

Jerzy Trzeszczyński  
Pro Novum Katowice

## Nowe – stare problemy diagnostyczne długo eksploatowanych urządzeń energetycznych

Diagnostyka jest ważnym elementem obsługi technicznej urządzeń, prawidłowo wykonywana dostarcza wiedzy niezbędnej do planowania terminów i zakresów remontów, prognozowania trwałości, wprowadzania skutecznej profilaktyki [1, 3]. Aby tak było, diagnostyka musi prezentować profesjonalny poziom, a elektrownia odpowiednią świadomość w zakresie potrzeby korzystania z wiedzy o stanie technicznym urządzeń. Na diagnostykę można patrzeć, analizować ją i oceniać z wielu punktów widzenia. Najbardziej istotne są te, które w danym momencie dotyczą jej najbardziej istotnych problemów. Aktualnie można wskazać następujące:

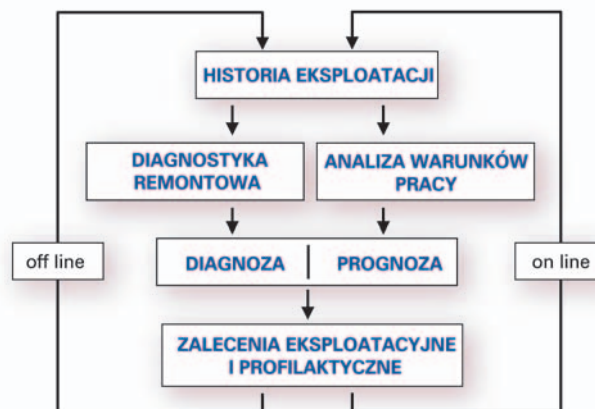
- zmiany organizacyjne oraz w zakresie strategii zarządzania majątkiem,
- stan urządzeń i wiedzy o nich po wcześniejszych modernizacjach,
- redukcja nakładów na obsługę techniczną urządzeń przy zapewnieniu wymaganego poziomu dyspozycyjności,
- wydłużanie czasu pracy urządzeń długo eksploatowanych.

### Co to jest diagnostyka, do czego służy i jak ją najlepiej zorganizować?

Pytanie wydaje się trywialne, okazuje się jednak, że ciągle warto je zadawać, bo nawet jeśli intuicyjnie właściwie rozumiemy znaczenie tego terminu, to praktyka wskazuje, że jest inaczej. W wielkim skrócie można powiedzieć, że diagnostyka służy do zdobywania wiedzy o stanie technicznym obiektu. Jest to proces od informacji z badań i pomiarów do wiedzy (rys. 1 – 3). Badania i pomiary to tylko fragment diagnostyki, chociaż nieodzowny.



Rys. 1. Ogólny schemat typowego procesu kreowania, aktualizowania i archiwizowania wiedzy



Rys. 2. Diagnostyka jako proces kreowania i aktualizowania wiedzy w trybie on line (diagnostyka eksploatacyjna) i off line (diagnostyka remontowa)

Korzyści z tak rozumianej diagnostyki mogą pojawić się już w nieodległej przyszłości, gdy wydziały zarządzania majątkiem elektrowni przejdą kolejne fazy ewolucji. „Systemy” informacji i wiedzy w elektrowniach są mocno spersonalizowane co oznacza, że odejście z przyczyn naturalnych najbardziej doświadczonych specjalistów może diametralnie zmienić zarówno możliwości sprawnego planowania obsługi technicznej, jak również skutecznej obrony interesów elektrowni w zderzeniu z firmami i instytucjami zewnętrznymi. Relacje te stają się coraz bardziej antagonistyczne.

Do planowania badań, ich wykonywania, analizy ich wyników oraz wyciągania wniosków użytecznych dla eksploatacji, remontów i profilaktyki potrzeba zespołów o różnych specjalnościach, uprawnieniach i dużym doświadczeniu. Powstaje więc pytanie, gdzie powinny być one umiejscowione?

Warunki, jakie muszą spełnić, aby ich działanie było prawidłowe są następujące:

- dostęp do informacji z jak największej liczby obiektów,
- obiektywizm,
- dysponowanie odpowiednimi narzędziami do zbierania, archiwizowania, przetwarzania i udostępniania wiedzy.

Pozostawmy postawione pytanie bez odpowiedzi, chociaż wydaje się, że odpowiedź nie jest specjalnie skomplikowana. Praktyka w zakresie zastosowań diagnostyki pokazuje, że wykreowanie wiedzy w postaci diagnoz i prognoz może okazać się niewystarczające. Trzeba ją umieć przedstawić w postaci czytelnej dla tych, którzy decydują o organizacji na poziomie strategicznym. Nie jest to zadanie proste, chociaż bardzo ważne, bo dopiero od tego momentu licząc wiedza zyskuje możliwość testu użyteczności i ... prestiżu.

## Diagnostyka urządzeń starych, zmodernizowanych i nowych

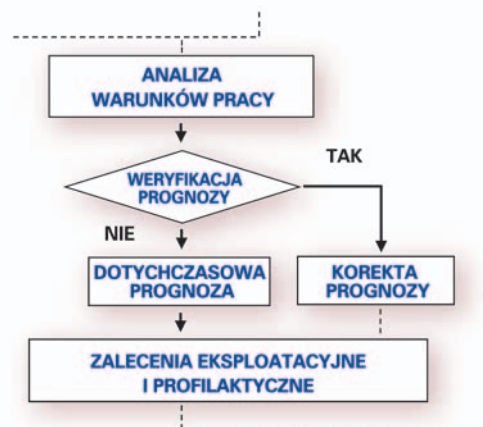
W krajowej energetyce pracują urządzenia wszystkich, trzech wymienionych rodzajów. Co to oznacza z punktu widzenia diagnostyki?

### Historia eksploatacji

Dla urządzeń długo eksploatowanych (= 150 000 godzin pracy) wiarygodna, zarchiwizowana historia eksploatacji nie przekracza w wielu przypadkach ostatnich 100 000 godzin pracy, a w zakresie analizy awaryjności ostatnich kilku lat. Możliwe, że w sposób systematyczny, kompletny i obiektywny [5] nie jest wykonywana w żadnej polskiej elektrowni. Prawdopodobnie największą bazą danych w zakresie awaryjności elementów turbin, kotłów i rurociągów parowych jest kontynuowana przez *Pro Novum* baza wiedzy stworzona przez Wydział Diagnostyki i Profilaktyki byłego *Południowego Okręgu Energetycznego*. Taka sytuacja stawia pod znakiem zapytania możliwość wdrożenia w krajowej energetyce na starych urządzeniach systemów RCM (reliability centered maintenance) i RBI (risk-based inspection) obsługi technicznej.

Najpoważniejszymi mankamentami znanych nam systemów analizy awaryjności są:

- brak rozróżnienia pomiędzy przyczynami pierwotnymi i wtórnymi uszkodzeń,
- wątpliwości co do trafności oceny przyczyny uszkodzenia (tylko część uszkodzeń podlega obiektywnej analizie wykonywanej przez firmy zewnętrzne),
- brak zapisów (w wielu przypadkach) nt. podjętych działań naprawczych,
- bardzo ograniczony zasób wiedzy (z jednego lub kilku urządzeń), co nie stwarza warunków dla użytecznej analizy statystycznej.



Rys. 3. Rozwinięcie szczegółu z rysunku 2 ilustrujące możliwość weryfikacji prognozy w trybie *on line*.

Ideę tę wykorzystano w programie LM System PRO® Czy można uniknąć wymienionych problemów na urządzeniach nowych, trudno powiedzieć. Urządzenia te wyposażono wprawdzie w nowoczesne systemy do kontroli i rejestracji parametrów pracy, jednak trudno powiedzieć jeszcze, na ile będą to informacje istotne dla diagnostyki.

Ocena stanu technicznego urządzenia wymaga nie tylko znajomości parametrów typu: temperatura, ciśnienie i liczba godzin pracy. Oprócz elementów pracujących w warunkach pełzania i niskocyklowego zmęczenia jest bardzo wiele (w kotle i turbinie) innych, których trwałości metodą obliczeniową nie da się określić.

### Konstrukcja, materiał, technologia wykonania

Paradoksalnie w najlepszej sytuacji są użytkownicy starych bloków, ponieważ wiedzą prawie wszystko na temat cech wykonania urządzeń. Dysponują pełną dokumentacją, danymi materiałowymi i informacjami, w jaki sposób element wykonano i jak go naprawić. Identyczną wiedzą dysponują także firmy diagnostyczne i remontowe. Stwarza to względnie sprzyjające warunki do szybkiej, taniej i poprawnej interwencji remontowej. Komfort mają także badający, bo wiadomo gdzie i w jaki sposób badać oraz gdzie i kiedy powstają uszkodzenia.

Zupełnie odmienna sytuacja towarzyszy użytkownikom bloków zmodernizowanych, a zwłaszcza nowych. Tutaj dokumentacja bywa szczątkowa, wiedza nt. stanu materiału i technologii wykonania jeszcze mniejsza. Serwisowania, szczególnie nowych urządzeń wszyscy się na razie uczą: użytkownicy, firmy remontowe i diagnostyczne oraz ... dostawcy, którzy w znacznej mierze na rynku polskim mają w większym stopniu status dealerów niż dysponentów know-how.

### Metody badań i oceny stanu technicznego

Badania elementów i urządzeń nowych wykonywane są w znacznej mierze przez serwisy dostawców lub pod ich kontrolą. Mankamentem nie tylko z technicznego punktu widzenia jest często praktyka niedostępniania wyników badań i pomiarów, a tylko wniosków. Oznacza to ograniczoną możliwość weryfikowania wniosków z badań ... oraz zakresów remontowych.

Wskazuje to na jeszcze jeden – wcześniej sygnalizowany – poważny problem, a mianowicie gdzie ma być zlokalizowana wiedza o kondycji technicznej urządzenia: w elektrowni czy u dostawcy? Ten problem nie spędza jeszcze snu z oczu użytkownikom nowych urządzeń, ale możliwe, że zacznie być ważny gdy rozpoczną się kapitalne remonty i problemy techniczne w okresach pogwarancyjnych.

Jeśli jest jakaś część prawdy w stwierdzeniu, że kto ma wiedzę ten ma władzę, to warto nad tym się zastanawiać. Pierwsze problemy techniczne, także awarie nowych urządzeń wskazują niekiedy, na coś jeszcze innego, że wystarczającej wiedzy nie ma jeszcze nikt i wszyscy się uczą.

### Kiedy sięgać po nowe metody badań?

Jeśli badania mają, przy minimalnych nakładach, zapewnić wystarczającą wiedzę do oceny stanu technicznego urządzenia to dobór metod, zakresów i terminów badań nie może być dowolny. Jak przedstawia to rysunek 2 metodyka badań powinna wynikać z retrospekcji oraz dodatkowo, z obowiązujących przepisów przede wszystkim Urzędu Dozoru Technicznego oraz zaleceń dostawców.

W polskiej energetyce tak się historycznie ułożyło, że dostawcy byli zainteresowani produkcją nowych urządzeń, a nie ich serwisem. Aktualnie serwisem są bardziej zainteresowani, ale wykonują go praktycznie przez specjalistyczne firmy zewnętrzne. Jest to podejście słuszne pod każdym względem, także technicznym, bo z powodów historycznych (j. w.) firmy zewnętrzne (remontowe, diagnostyczne) dysponują większą wiedzą i doświadczeniem w zakresie serwisu niż dostawcy.

W zakresie badań nie pojawiły się w zasadzie – w ostatnich latach – metody, które pozwalałyby badać cechy elementów wcześniej nie badane. Co oznacza, że w przeszłości badane było wszystko to co trzeba, o czym najlepiej świadczy fakt, że nie było w polskiej energetyce przypadku awarii, której przyczyną był brak odpowiednich technik pomiarowych i badawczych.

Cechą może najważniejszą wprowadzonych na nasz rynek metodyk badawczych była lepsza (komputerowa) rejestracja i analiza danych (dla metod ultradźwiękowych i wiropędowych), w niektórych przypadkach także większa czułość pomiaru. Metody te będące na ogół drogie lub bardzo drogie (na polskie warunki) nie dokonały przełomu w zakresie kreowania wiedzy i można nawet powiedzieć, że dość szybko ujawniły swoje ograniczenia, bo:

- wyrafinowanej analizie danych pomiarowych muszą towarzyszyć równie dokładne dane nt. materiału, technologii i historii eksploatacji, w przeciwnym wypadku jest to cecha metody niewykorzystana,
- czułość metody badawczej nie jest atutem samym w sobie, bo po pierwsze musi być sens techniczny „szukania igrzyska w stogu siana”, np. czy warto poszukiwać po ca 200 000 godzin pracy nieciągłości mniejszych d dopuszczalnej wady materiałowej dla elementu nowego?; po drugie im wyższa czułość tym większa niepewność pomiaru; w związku z tym powstaje problem zarówno jak postąpić z kimś kto nieciągłości wielkości nie stwarzającej zagrożenia do następnego badania nie wykrył, a jak potraktować kogoś, kto z powodów j.w. wykrył pozorny defekt i naraził użytkownika na niepotrzebne, często znaczne koszty?

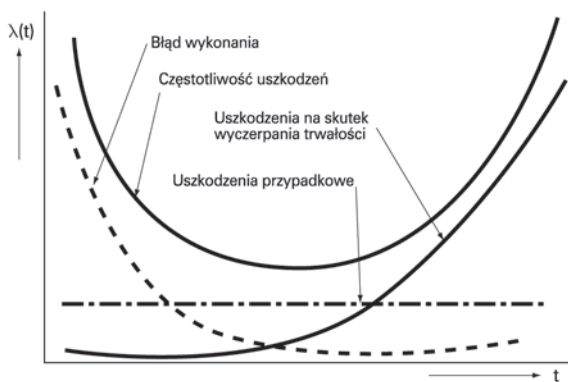
Oprócz względów czysto technicznych są jeszcze ekonomiczne i zdrowo rozsądkowe. Jeśli metodą prostą, tradycyjną można zbadać cechę(y) elementu, która pozwala postawić prognozę na okres np. 50 000 godzin, to po co mierzyć (badać) dokładniej, żeby dojść do podobnego wniosku.

Szukając coraz mniejszych wskazań i wykonując obliczenia z zastosowaniem coraz dokładniejszych modeli matematycznych należy pamiętać, że diagnostyka to nie jest „polowanie” na wskazanie (pęknięcie), bo tylko niektóre wskazania okazują się pęknięciami, nie wszystkie muszą być usuwane, większą część można usunąć bez dalszej naprawy, prawie wszystkie można naprawić i tylko bardzo nieliczne dyskwalifikują element do dalszej eksploatacji.

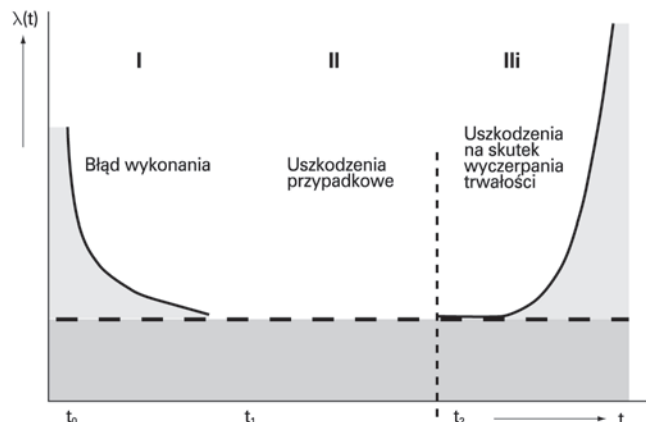
### Problemy diagnostyczne starych i nowych urządzeń ciepłno-mechanicznych

Diagnostyką urządzeń ciepłno-mechanicznych rządzą ogólne zasady (rys. 1 – 3), które są niezależne od wieku urządzenia i rodzaju dostawcy. Także najbardziej ogólne reguły oceny przydatności do dalszej eksploatacji (rys. 4 i 5) nie tracą sensu i użyteczności. Urządzeń starych i nowych nadal dotyczy problem błędów wykonania (I faza eksploatacji), usterek losowych (w każdej fazie eksploatacji) oraz usterek związanych z wyczerpaniem trwałości (III faza eksploatacji) [4].

Dla urządzeń długo eksploatowanych i nowych wykresy częstości usterek (stanów awaryjnych) mają nieco odmiennie proporcje (pomiędzy czasem występowania poszczególnych faz) oraz kształtu (w związku z różnym stopniem nasilenia występowania usterek w poszczególnych fazach eksploatacji).



Rys. 4.



Rys. 5.

$\lambda(t)$  – częstotliwość uszkodzeń  
 $t$  – czas eksploatacji

Należy pamiętać, że forma tych wykresów zależy nie tylko od tego czy urządzenie jest stare, czy nowe, ale także od rodzaju konstrukcji, dostawcy i sposobu eksploatacji. Oczywiście użytkownicy urządzeń nowych borykają się z problemami typowymi dla I fazy eksploatacji (rys. 5), podczas gdy użytkownicy urządzeń starych z problemami fazy III.

Dotychczas obowiązują następujące kryteria oceny przydatności starych urządzeń do dalszej eksploatacji:

- wyczerpanie trwałości obliczeniowej 100 000 godz.,
- wyczerpanie trwałości określonej na podstawie indywidualnych własności materiałowych 180 000 – 230 000 godz.,
- wyczerpanie trwałości indywidualnej ze względu na warunki pracy elementu = 180 000 godz.

Zasady powyższe nie ulegną zmianie dla urządzeń nowych, wymagają jednak nowego podejścia (i nowej interpretacji). Nowe podejście do wymienionych zasad musi uwzględniać przede wszystkim fakt, że będą one w większym stopniu nienaprawialne, zaprojektowane w szerszym zakresie na określoną trwałość.

Także system serwisowania, w większym niż dotychczas stopniu zmonopolizowany przez dostawców urządzeń będzie sprzyjał „mniejszej finezji” w podchodzeniu do wydłużania żywotności elementów i całych urządzeń. Wymiana elementu stanie się w większym niż dotychczas stopniu sposobem jego naprawy.

Podczas ostatniego VI Sympozjum (Ustroń 2004) pojawiły się referaty i wystąpienia zdające się sugerować, że na niektórych starszych urządzeniach (elementach) mogą pojawiać się nowe problemy diagnostyczne będące wynikiem „różnych procesów degradacji własności materiałów”, których być może jeszcze nie znamy i które wymagają nowych metod badań. W czasie, jaki minął od ostatniego Sympozjum nie ukazały się jednak publikacje szerzej komentujące te sugestie i hipotezy. Dla starych konstrukcji i od dawna stosowanych materiałów, eksploatowanych ciągle w podobnych warunkach występują od dawna znane procesy niszczenia, które mogą być pod kontrolą przy pomocy dotychczas stosowanych metod.

Jeśli pojawiają się „nowe”, m.in. korozja niskotlenowa rur ekranowych, po wprowadzeniu nowych palników niskoemisyjnych, to stosując znane od lat metody badań zjawisko to zarówno prawidłowo i szybko opisano jak i wyjaśniono.

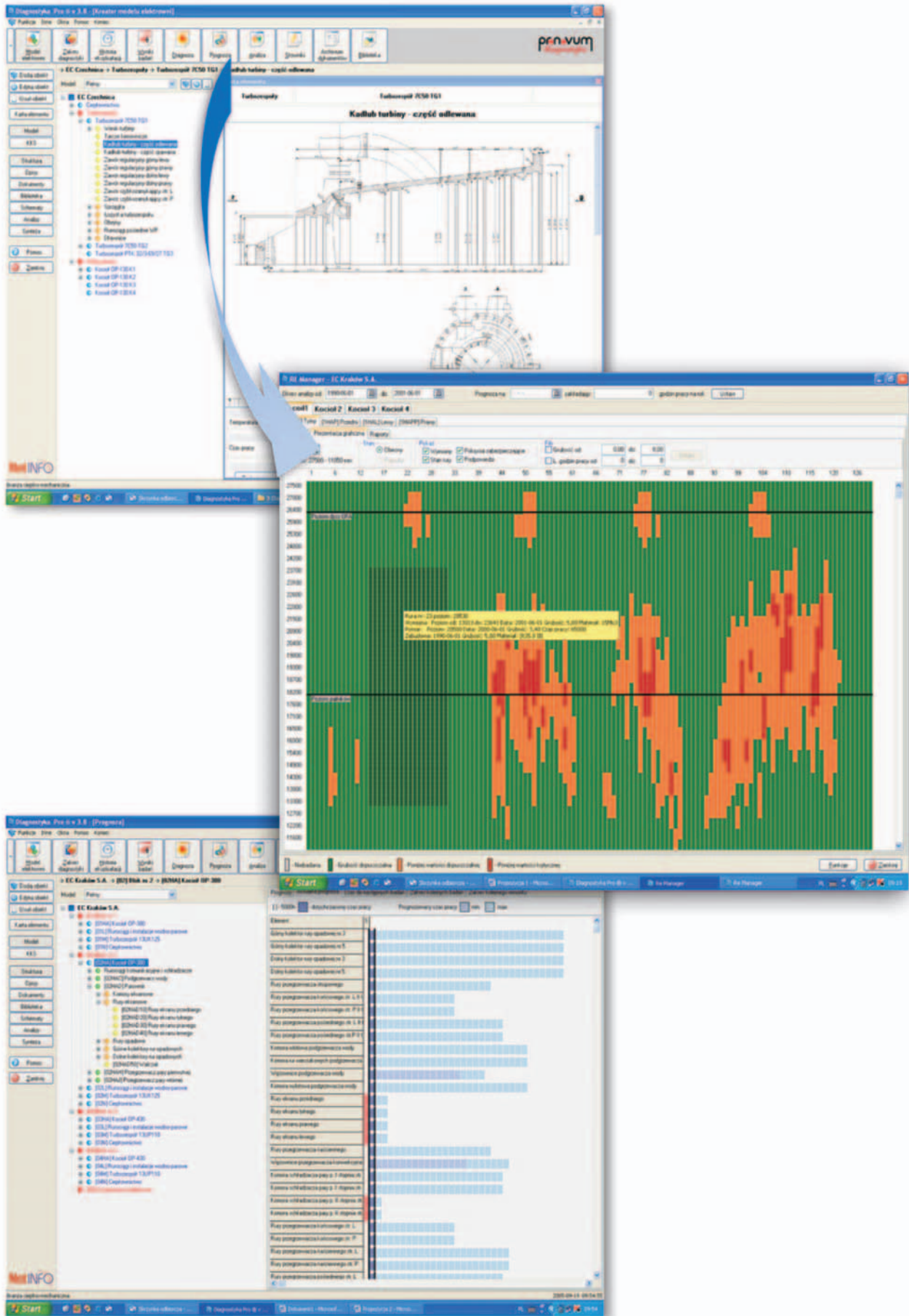
Dużo trudniej było wyeliminować występowanie tego zjawiska i ograniczyć, ale to także w pewnym sensie normalne, bo wymagające znacznie więcej wiedzy i doświadczenia niż zwykłe badania.

### Więcej informacji czy wiedzy?

Jeśli przyjąć, że diagnostyka to rodzaj procesu od informacji do wiedzy (rys. 1 – 3), to może rodzić się pytanie co ważniejsze. Pytanie nie jest teoretyczne, bo często można spotkać w praktyce pytanie w stylu: jaką masz aparaturę? Rzadziej – czy masz odpowiednią wiedzę i doświadczenie, żeby poprawnie zinterpretować wyniki?

Oczywiście obydwie części procesu są ważne, bo wiedza (w sensie naukowo-technicznym) to rezultat empirycznej analizy faktów. W zależności od rodzaju problemu nacisk na zdobywanie kolejnych informacji może być różny, na ogół im większa wiedza tym mniejsze znaczenie mają pojedyncze informacje. Częściej jest tak, że aktualizowanie wiedzy nie wymaga informacji tak dużo jak, w fazie jej tworzenia. Tak jak wiedzą nie jest wszystko to co się wie, tak również nie każda informacja musi przybliżać do powstania pełnej wiedzy. Dużo informacji generowanych bez rozsądnych potrzeb to szum informacyjny, który często problem bardziej zaciemnia niż wyjaśnia. Najgorszy z możliwych pomysłów na badania to stosowanie metod, których rezultatów nie można odnieść bezpośrednio do wcześniejszych wyników, bo to najczęściej oznacza, że nie można ich zweryfikować. Wtedy powstaje sytuacja nieco paradoksalna, że dysponując ultranową metodyką pomiarową w większym stopniu należy „wiedzę” opierać na wierze niż stosując metody mniej dokładne. Problemy nie dotyczą tylko badań (i informacji), możliwe, że w większym stopniu dotyczą wiedzy, czyli umiejętności interpretacji faktów.





Rys. 6. Home pages LM System PRO® oraz aplikacji RE Manager

O ile aparaturę można kupić bez problemu i uzyskać odpowiednie uprawnienia dla obsługi, o tyle wiedzy (know how) w zasadzie się nie sprzedaje, uzyskuje się ją (lub nie) w mozolnym, wieloletnim procesie nauki (i samokształcenia). W krajowej energetyce (możliwe, że nie całej) z wiedzą są co najmniej dwa problemy:

- nie wiadomo ile (czytaj niewiele) kosztuje,
- nie ma procedur ani instytucji, które zajmują się, z formalnego punktu widzenia, jej weryfikacją.

Niestety w obydwu dziedzinach odbiegamy mocno od standardów europejskich, także światowych. Know how dotyczące długo eksploatowanych urządzeń w krajowej energetyce to domena polskich specjalistów, w zakresie urządzeń nowych, jak na razie, chyba też.

Co w tej sytuacji może być działaniem rozsądnym i użytecznym? Wydaje się, że położenie nacisku na porządkowanie wiedzy i jej aktualizację w systemowo zorganizowany sposób może przynieść efekty w postaci lepszej i tańszej obsługi technicznej urządzeń. Jedną z możliwych propozycji w tym zakresie jest przedstawiony podczas poprzedniego Sympozjum [6] i wdrażany w kilku elektrowniach LM System PRO®, który jest narzędziem integrującym wiedzę z badań diagnostycznych wykonywanych podczas postojów (remontów urządzeń) oraz na podstawie zarejestrowanych w trakcie pracy istotnych z punktu widzenia diagnostyki, parametrów pracy i zdarzeń (rys. 3). System ten już na obecnym etapie jego wdrażania przynosi konkretne korzyści:

- archiwizuje w odpowiedni sposób informacje nt. historii eksploatacji,
- archiwizuje dokumentację istotną z punktu widzenia diagnostyki,
- udostępnia mechanizmy aktualizacji wiedzy,
- udostępnia mechanizmy integracji zewnętrznych aplikacji np. do kompleksowej analizy stanu rur ekranowych (RE Manager), rys. 6.

Zadanie opisane wyżej nie należy do prostych, przede wszystkim dlatego, że napisanie wzmiankowanego programu lub innego nie rozwiązuje automatycznie problemu. Zadanie to ma bowiem także trudny aspekt organizacyjny, co może oznaczać dłuższy okres wdrażania i nakłady nieco większe niż koszt zakupu samego oprogramowania.

Zapoczątkowuje jednak proces wprowadzania ściślejszych standardów w zakresie badań diagnostycznych i relacjach z ich wykonawcami (m.in. możliwość automatycznego transferu wyników do baz danych). Wprowadza ogólnie przyjęte standardy w zakresie rejestracji i analizy danych dot. awarii [3, 4]. Może być użytecznym narzędziem wspomagającym planowanie remontów wg standardu CBM i stanowić właściwy punkt startu do bardziej zaawansowanych strategii remontowych (RBI).

## Podsumowanie i wnioski

Jeśli traktować diagnostykę jako narzędzie do kreowania wiedzy użytecznej dla eksploatacji i remontów, to niezależnie od tego czy przedmiotem badań jest urządzenie nowe, stare czy zmodernizowane obowiązują te same reguły postępowania.

Metodyki badań i oceny muszą być podporządkowane imperatywowi zdobywania wiedzy w możliwie najprostszym (najtańszym) sposób. Użytkownicy powinni zwracać uwagę bardziej na wiedzę badających niż jakiego dostawcy aparaturę mają ze sobą. Problemem jest nie tylko wykrycie wskazania, ale także prawidłowa jego interpretacja. Nowe urządzenia ciepłno-mechaniczne, poza nielicznymi wyjątkami działają wg takich samych zasad jak stare. Kto ma wystarczającą wiedzę, aby skutecznie badać i oceniać urządzenia stare ten, w większości przypadków, poradzi sobie z problemami na urządzeniach nowych.

Brakuje obecnie dowodów na to, że na urządzeniach starych (coraz starszych) pojawiły się nowe, nieznanne dotychczas problemy techniczne, jest coraz więcej dowodów na to, że także na nowych urządzeniach występują problemy i są takie same lub podobne do tych, jakie zidentyfikowano dotychczas na obiektach starych.

Redukowanie nakładów na obsługę coraz starszych urządzeń nie musi być zadaniem niemożliwym, nie musi także oznaczać dalszego spadku cen na wszystkie badania. Wystarczy wyższy niż dotychczas status nadać wiedzy, przede wszystkim poprzez stworzenie warunków do jej systemowej kreacji i aktualizacji. Należy bezwzględnie dążyć do rozwiązywania wyłącznie istotnych problemów rzeczywistych. Skrętnie weryfikować tradycję eliminując te nawyki badawcze (także remontowe), które przy obecnym stanie wiedzy utraciły sens. Rozwiązywanie rzeczywistych problemów jest zawsze tańsze od zajmowania się tymi, których... nie ma.

## LITERATURA

- [1] Dobosiewicz J.: Badania diagnostyczne urządzeń ciepłno-mechanicznych w energetyce. Część 1. Zagadnienia ogólne. Turbiny i generatory. Biuro Gamma, Warszawa 1998
- [2] Dobosiewicz J.: Badania diagnostyczne urządzeń ciepłno-mechanicznych w energetyce. Część 2. Kotły i rurociągi. Biuro Gamma, Warszawa 1999
- [3] Żółkiewski B., Czempiel C. (red.): Inżynieria diagnostyki maszyn. Polskie Towarzystwo Diagnostyki Technicznej, Warszawa 2004
- [4] Sturm F. A.: Efficient Operations. Intelligent Diagnosis and Maintenance. VGB PowerTech Service GmbH, Essen 2003
- [5] Reliability Data for Nuclear Power Plant Components: Analysis for 2002. VGB PowerTech Service GmbH
- [6] Trzeczcyński J., Bialek S.: Monitorowanie żywotności urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrociepłowni.
- [7] Materiały konferencyjne VI Sympozjum: Diagnostyka i remonty długo eksploatowanych urządzeń energetycznych Ustroń 2004



## Przykłady uszkodzeń tarcz wirnikowych wywołanych przez korozję naprężeniową

Zarówno w latach poprzednich jak i w roku obecnym wykryto uszkodzenia tarcz nasadzanych wirników turbin parowych. Uszkodzeniom ulegają tarcze stopni pracujących na początku strefy kondensacji pary (czynnik dwufazowy – strefa Wilsona).

W takich warunkach istnieje realne niebezpieczeństwo powstawania pęknięć w miejscach spiętrzenia naprężeń:

- 1) w obszarze rowków wpustowych i na piastach tarcz wirnikowych (rys. 1 i 2),
- 2) w miejscu przejścia piasty w tarczę (rys. 3),
- 3) na krawędziach otworów odciążających (rys. 4),
- 4) na krawędziach wrębów łopatkowych (rys. 5).

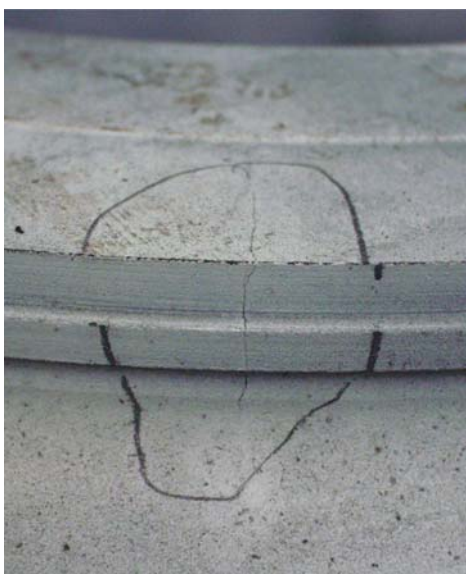
Uszkodzenia (a – c) mają charakter pęknięć promieniowych, natomiast uszkodzenia we wrębach mają charakter obwodowy.



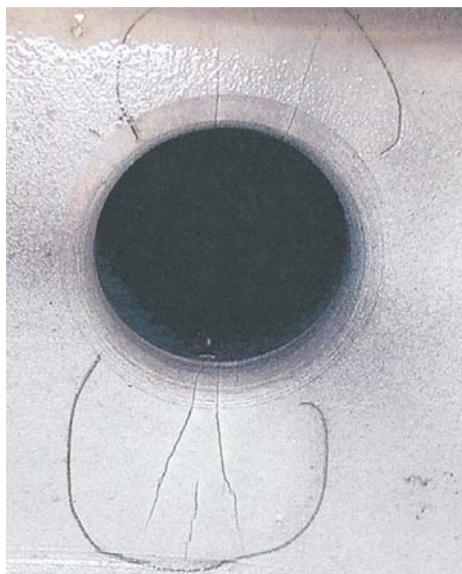
Rys. 1



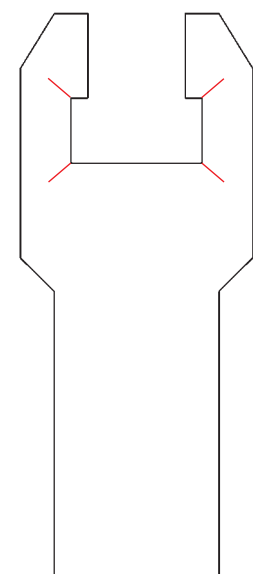
Rys. 2



Rys. 3



Rys. 4



Rys. 5



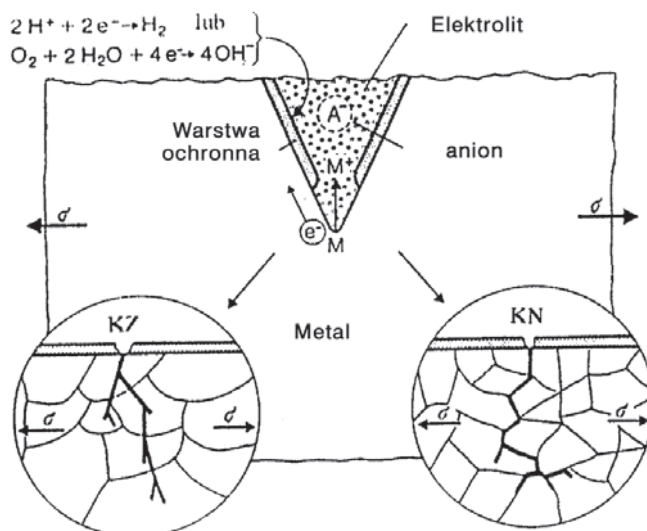
## Korozja naprężeniowa

Przyczyn pęknięć upatruje się w korozji naprężeniowej, która jest procesem fizykochemicznym i zależy od:

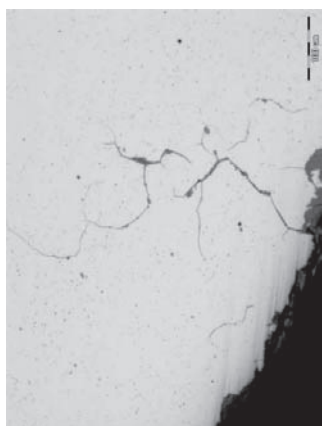
- czynników konstrukcyjnych (obecność i poziom ścieżeń naprężeń),
- warunków eksploatacji (parametry i czystość pary, liczba uruchomień),

- jakości i gatunku materiału oraz dokładności (jakości) wykonania rowków wpustowych, otworów odciążających, wrębów.

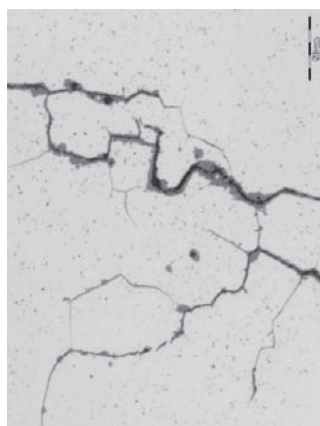
Mechanizm uszkodzenia korozyjnego przedstawiono na rys. 6. Powstające w ten sposób pęknięcia najczęściej przebiegają międzykrystalicznie, rzadziej śródkryształicznie. Pęknięcia są wypełnione produktami korozji oraz solami – rys. 7 – 10.



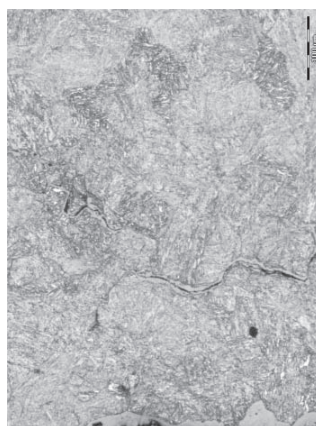
Rys. 6. Mechanizm uszkodzenia korozyjnego [1]



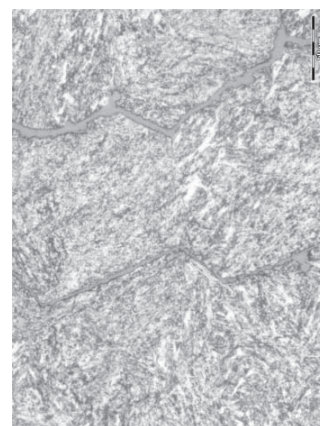
Rys. 7. Zgląd nietrawiony, pow.100x



Rys. 8. Zgląd nietrawiony, pow.600x



Rys. 9. Zgląd trawiony, pow.100x



Rys. 10. Zgląd trawiony, pow.600x

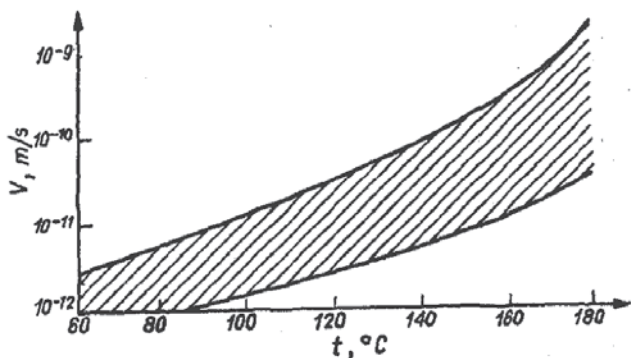
Czas do zapoczątkowania oraz prędkość rozprzestrzeniania się pęknięć zależą od temperatury pracy metalu. Poniżej temp. 60°C procesy korozji ulegają praktycznie zatrzymaniu. Prędkość rozwoju pęknięć ze wzrostem temperatury metalu od 70°C do 160°C rośnie wielokrotnie (rys. 11).

Rozwój pęknięć zależy również od ilości odstawień turbiny, gdyż w tym przypadku tarcza może znajdować się na przemian w parze przegrzanej, wilgotnej a nawet

w kondensacie. Ponadto w czasie zatrzymania turbiny następuje nie tylko studzenie układu przepływowego, ale również splukiwanie rozpuszczonych w wodzie osadów, jeśli turbina nie jest konserwowana podczas postojów, to jej część przepływowa może pokrywać się wysokostężonymi roztworami mogącymi wywołać poważne uszkodzenia korozyjne. Przy kolejnym uruchomieniu część tych związków pozostaje we wżerach i w szczelinach, co właśnie jest przyczyną korozji pod naprężeniem.



Część elementu	Zakres badań	Metoda badań
Powierzchnia tarczy	100% dostępnej powierzchni	MT
	Jeśli nie ujawniono pęknięć metodą MT to obszary o największej koncentracji naprężeń	Badania metalograficzne
	Jeśli ujawniono pęknięcia metodą MT to obszary porażone pęknięciami	
Łopatki	100% dostępnej powierzchni	MT
Wręby łopatkowe	100% obwodu tarczy obustronnie	UT
Piasty kół nasadzanych	Okolice rowka wpustowego	UT
MT- badania magnetyczne, UT – badania ultradźwiękowe,		

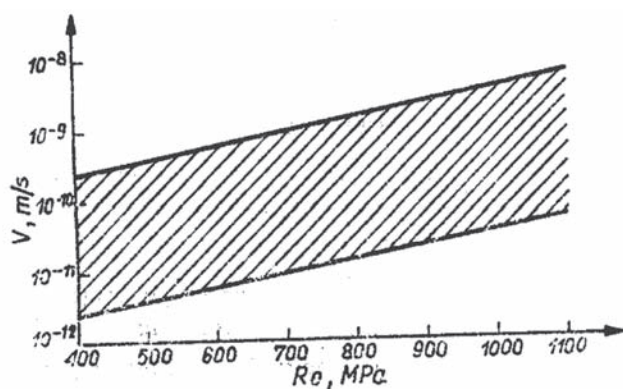


Rys. 11. Wpływ temperatury czynnika na prędkość rozprzestrzeniania się pęknięć [1].

### Własności metalu a prędkość rozprzestrzeniania się pęknięć

Na powstawanie korozji naprężeniowej istotny wpływ mają skład chemiczny i obróbka cieplna metalu. Wszystkie stale z obniżoną zawartością chromu są podatne na korozję wżerową i naprężeniową. Mangan, nikiel i wolfram wyraźnie skracają czas do inicjacji pęknięć zwłaszcza w obecności siarki i fosforu. Składniki fazowe struktury takie jak martenzyt i ferryt Widmānstattena powodują przyspieszenie inicjacji i propagacji pęknięć.

Głównym czynnikiem przyspieszającym przyrost pęknięcia jest granica plastyczności, im jest ona wyższa tym większe są prędkości propagacji (rys. 12).



Rys. 12. Wpływ granicy plastyczności na prędkość rozprzestrzeniania się pęknięć [12].

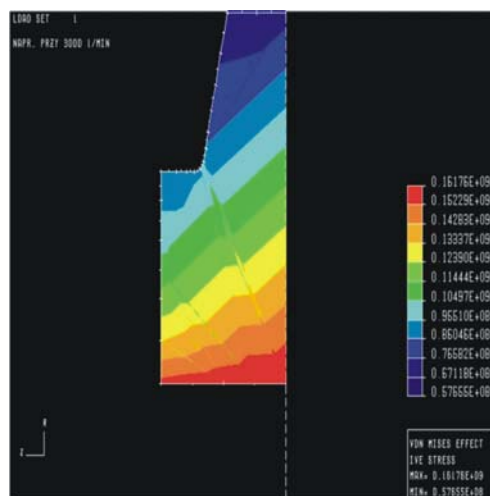
### Badania diagnostyczne

Przed przystąpieniem do badań diagnostycznych tarcz wirnikowych pracujących w strefie Wilsona, strefę tę należy wyznaczyć na podstawie znajomości parametrów pracy turbiny i wykresów I-S.

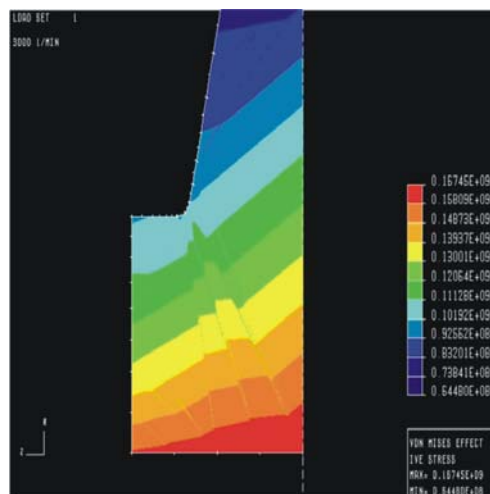
Zakres typowych badań diagnostycznych powinien obejmować:

### Naprawa tarcz wirnikowych

Pęknięcia o ile nie przekroczą dopuszczalnych rozmiarów są naprawialne. Przed przystąpieniem do naprawy należy przeprowadzić szczegółowe obliczenia stanu naprężeń i odkształceń w tarczy przed i po założeniu tulei.



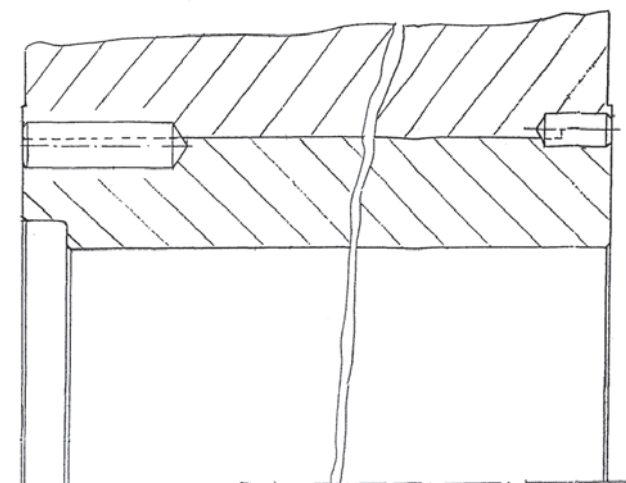
Rys. 13. Naprężenia w tarczy w [Pa] przy 3000  $\frac{1}{\text{min}}$  przed tulejowaniem



Rys. 14. Naprężenia w tarczy w [Pa] przy 3000  $\frac{1}{\text{min}}$  po tulejowaniu



Rys. 15. Tarcza po usunięciu pęknięcia powstałego w narożu rowka wpustowego



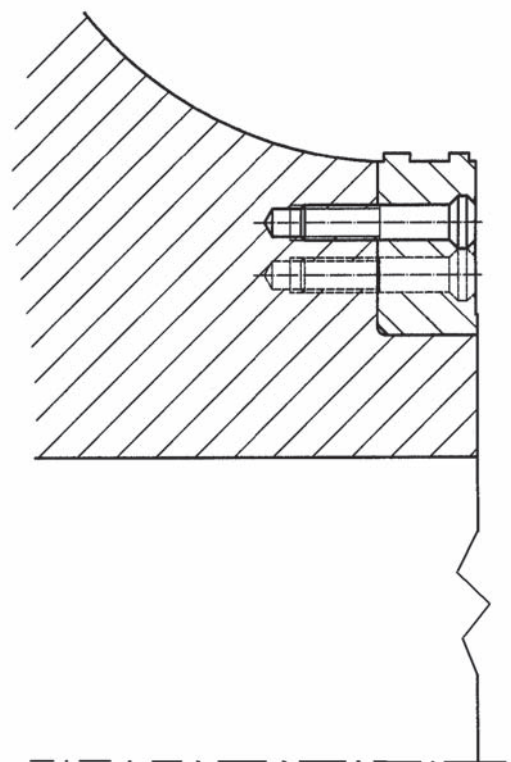
Rys. 16. Tarcza po naprawie przez tulejowanie

- Pęknięcia tarcz wirnikowych można naprawić przez:
- tulejowanie (rys. 15, 16),
  - rekonstrukcję piasty (rys. 17, 18).

Technologia regeneracji tarcz przez tulejowanie polega na tym, że pomimo zmniejszenia wymiarów piasty nie ulega ona osłabieniu. Po roztoczeniu tarczy wraz z istniejącym pęknięciem zostaje usunięty rowek wpustowy, na którym następuje znaczna koncentracja

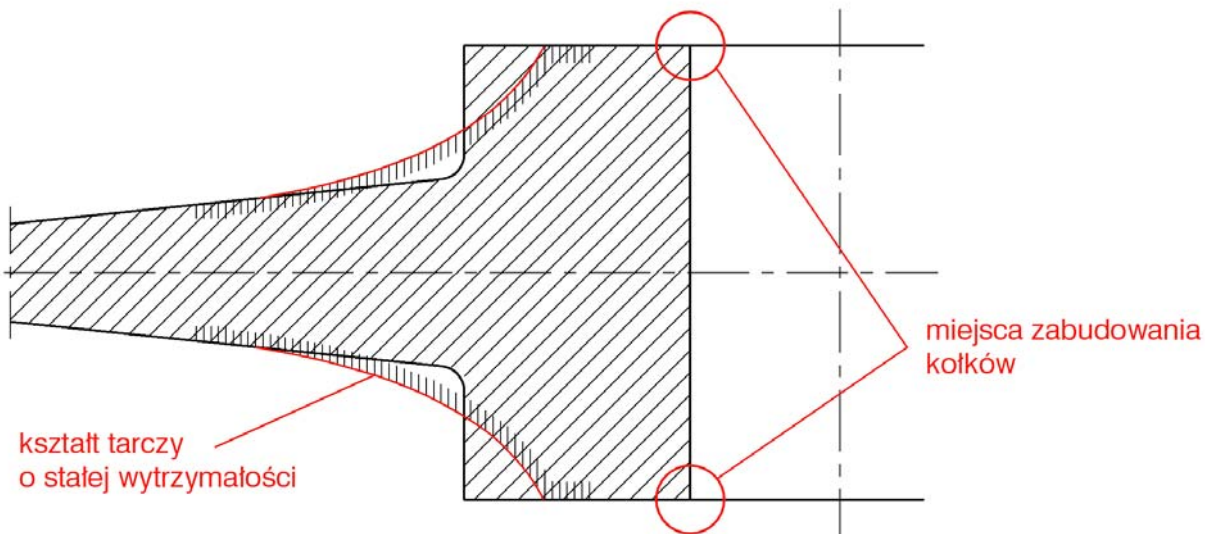


Rys. 17. Pęknięcia ujawnione na piście tarczy nasadzonej



Rys. 18. Tarcza po rekonstrukcji piasty

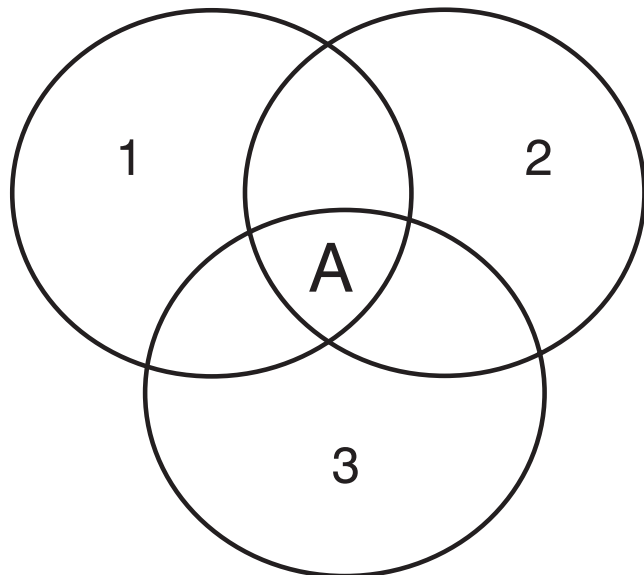
naprężeń osłabiających wytrzymałość tarczy wirnikowej. Nowy rowek wpustowy wykonany zostaje w tulei. Tarcza wirnikowa z tuleją połączona jest przy pomocy kołków osiowych, na zewnętrznych krawędziach piasty, w których występują niższe naprężenia niż w części środkowej (rys. 19). Poza tym kołki usytuowane osiowo w stosunku do piasty dają znacznie mniejszą koncentrację naprężeń niż w typowych rowkach wpustowych.



Rys. 19

### Podsumowanie

- Przyczyną powstawania korozji naprężeniowej jest jednoczesne działanie trzech czynników (rys. 20):
  - jakość czynnika (wilgotność, temperatura, czystość),
  - wielkość naprężenia działającego w tarczy (czynniki spiętrzające naprężenia),
  - własności mechaniczne i struktura metalu.



1 – wartość naprężeń,  
 2 – jakość czynnika,  
 3 – jakość metalu,  
 A – pęknięcia.

Rys. 20. Schemat powiązania warunków koniecznych dla zaistnienia korozji naprężeniowej [1]

- Terminy i zakres badań diagnostycznych powinny być tak ustalone, aby wykrycie pęknięć na tarczach wirnikowych pracujących w strefie Wilsona nie oznaczało ich dyskwalifikacji z dalszej eksploatacji.
- Odpowiednio wczesne ujawnienie pęknięć powinno gwarantować wykonanie skutecznej naprawy.
- Dotychczas w krajowej energetyce nie są znane przypadki awarii turbiny na skutek opisanych uszkodzeń. W czasie długoletniej praktyki nie było również przypadku, że tarcze nie można było naprawić.
- Naprawione przez tulejowanie tarcze nigdy nie były przyczyną problemów eksploatacyjnych.

### LITERATURA:

- [1] *Energetyka*, Biuletyn *Pro Novum*. Tom I. Przegląd artykułów opublikowanych w latach 1991–1997
- [2] Świadectwo Jakości *Pro Novum* nr QC.014.048/2003
- [3] Opinia Techniczna *Pro Novum* nr OT.37.106/2003



## Ocena stanu rur kotłowych, których grubość ścianek ulega zmniejszeniu wskutek erozji lub korozji

Ubytki erozyjno-korozyjne grubości ścianek rur kotłowych podnoszą nie tylko koszty eksploatacji lecz w znacznym stopniu wpływają na obniżenie niezawodności i dyspozycyjności całego bloku energetycznego. Wykrycie tego rodzaju uszkodzeń na obu powierzchniach rur stwarza warunki do zastosowania zapobiegawczych środków.

Częste przypadki pęknięcia rur powierzchni ogrzewalnych w trakcie eksploatacji kotła mogą być spowodowane ścienieniem ścianki, obecnością osadów itp. Procesy erozyjno – korozyjne mają charakter miejscowy i zdarzają się przypadki, gdy na jednej wężownicy występują miejsca nie zaatakowane oraz z grubością zmniejszoną poniżej wartości dopuszczalnej.

Z tego też powodu względnie wysoka liczba uszkodzeń, która poraża kotły (powodowana ubytkami grubości) uniemożliwia opracowanie jakiejś ogólnej procedury badania, która by pozwalała unikać wstępnych badań laboratoryjnych. W związku z tym istnieje więc potrzeba uproszczonego badania nieniszczącego, zapewniającego wystarczającą dokładność oraz łatwość jej zastosowania.

Najczęściej stosowane metody do wykrywania ubytków grubości ścianki polegają na:

- badaniu niszczącym wycinka,
- badaniu endoskopowym,
- pomiarze grubości ścianki metodą ultradźwiękową w poszczególnych punktach układu rurowego.

Metoda endoskopowa oraz badanie wycinków są bardzo drogie i długotrwałe i w związku z tym nie mogą być zastosowane na szerszą skalę.

Natomiast pomiar grubości ścianki metodą ultradźwiękową oprócz tego, że wymaga specjalnego przygotowania powierzchni badanej rury nie daje 100% pewności albowiem miejsca pomiaru są punktowe i wybierane statystycznie, co nie daje pewności, że pokrywają się one z rzeczywistością.

Mając na uwadze niedostatki dotychczas stosowanych metod w ciągu ostatnich lat zostało opracowane wiele nowych metod m.in. takich jak EMA (Electromagnetic Acoustic), które bez specjalnego przygotowania powierzchni mogą być zastosowane do ciągłego pomiaru grubości.

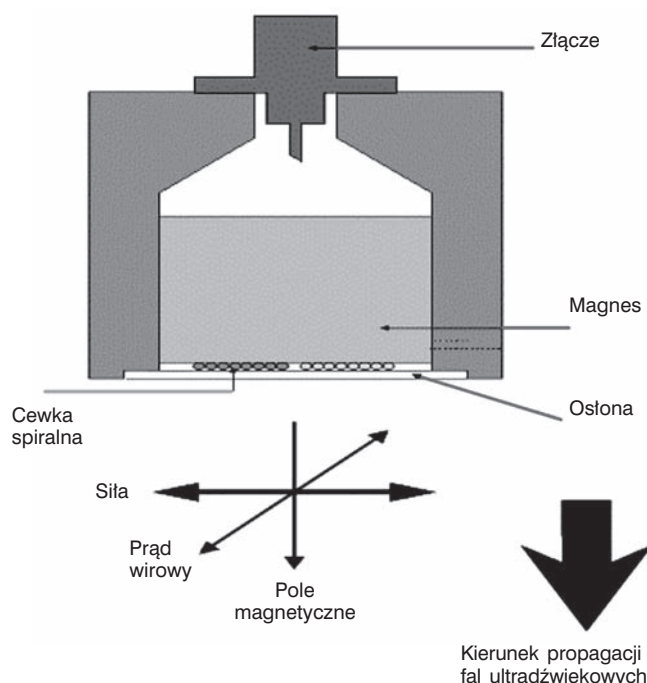
### Zasada działania przetworników EMAT

Pomiar grubości z wykorzystaniem przetworników EMAT prowadzony jest najczęściej metodą echa w sposób podobny jak przy użyciu klasycznych grubościomierzy ultradźwiękowych z głowicami piezoelektrycznymi.

Impulsowa metoda echa polega na pomiarze czasu, po którym wygenerowany impuls fali ultradźwiękowej powraca do powierzchni, przez którą został wprowadzony, po co najmniej dwukrotnym przejściu przez badany materiał po odbiciu od jego przeciwległych powierzchni.

Metoda EMA jest zdolna do wzbudzenia i wykrycia fal ultradźwiękowych w przewodzie przez małą szczelinę powietrzną dlatego też możemy wykonywać pomiary ultradźwiękowe bez płynu sprężającego oraz na nie oczyszczonych powierzchniach.

Głównymi elementami głowicy z przetwornikiem EMAT (Electromagnetic Acoustic Transducer) są: cewka wzbudzająca oraz magnes stały lub elektromagnes (rys.1).



Rys.1. Schemat przetwornika EMAT

Cewka jest zasilana prądem o dużej częstotliwości, w zakresie od 100 kHz do 4 MHz. Wskutek oddziaływania pola elektromagnetycznego wytwarzanego przez cewkę w powierzchniowej warstwie obiektu są indukowane prądy wirowe. W obszarze, w którym płyną prądy wirowe, przez magnes jest wytwarzane stałe pole magnetyczne. Wynikiem oddziaływania stałego pola magnetycznego na prądy wirowe jest siła Lorentza. Powoduje ona drgania powierzchni obiektu rozchodzące się w głąb tego obiektu zgodnie z częstotliwością prądu wzbudzającego.

W wyniku drgań przewodzącego ośrodka w stałym polu magnetycznym w ośrodku tym indukowane są prądy wirowe. Prądy te wytwarzają zmienne pole magnetyczne, które indukuje napięcie na cewce odbiorczej lub na cewce wzbudzającej w przypadku zastosowania tylko jednej cewki.

Opisana zasada elektromagnetycznego wzbudzenia i odbioru fal ultradźwiękowych dotyczy materiałów nieferromagnetycznych. Natomiast w przypadku materiałów ferromagnetycznych sytuacja staje się bardziej skomplikowana. Wynika to głównie z faktu, że w materiałach ferromagnetycznych istnieją inne, niż wynikające z siły Lorentza, mechanizmy przetwarzania energii fali elektromagnetycznej na energię pola ultradźwiękowego. Oprócz siły Lorentza występują tu również; siła magnetyczna wynikająca z własności magnetycznych materiału oraz siła wynikająca z zjawiska magnetostrykcji.

Wzbudzenie fal ultradźwiękowych w metalach ferromagnetycznych następuje za pomocą tej samej konfiguracji przetwornika jak w przypadku metali nieferromagnetycznych. Prąd zmienny przepływający przez cewkę wzbudzającą wytwarza w badanym ferromagnetyku zmienne pole magnetyczne, które jest źródłem powyżej omówionych sił. Siły te, do powstawania których nie jest konieczny przepływ prądów wirowych, tak jak siła Lorentza w materiałach nieferromagnetycznych powodują drgania powierzchni materiału.

## Właściwości metody EMA

Metoda elektromagnetyczno-akustyczna EMA posiada jedną niekwestionowaną zaletę w stosunku do metod ultradźwiękowych a mianowicie, możliwość bezstykowego pomiaru grubości rur kotłowych, co pozwala na szybsze i dokładniejsze określenie stanu tych elementów. Porównanie korzyści metody EMA do konwencjonalnej metody ultradźwiękowej przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1  
Zestawienie cech dwóch metod oceny stanu rur kotłowych

Wyszczególnienie	Konwencjonalna metoda ultradźwiękowa	EMA
Rusztowanie	Wszystkie obszary objęte pomiarami	Wszystkie obszary objęte pomiarami
Przygotowanie powierzchni	Dokładne oczyszczenie miejsc pomiaru	Tylko pobieżne
Zasięg	Ograniczony nagrzanymi powierzchniami	Ograniczony nagrzanymi powierzchniami
Dokładność	Zależna od przygotowania powierzchni	Do 0,1 mm
Szybkość	Czasochłonne przygotowanie powierzchni	Szybka
Koszt aparatury	Niski	Niski
Umiejętności obsługi	Niskie	Średnie

Należy tu jednak również przybliżyć kilka innych istotnych właściwości przetworników EMAT.

Pomimo, że wierzchnia warstwa rurek kotła głównie jest pokryta tlenkami (magnetyt hematyt), które powodują dodatkowo zwiększenie odbieranego sygnału to również znajdują się na niej różne produkty niecałkowitego spalania oraz innych procesów zachodzących w palenisku kotła. Ta zmienność składu chemicznego i stopnia przylegania do podłoża warstwy pokrywającej powierzchnie rur kotłowych może spowodować zakłócenia odbieranego sygnału. Z tej przyczyny powierzchnie rurek należy wstępnie oczyścić (np. przez szczotkowanie) z osadów.

Drugą wadą metody EMA jest mała dokładność, amplituda sygnałów odbieranych przez układ nadawczo-odbiorczy przetwornika EMAT jest o 40 – 50 dB mniejsza niż przetworników piezoelektrycznych. Jednak w przypadku pomiaru grubości wada ta jest mało istotna gdyż już wynoszący np. tylko 6 dB odstęp napięciowy sygnału od szumu wystarcza często na przeprowadzenie tego pomiaru.

Kolejną wadą jest duża strefa martwa przetworników EMAT, zwłaszcza że nie jest możliwe opóźnienie chwili wejścia sygnału nadawczego do badanego materiału, co jest często stosowane w przetwornikach piezoelektrycznych. Duża strefa martwa wynika z konieczności zasilania cewki prądem o wysokim napięciu sięgającym kilowoltów co jest spowodowane małą dokładnością metody EMA. Taki stan rzeczy powoduje, że przez co najmniej kilka mikrosekund (w czasie którym opadnie napięcie z cewki) nie jest możliwy odbiór żadnych ech gdyż napięcie w cewce zagłusza odbierany sygnał z obiektu badanego. W wyniku tego zjawiska minimalna grubość mierzona za pomocą grubościomierzy EMAT opartych na metodzie echa wynosi od 3 mm do 7 mm. Częściowo problem ten można rozwiązać stosując do pomiaru grubości analizę widma odbieranych impulsów lub wykorzystując fale płytowe, które charakteryzują się silną zależnością prędkości tych fal od częstotliwości. Natomiast najprostszym sposobem jest zastosowanie dwóch odrębnych cewek nadawczej i odbiorczej. Dziś niektóre firmy produkujące sondy twierdzą, że są w stanie wykrywać wady materiałów już od głębokości 0,7 mm.

Niekorzystny wpływ na dokładność pomiaru za pomocą metody EMA ma również zmiana amplitudy odbieranego sygnału przy zmianie odległości przetwornika od badanego obiektu (zjawisko unoszenia). Zmiana amplitudy sygnału odbieranego powoduje błąd określenia chwili pojawienia się impulsu co w przypadku impulsowej metody echa jest bardzo istotne. Ponadto zarówno amplituda fali ultradźwiękowej wytwarzanej przez przetwornik EMAT, jak i amplituda sygnału indukowanego w przetworniku odbiorczym, zmniejszają się wykładniczo ze wzrostem przetwornika od powierzchni metalu. Efekt unoszenia powoduje, że odległość przetwornika od badanego obiektu może sięgać najwyższej wartości 1 – 2 mm.

Wraz z wchodzeniem na rynek metody EMA, której zastosowanie jest umiejscowione w tym samym obszarze co metoda ultradźwiękowa, powstaje pytanie, która z tych metod ma większe walory techniczno-ekonomiczne. Biorąc pod uwagę powyżej omówione wady metody EMA oraz porównanie z metodą ultradźwiękową (tab.1) trzeba powiedzieć, że pomimo tych wad metoda EMA posiada bardzo kuszącą zaletę (bezstykowy pomiar), która w przypadku badań doraźnych oraz pomiarze grubości ścianki zdaje się być nieoceniona. Ponadto należy tu jeszcze wspomnieć, iż jest ona w stanie zmierzyć grubość warstwy pokrywającej badany materiał jeżeli oczywiście jest ona grubsza niż minimalny zakres stosowania tych przetworników. Jednak konwencjonalna metoda ultradźwiękowa będzie miała większe zastosowanie w przypadku badań dokładnych gdy konieczne jest precyzyjne określenie wymiarów wady w materiale.

Dr inż. Roman Martyna

Laboratorium „LRM”<sup>1)</sup>

## Nowe technologie w diagnostyce rur stalowych

Znaczący rozwój technik diagnostycznych, elektroniki i informatyki pozwolił na opracowanie nowych urządzeń i technologii NDT / NDE do diagnostyki zużycia rur stalowych w czasie ich eksploatacji.

W niniejszym artykule przedstawiono dwie nowe metody diagnostyczne dla badań rur stalowych:

- metodę EMAT – w której wykonuje się pomiar grubości ścianek rur kotłowych opalanych węglem kamiennym lub brunatnym bez konieczności ich czyszczenia
- metodę MFL – przewidującą wykrywanie i pomiar wielkości wad wewnątrz jak i na zewnątrz oraz pocienienia ścianek rur wymienników ciepła.

Obie metody nie są jeszcze stosowane w Polsce, choć przeszły pozytywnie testowanie w Elektrowni Jaworzno III, natomiast są powszechnie stosowane zarówno w wysoko rozwiniętych krajach świata takich jak USA, Japonia, Anglia, jak i wielu innych jak Singapur, Meksyk, Argentyna, Szwecja.

Autor niniejszego artykułu i jego laboratorium „LRM” produkuje i dostarcza do wyżej wymienionych krajów specjalizowane sondy LRM-EMAT i próbki odniesienia (wzorce pomiarowe) do pomiaru grubości ścianek rur kotłowych od strony opalanej, oraz SYSTEM DIAGNOSTYCZNY LRM-XXI do badania stalowych rurek wymienników ciepła i lin stalowych.

<sup>1)</sup> www.lrm.com.pl

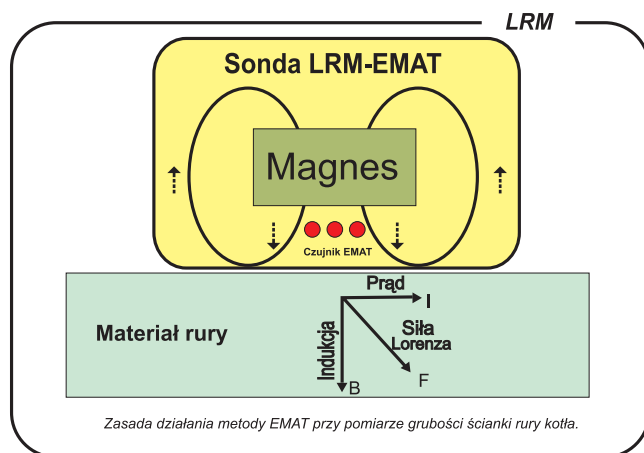
- [1.] Lewińska-Romicka A.: Badania nieniszczące. Podstawy defektoskopii. WNT, Warszawa 2001
- [2.] Filus Z.: Przetworniki elektromagnetyczno-akustyczne. Teoria i zastosowania. Praca habilitacyjna. Gliwice, Pol. Śląska, 1997
- [3.] Lant T. Nacera Le Mat Hamata: Use of innovative NDE in boiler component life assessment. VII Sympozjum informacyjno-szkoleniowe. Ustroń, październik 2005



Autor miał okazję prowadzić takie badania w USA i szkolić badających w różnych krajach.

### Metoda Emeat

Sondy LRM-EMAT współpracują z typowymi grubościomierzami ultradźwiękowymi generującymi falę prostokątną o amplitudzie minimum 300V. Pomiar grubości nie wymaga czyszczenia, a tym bardziej piaskowania rur, oraz sprzężenia ciekłego między sondą a rurą, co znacznie zmniejsza koszt przeprowadzonych pomiarów.



Rys. 1. Zasada działania sond LRM-EMAT



## Metoda MFL badania rurek stalowych w urządzeniach wymiany ciepła i rurociągach

### Cel badań

Celem badań jest wykrycie uszkodzeń rur zanim te uszkodzenia spowodują awarię i wynikający z niej przestój instalacji. Podstawowym zadaniem badań nieniszczących prowadzonych na rurach jest uniknięcie przecieków a nie tylko wykrywanie już istniejących pęknięć. Nieniszczące badania rur metodą magnetycznego pola rozproszenia są stosowane, do inspekcji rur stalowych narażonych na uszkodzenia mechaniczne, starcia, korozję wewnętrzną i zewnętrzną ścianek. W czasie eksploatacji ujawniają się też wady produkcyjne rur.

Zastosowana aparatura pomiarowa LRM i technologia badania wykorzystują doświadczenia uzyskane podczas ponad 25-letnich badań i prac naukowo-badawczych dr R. Martyny nad rozwojem metody magnetycznej i doświadczenia amerykańskie. Pozwala to na dokładną ocenę stanu technicznego rur bez konieczności ich demontażu.

W szczególności wykrywa się i mierzy:

- dziury w rurach,
- wżery korozyjne wewnętrznych ścianek rur,
- pęknięcia rur,
- wżery korozyjne zewnętrznych ścianek rur,
- wady materiałowe,
- wgniecenia,
- ubytki grubości ścianek.

Precyzja badań oraz krótki okres ich wykonania ma szczególne znaczenie w przypadku urządzeń, których wyłączenie z pracy jest bardzo kosztowne lub ewentualna awaria stwarza poważne zagrożenie bezpieczeństwa lub ciągłości produkcji.

Aparatura, technologia badania i doświadczenia badających gwarantują dokładną interpretację wyników badań i lokalizację uszkodzeń rurek.

Istotą badań jest wykrycie uszkodzeń, takich jak korozja, starcia, uszkodzenie mechaniczne spowodowane drganiem rur czy pęknięciem i określenie stopnia degradacji rury, zanim te uszkodzenia spowodują przeciek rury. Jeśli uszkodzenia zostaną znalezione i ich charakter zostanie określony, wówczas istnieje możliwość zakorkowania rury lub jej wymiana zanim urządzenie ulegnie awarii. „Korkowanie”, jest czynnością doraźną zawsze wiąże się z utratą sprawności urządzenia. Ponadto sposób ten może być stosowany w ograniczonym zakresie, zwykle dla nie więcej niż 7-15% rurek.

Porównanie wyników badań poprzednich z bieżącymi pozwala wyciągnąć wnioski dotyczące przyczyn, lokalizacji i szybkości degradacji rurek.

### Metoda badania (rys. 5)

Badana rura z uszkodzeniem (1), magnesowana jest stałym polem magnetycznym (2) przez sondę. W miejscu uszkodzenia następuje rozproszenie pola magnetycznego, które zamieniane jest na impulsy elektryczne przez czujniki (3).



Rys. 2. Pomiary grubości ścianek rur kotłowych sondami LRM-EMAT-PR w Pensylwanii



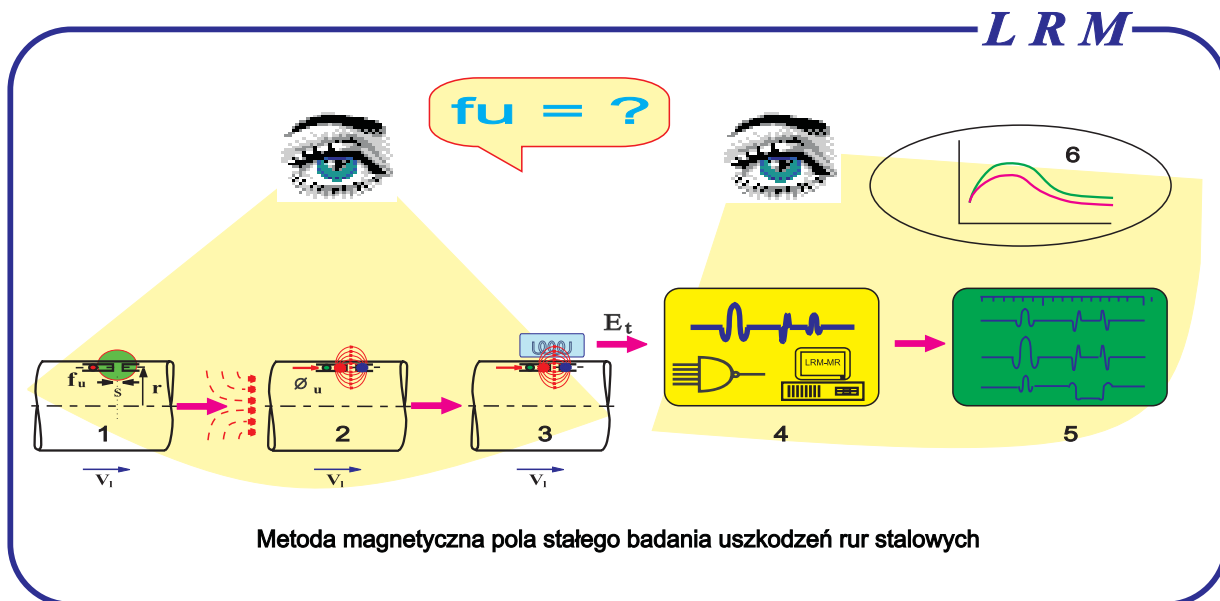
Rys. 3. Sondy LRM-EMAT-PR do pomiaru grubości ścianek rur kotłowych



Rys. 4. Próbkki odniesienia (wzorce pomiarowe) LRM-EMT- ST

Pomiar może być prowadzony w sposób ciągły zmierzający do wyszukania miejsc o minimalnej grubości ścianki. Mogą być robione A-skany i B-skany. Pomiary grubości ścianek rur kotłowych sondami LRM-EMAT mogą być prowadzone zdalnie w temperaturze do 80°, gdyż sonda wyposażona w magnes trwały sama trzyma się badanej rury.

Szlifowane na rurze miejsca pomiarów grubości ścianek tradycyjną metodą ultradźwiękową są narażone na zwiększoną korozję po oddaniu kotła do eksploatacji.



Rys.5. Zasada działania metody MFL.

W urządzeniu analizująco-rejestrującym LRM®-XXI (4) na sygnały diagnostyczne (5), które wraz z zależnościami kalibracyjnymi systemu pomiarowego umożliwiają identyfikację uszkodzeń rur.

#### Technologia badań rurek

Badania przeprowadzane są za pomocą sond wewnętrznych, lub zewnętrznych. Sposób badania podyktowany jest dostępem do rur od wewnątrz lub od zewnątrz.

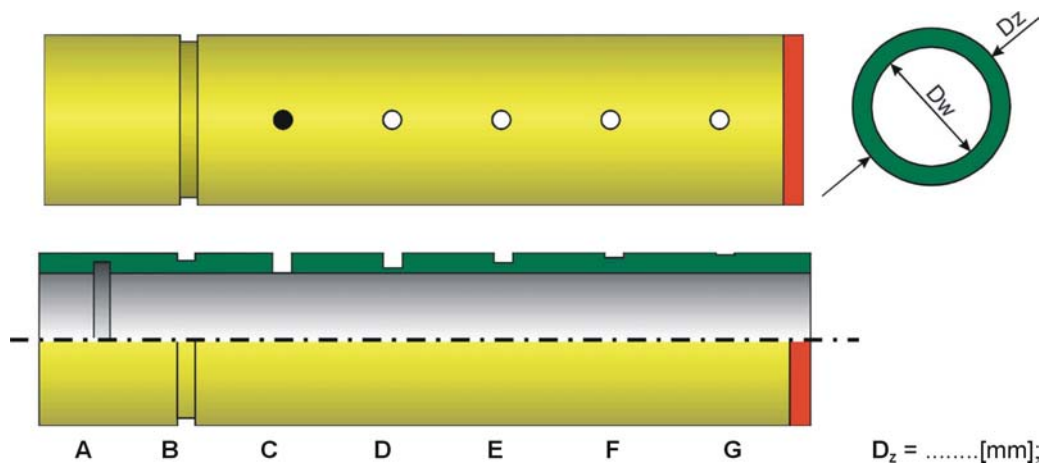
- Metoda badań od ścianki wewnętrznej rurki polega na wprowadzeniu do rurek sondy LRM®-RS zawierającej układ magnetyczny z magnesami ziem rzadkich, zestaw czujników indukcyjnych LRM®-LF do wykrywania i mierzenia lokalnych zmian przekroju rurek (dziury, wżery korozyjne na wewnętrznych lub zewnętrznych ściankach rurki, pęknięcia i lokalne uszkodzenia mechaniczne; czujnik hallotronowy LRM®-LMA wykrywa i mierzy długie zmiany przekroju rurek jak starcia, pocienienie ścianek rury spowodowane korozją.

- Metoda badań od ścianki zewnętrznej rurki polega na przesuwaniu po rurkach od ścianki zewnętrznej magnetycznych głowic pomiarowych LRM®-MH.

Wyniki badań są gromadzone w mikrokomputerze za pośrednictwem rejestratora LRM®-XXI, obrazowane graficznie i porównywane z poprzednimi badaniami za pomocą programu komputerowego LRM®Tube.

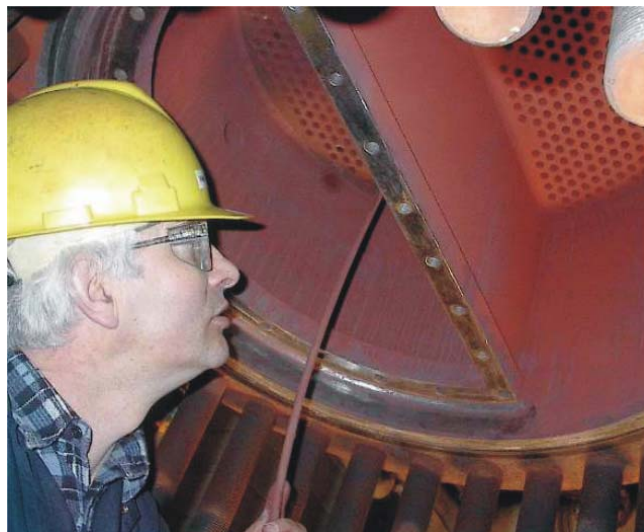
Przed rozpoczęciem badań i na końcu badań układ pomiarowy kalibrowany jest z wykorzystaniem wzorca kalibracyjnego uszkodzeń LRM®-RW, wykonanego dla badanych rur.

Badanie każdej rurki ogląda się na ekranie, rejestruje się na kilku kanałowym rejestratorze papierowym i na twardym dysku mikrokomputera. Dane uzyskane z przeprowadzonych badań interpretowane są wstępnie już w trakcie prowadzenia inspekcji, co pozwala na bieżące uzyskiwanie wstępnych wyników oraz znaczne skrócenie czasu całego badania.



Rys.6. Wzorec kalibracyjny LRM® - RW

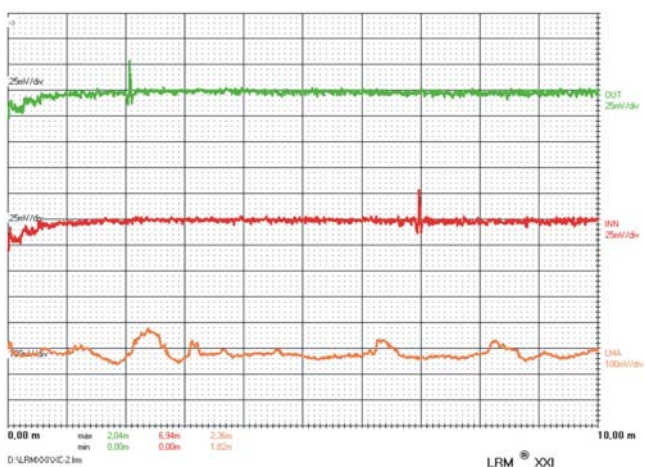




Rys.7. Badania nieniszczące rur stalowych



Rys. 8. Polski System Diagnostyczny LRM®-XXI do badania rur stalowych



Rys. 9. Typowy wynik badania rur metodą MFL Systemem Diagnostycznych LRM® -XXI

## Wnioski

1. Badania magnetyczne rur stalowych mają podstawowe znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności eksploatacji urządzeń wymiany ciepła.
2. Sondy pomiarowe LRM-EMAT i LRM-RS i magnetyczne głowice pomiarowe LRM-MH pozwalają na badanie stanu technicznego rur stalowych od wewnątrz i od zewnątrz rury.

## LITERATURA

- [1] Martyna R.: Metodyka badań magnetycznych Rur 3/LRM/ rury. Kraków 2001
- [2] Bergander M., Martyna R.: Preventive Maintenance and Testing of Mining Ropes, Proc. of International Mining Expo, Las Vegas, NV, USA, October 2000
- [3] Martyna R.: Method of Steel Ropes Magnetic Testing Potential, Conditions and Problems. Round Table O.I.P.E.E.C LONDON 1998
- [4] Martyna R.: Sensor of a Magnetic Defectograph for Determination of Long Section Variations. European patent No 86102741.5
- [5] Martyna R.: A Mathematical Model of the transformation of a Rope Defect into a Magnetic Stray Field. Round Table O.I.P.E.E.C. „How Safe is a Rope? Cracow, 1981
- [6] Martyna R.: Magnetic measurement heads for testing of ropes in difficult environmental conditions. Modernization of Hoisting Machines – Reliability and Safety '95. Gliwice, 1995



## Awaria pompy wody zasilającej spowodowana korozją nowych rur wymiennika regeneracji średnioprężnej

W *Elektrowni Siersza* nie zanotowano do tej pory takich przypadków i okoliczności, jakie towarzyszyły uszkodzeniom pompy wody zasilającej kocioł nr 3. Uszkodzeniom (zatarciu) uległy tarcza i przeciwtarcza odciążająca pompy PZG-32. Powodem uszkodzenia było zmniejszenie się przepływu wody zasilającej do powierzchni współpracujących odciążenia. Wcześniej, to jest w okresie od 6 grudnia 2004 do 14 lutego 2005 blok nr 3 był w remoncie kapitalnym.

W ramach prowadzonych prac remontowych w układzie wodno-parowym wykonano:

- częściową wymianę rur ekranowych,
- chemiczne czyszczenie kotła,
- wymianę wkładu rurowego wymiennika SP-34 na nowy.

Po uruchomieniu bloku po remoncie kapitalnym, wystąpiła po około dwumiesięcznym okresie eksploatacji pierwsza awaria (zatarcie) na pompie głównej wody zasilającej PZG-32.

W miejscach wystąpienia zatarć jak również w samej pompie stwierdzono osady koloru czarnego o własnościach ferromagnetycznych. Po naprawie pompy i po kolejnych sześciu tygodniach pracy bloku nr 3 wystąpiła identyczna awaria pompy PZG-32. Przeprowadzone oględziny elementów uszkodzonych jak i samej pompy wykazały obecność na jej powierzchniach takich samych osadów jak w czasie pierwszej awarii. Przeprowadzona kontrola pompy wstępnej i przyległych do niej rurociągów wykazała, że kolor powierzchni tych elementów różni się od koloru powierzchni pompy głównej. Kolor ten nie jest czarny, a rudobrazowy. W tym czasie pobrano z elementów pompy PZG-32 osady i przekazano je do badań w *P.U.N.T Pro Novum*. Badania tych osadów miały pomóc w ustaleniu przyczyn awarii pompy.

### Analiza osadów pobranych z pompy PZ-32

Osady do badań pobrano z elementów uszkodzonych po pierwszej i drugiej awarii pompy PZG-32. Oba osady miały własności ferromagnetyczne, co w pierwszej chwili wskazywało, że są to tlenki żelaza typu magnetyt. Trudniejsze było jednak wskazanie miejsc uwalniania się tlenków żelaza o charakterze magnetytu i ich przenoszenia w rejon głównej pompy zasilającej. Również kolor osadów nie w pełni wskazywał na to, że jest to magnetyt. Ponieważ ilości pobranych osadów była niewielka postanowiono wykonać analizę rentgenograficzną obu próbek osadów.

Średnie wyniki tej analizy przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1

Skład pierwiastkowy	Jednostka	Osad z PZ 32 - kwiecień			Osad z PZ 32 - czerwiec		
		analiza 1	analiza 2	średnia	analiza 1	analiza 2	średnia
C	% <sub>wsp</sub>	4,73	1,34	3,04	-	0,41	0,41
O	% <sub>wsp</sub>	27,76	24,91	25,81	21,76	25,76	23,7
Al	% <sub>wsp</sub>	0,14	0,20	0,17	-	-	-
Si	% <sub>wsp</sub>	0,14	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12
Cr	% <sub>wsp</sub>	0,40	0,49	0,44	0,25	0,18	0,21
Fe	% <sub>wsp</sub>	66,43	72,11	69,27	76,34	71,54	73,94
Cu	% <sub>wsp</sub>	0,82	0,55	0,76	0,45	1,10	0,77
Zn	% <sub>wsp</sub>	0,63	0,26	0,44	1,08	0,90	0,99
Razem	% <sub>wsp</sub>	100,0	100,0		100,0	100,0	

Na podstawie uzyskanych wyników analiz rentgenograficznych można stwierdzić, że głównym składnikiem osadów są tlenki żelaza oraz nieduża ilość tlenków miedzi i cynku. Analizując udział procentowy poszczególnych pierwiastków można stwierdzić, że udział żelaza do tlenu jest bardzo zbliżony do teoretycznego udziału tych pierwiastków w tlenku żelaza FeO. Nie jest to forma krystaliczna tlenku żelaza FeO tworząca się na powierzchni żelaza w temperaturze powyżej 5600 °C, a forma drobnoziarnistego, bezpostaciowego tlenku żelaza tworzącego się w wyniku działania temperatury na produkty korozji. Uzyskane wyniki badań rentgenograficznych osadów jak również stwierdzone różnice w kolorze tlenków na pompie głównej (czarne) i pompie wstępnej (rude) wskazywałyby na to, że osady przedostające się na pompę główną wody zasilającej muszą być uwalniane z wymienników regeneracji średnioprężnej. Wskazywały również na to wyniki badań zawartości żelaza w wodzie zasilającej przed pompą niskiego ciśnienia i po pompie głównej. Ilości żelaza w wodzie po pompie głównej były kilkakrotnie wyższe od zawartości żelaza w wodzie po zbiorniku zasilającym.

Na podstawie wyników tych badań postanowiono odstawić blok nr 3 z ruchu i przeprowadzić kontrolę wewnętrznych powierzchni pracującej pompy PZG-31 i wymiennika SP-34, na którym zabudowano nowy wkład rurowy.

### Ocena stanu powierzchni wewnętrznej wymiennika SP-34 i pompy PZG-31

Po odstawieniu bloku i wymontowaniu wkładu rurowego z wymiennika SP-34 przeprowadzono:

- ocenę wizualną stanu powierzchni zewnętrznej nowego wkładu rurowego wymiennika SP-34,
- ocenę wizualną stanu powierzchni wewnętrznej zbiornika wody zasilającej kotła nr 3,
- badania endoskopowe stanu powierzchni wewnętrznej rurek nowego wkładu wymiennika SP-34,
- badania endoskopowe dostępnych wewnętrznych powierzchni (rejon tłoczenia) pompy głównej wody zasilającej PZG-31.

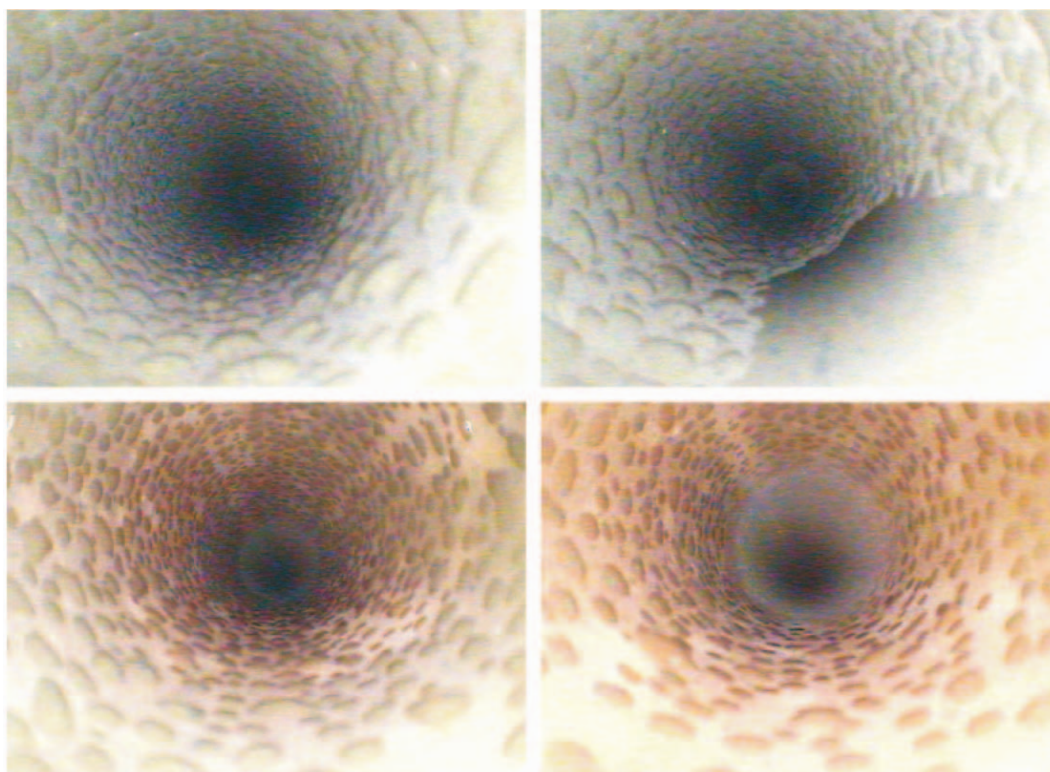
W tym też czasie pobrano również do analizy osady znajdujące się w komorze wodnej wymiennika SP-34. Osadów tych była dość znaczna ilość. Pobrano również wycinek rurki z wymiennika do analizy składu chemicznego metalu.

Na podstawie wizualnej oceny stanu powierzchni zewnętrznej wkładu rurowego wymiennika stwierdzono, że:

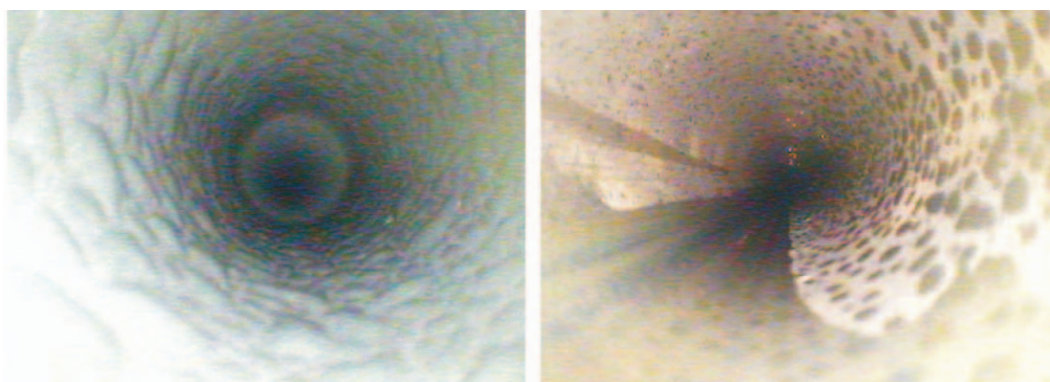
- stan rurek wymiennika po stronie parowej nie budzi zastrzeżeń; pokryte są one niewielką ilością pylistych osadów tlenkowych o barwie brunatnej do czarnej w zależności od miejsca usytuowania do rejonu wlotu pary;
- na rurekach nie występują uszkodzenia korozyjne.

Przeprowadzona kontrola stanu czystości powierzchni wewnętrznej zbiornika wody zasilającej nie wykazała występowania zwiększonej ilości osadów tak na ściankach jak i na dnie zbiornika. Stan zbiornika typowy nie różniący się od innych zbiorników eksploatowanych w identycznych reżimach chemicznych jak blok nr 3.

W wyniku przeprowadzonych badań endoskopowych powierzchni wewnętrznej rurek (po stronie wodnej) stwierdzono znaczne ilości czarnych, luźnych, bardzo drobnych osadów tlenkowych na rurach wymiennika w szczególności po stronie wylotowej wody, w miejscach najbardziej obciążonych cieplnie (w rejonie wlotu pary do wymiennika). Osady te mają formę charakterystycznych „wysepek” pokrywających cały obwód rurki (rys. 1 – 6). Na pozostałym obszarze osad ten ma formę jednorodnej, pylistej warstwy (rys. 7 – 10).



Rys. 1 – 4. Strona wylotu wody, miejsca najbardziej obciążone cieplnie

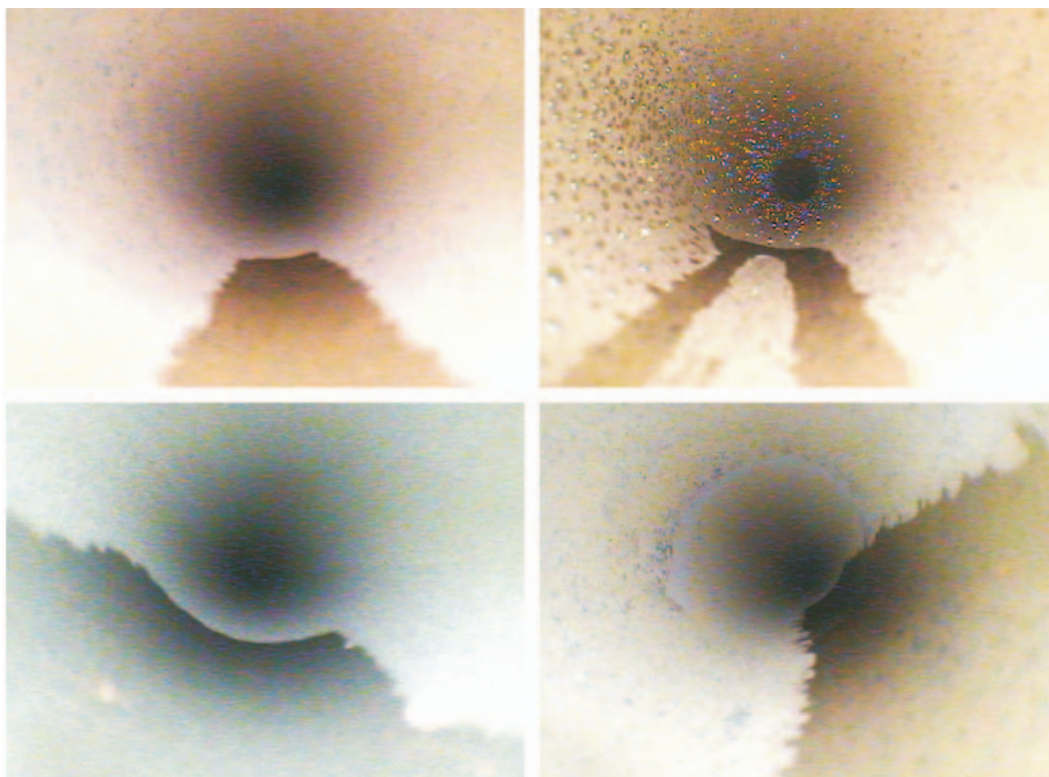


Rys. 5 – 6. Strona wylotu wody, miejsca najbardziej obciążone cieplnie

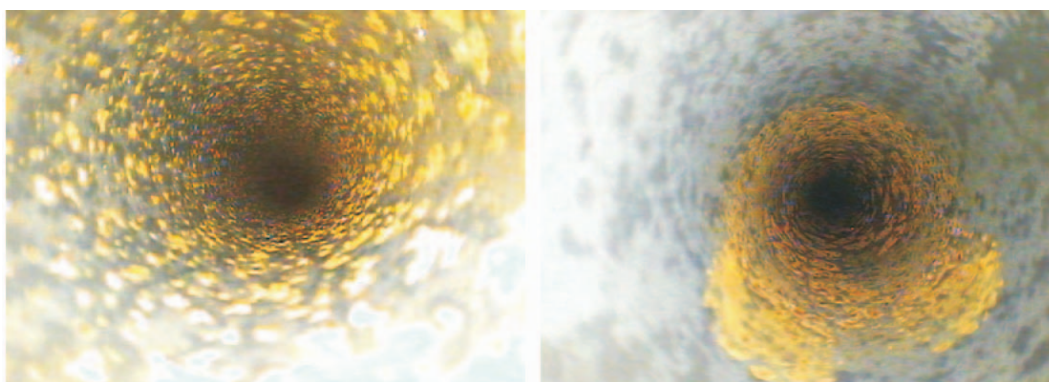


Na rysunkach 7 – 10 można zaobserwować ślad po przesuwaniu się endoskopu po powierzchni rurki. Pokazuje to, że oprócz osadów występujących w formie wyspekowatej całe powierzchnie rurek są pokryte warstwą bardzo drobnych osadów.

Po stronie wlotu wody do wymiennika ilość osadów na wewnętrznych powierzchniach rurek jest mniejsza niż po stronie wylotowej, widoczne natomiast są produkty korozji elektrochemicznej metalu (rysunki 11 – 12).



Rys. 7 – 10. Strona wylotu wody, jednorodna powierzchnia pylistych osadów



Rys. 11 - 12. Strona wlotu wody do wymiennika

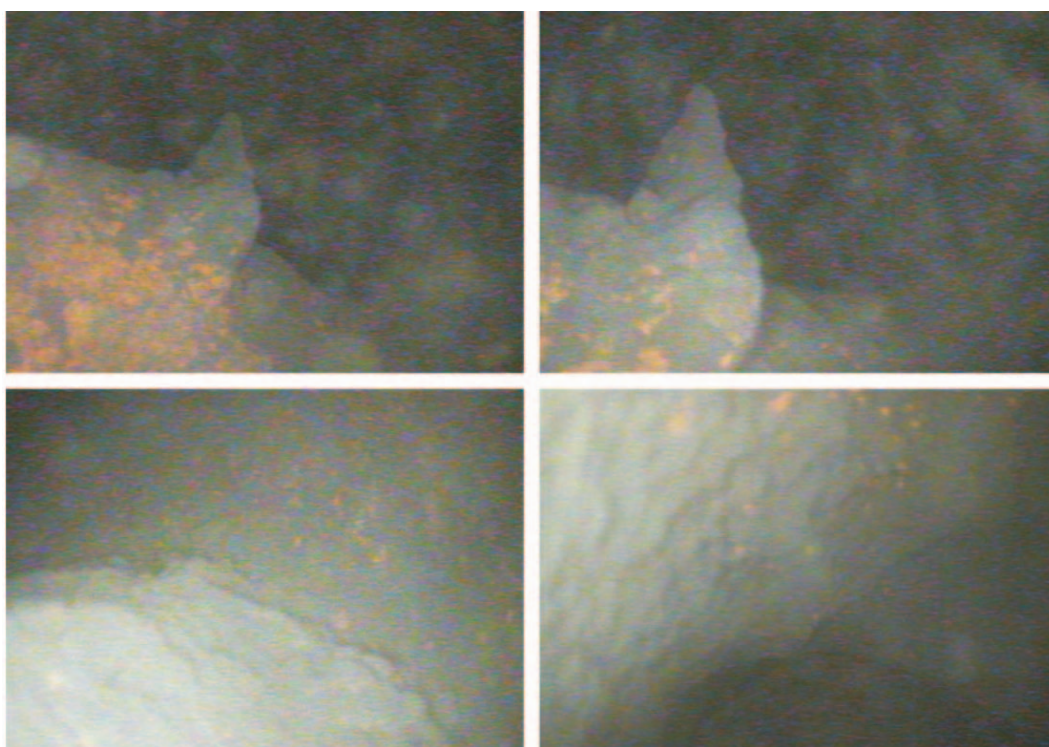
Na powierzchniach wewnętrznych nie stwierdzono występowania wżerów korozyjnych mających charakter korozji anodowej. W wyniku przeprowadzonych oględzin endoskopowych dostępnych miejsc w rejonie tłoczenia pompy stwierdzono, że w wodzie pozostałej w pompie

znajduje się znaczna ilość pływających lub unoszących się w formie „kożucha” osadów (rys. 13 – 16). Również na elementach korpusu pompy oraz kierownicach stwierdzono występowanie czarnego, osadu, tworzącego miejscami większe skupiska (rys. 17 – 20).





Rys. 13 – 16



Rys. 17 – 20

Pobrane osady z komory wodnej wymiennika SP-34 poddano badaniom rentgenograficznym oraz chemicznym.

Wyniki tych badań są identyczne jak wyniki badań osadów pobranych z uszkodzonych elementów pompy. Przeprowadzone próby rozpuszczania osadów w kwasie

solnym wykazały dobrą ich rozpuszczalność, czym w zasadniczy sposób różnią się od rozpuszczalności magnezytu w kwasie. Przeprowadzone oględziny oraz badania endoskopowe rurek wymiennika i pompy głównej wskazują, że głównym emitorem osadów jest nowy wkład rurowy wymiennika SP-34.

## Badania metaloznawcze materiału rurki

W świetle powyższych wyników badań i doświadczeń konieczna stała się odpowiedź na pytanie: co jest przyczyną tak silnej korozji rurek wymiennika SP-34?

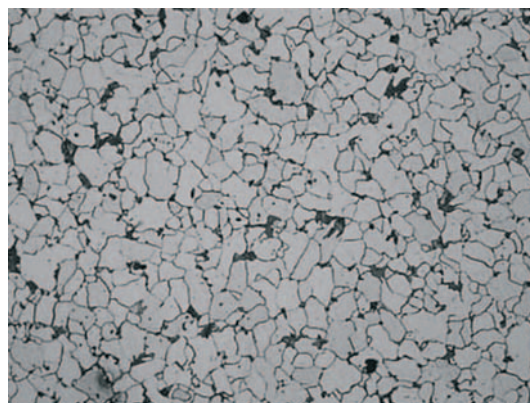
Z doświadczeń eksploatacyjnych *Elektrowni Siersza* wynikało, że nigdy w poprzednich latach nie stwierdzono zjawiska tak silnej korozji wewnętrznych powierzchni rurek wymiennika. Wkład rurowy wymieniony w lipcu 2004 roku na podgrzewaczu SP-36 nie powodował zakłóceń w eksploatacji bloku. W celu znalezienia odpowiedzi na postawione pytanie przeprowadzono badania metaloznawcze rurek wyciętych z wymiennika oraz rurki nowej niezabudowanej w wymienniku.

Przeprowadzone badania składu chemicznego materiału potwierdziły, że rurki pobrane z wymiennika SP-34 wykonano ze stali K-10 zgodnie z dokumentacją. Badania mikrostruktury rurki wyciętej z wymiennika wykazały, że struktura jest prawidłowa, podobna na całej grubości rurki. Jest to struktura ferrytyczno-perlityczna o wielkości ziaren ferrytu 7 i perlitu 8/9 wg PN-84/H-04507.

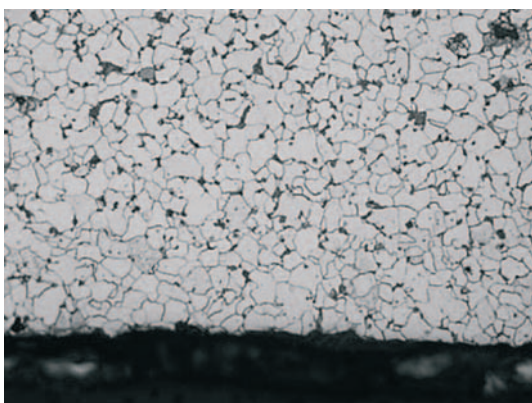
Na rysunkach 21 – 22 pokazano wygląd mikrostruktury przy powierzchni zewnętrznej, a na rysunkach 23 – 24 przy powierzchni wewnętrznej. Na rysunku 21 widoczne jest odwęglenie materiału (zewnętrzna powierzchnia) do głębokości 0,20 mm. Na rysunku 23 widoczna jest warstwa osadów korozyjnych na powierzchni wewnętrznej rurki.



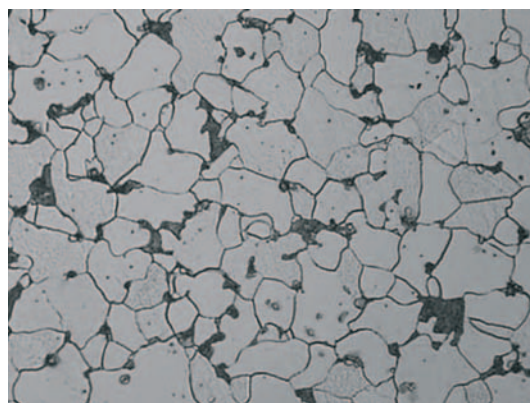
Rys. 21



Rys. 22



Rys. 23



Rys. 24

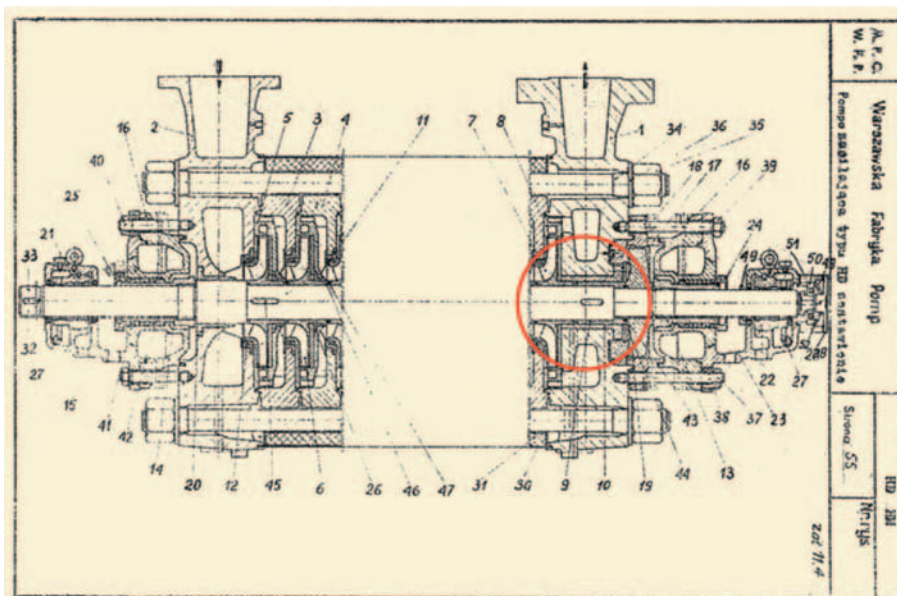


Rys. 25. Powierzchnia zewnętrzna



Rys. 26. Powierzchnia wewnętrzna

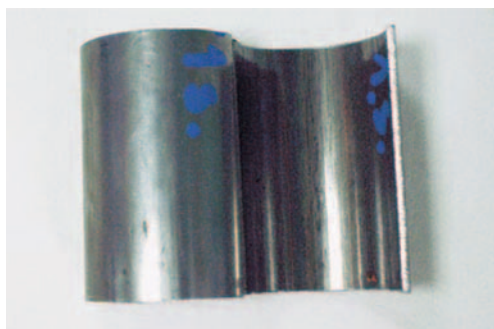




Rys. 28

Wykonano również badania nowego niezabudowanego odcinka rurki, z której wykonano wkład wymiennika SP-34. Wygląd powierzchni wewnętrznej i zewnętrznej nowej rurki pokazano na rysunkach 25 – 26.

Stwierdzono, że powierzchnia zewnętrzna nowej rurki jest pokryta tlenkową warstwą ochronną, gdy natomiast powierzchnia wewnętrzna jest metalicznie czysta i gładka (lśniąca). Na powierzchni tej nie występuje warstewka ochronna tlenku żelaza chroniąca metal przed procesami korozji elektrochemicznej. Brak tej warstewki oraz wpływ agresywnego środowiska, jakim jest natleniona woda były przyczyną procesów korozyjnych (korozja elektrochemiczna), w wyniku których na powierzchni wewnętrznej utworzyły się osady korozyjne. Pod wpływem temperatury osady te zmieniły swoją strukturę z wodorotlenowej na tlenkową i zmywane wodą były transportowane do pompy głównej wody zasilającej. Należy przypuszczać, że początkiem korozji była próba wodna wymiennika wykonana na wodzie zdeminiaralizowanej.



Rys. 27

W celu porównania na rysunku 27 pokazano powierzchnię wewnętrzną rurek nowych produkowanych kilka lat wcześniej w *Hucie Andrzej*.

Na rysunkach tych widoczna jest warstewka ochronna tlenku żelaza na powierzchni zewnętrznej i wewnętrznej chroniąca metal przed korozją.

Tłumaczy to, dlaczego w poprzednich latach nie notowano zakłóceń w pracy bloku i awarii pomp, pomimo że wymieniano również w wymiennikach regeneracyjnych wkłady rurowe na nowe.

## Podsumowanie

1. Przyczyną uszkodzenia pompy głównej wody zasilającej PZ-32 były osady (tlenki żelaza) znajdujące się w wodzie zasilającej, które wraz z wodą zostały wprowadzone w szczelinę (technologicznie ustawiana 0,2 mm) pomiędzy tuleją dystansową poz. 9 rys. 28 a wkładem korpusu tłoczego poz.10. Osady wytrącając się w szczelinie spowodowały ograniczenie przepływu wody zasilającej do powierzchni współpracujących elementów odciążenia powodując zacieranie się tych powierzchni.
2. Miejscem powstawania osadów korozyjnych był nowy wkład rurowy wymiennika regeneracyjnego SP-34. Powierzchnie wewnętrzne rurek wymiennika pozbawione warstewki ochronnej były aktywne korozyjnie, co w zetknięciu z wodą zdeminiaralizowaną (próba wodna), a później zasilającą wywołało silne procesy korozyjne metalu.

## LITERATURA

- [1] Jakubik A.: Uszkodzenia niemechaniczne urządzeń ciepłych elektrowni. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne. Warszawa 1974
- [2] Śliwa A.: Opracowanie technologii modyfikacji powierzchni produkowanych rur 33 x 1,5 mm ze stali R35 z przeznaczeniem do wyparek cukrowniczych dla zapewnienia bezusterkowej ich pracy w okresie kilkuletniej eksploatacji. Sprawozdanie *Pro Novum* nr 36.1157/2001

**pronovum**<sup>®</sup>  
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES

40-534 Katowice, ul. Czajek 41  
www.pronovum.com.pl  
e-mail: enter@pronovum.com.pl