-techniczna „Udział chemii energetycznej we wzroście efektywności urządzeń”, Szczyrk 2004
- [2] Śliwa A.: Doświadczenia eksploatacyjne z różnymi sposobami korekcji chemicznej obiegów wodno-parowych bloków energetycznych z kotłami walczkowymi. IX Konferencja naukowo-techniczna „Udział chemii energetycznej we wzroście efektywności urządzeń”, Szczyrk 2002
- [3] Zbroińska-Szczuchura E.: Typowe uszkodzenia rurek skraplaczy turbinowych. II Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe „Eksploatacja i diagnostyka modernizowanych bloków energetycznych”, Wiśła 2000
- [4] Dobosiewicz J.: Odcynkowania mosiężnych rurek skraplaczy turbin parowych. Biuletyn *Pro Novum*, tom I
- [5] Gross J.: Wpływ zmiany technologii przygotowania wody uzupełniającej warszawską sieć ciepłą na zwiększenie odporności korozyjnej przewodów. Konferencja naukowo-techniczna „Wpływ chemii energetycznej na pracę małych i średnich obiektów energetycznych”, Ustroń 2001
- [6] Marjanowski J., Ratajczyk C.: Próżniowe odgazowanie wody w ciepłowniach i sieciach ciepłych. Tamże



Filip Klepacki

## Określenie stanu technicznego łożysk ślizgowych

Łożyska ślizgowe można podzielić na dwie podstawowe grupy: hydrodynamiczne i hydrostatyczne.

Różnica między nimi wynika z rodzaju smarowania, a mianowicie:

- smarowanie hydrodynamiczne polega na samoistnym wytwarzaniu się wyporu hydrodynamicznego w powstającej podczas obrotów wału szczeliny klinowej przy odpowiedniej lepkości czynnika smarnego,
- smarowanie hydrostatyczne polega na wtłaczaniu oleju pod dużym ciśnieniem pomiędzy dwie trące się powierzchnie i tym samym utrzymywaniu tych powierzchni w pewnej odległości od siebie.

Łożyska te, pomimo zalet i wad wynikających z różnego sposobu smarowania, pod względem mierzonych parametrów diagnostycznych nie różnią się zbytnio, a jedynie sposób otrzymywania tych wartości jest różny, co wynika z odmiennej konstrukcji omawianych łożysk.

### Tarcie i jego wpływ na prace łożyska ślizgowego

W łożysku ślizgowym najbardziej pożądanym jest **tarcie płynne**, przy którym poruszające się względem siebie elementy łożyska są całkowicie rozdzielone warstwą smaru (najczęściej oleju mineralnego). Tarcie to charakteryzuje się małymi stratami energetycznymi oraz brakiem zużycia elementów łożyska. Współczynnik tarcia  $\mu$  (opisujący opory ruchu) przy tarcu płynnym osiąga wartość 0.001.

Największe obciążenie łożyska, dla którego występuje jedynie tarcie płynne, nazywane jest nośnością hydrodynamiczną. Różnica między nośnością hydrodynamiczną a aktualnym obciążeniem to zapas nośności hydrodynamicznej. Na zapas nośności hydrodynamicznej łożyska o konkretnej konstrukcji wpływ mają jego warunki pracy:

- obciążenie łożyska  $P$  (N) albo  $p$  (N/m<sup>2</sup>),
- prędkość wału  $n$  (obr/s),
- lepkość smaru  $\eta$  (Pa \* s).