

## Uszkodzenia korozyjne węzownic przegrzewaczy pary

W ostatnich kilku latach coraz częściej obserwuje się uszkodzenia węzownic przegrzewaczy pary. Występują one zarówno na przegrzewaczach pary świeżej jak również na przegrzewaczach pary wtórnej.

W pewnym stopniu wiąże się to z faktem, że czas pracy elementów kotłów o długoletnim okresie eksploatacji zbliża się do końca okresu obliczeniowego, a występujące uszkodzenia są wynikiem procesu starzenia materiałów. Własności mechaniczne stali energetycznych, takie jak sprężystość, granica plastyczności, wytrzymałość czy udarność ulegają obniżeniu. Wzrasta szybkość procesów pełzania i pęknięcia oraz występuje zjawisko kruchości materiału.

Na szybkość procesu starzenia metalu, z którego są wykonane węzownice przegrzewaczy, ma wpływ nie tylko temperatura pary i wielkość naprężeń, ale także zmęczenie mechaniczne i ciepłe materiały związane z liczbą uruchomień i odstawień kotła. Sposób eksploatacji bloków energetycznych w nietypowych warunkach, takich jak:

- niska moc bloku,
- krótkie okresy eksploatacji,
- wymuszanie szybkich zmian obciążeń,

w znaczący sposób wpływa na zwiększenie liczby uszkodzeń elementów kotła, w tym węzownic przegrzewaczy pary.

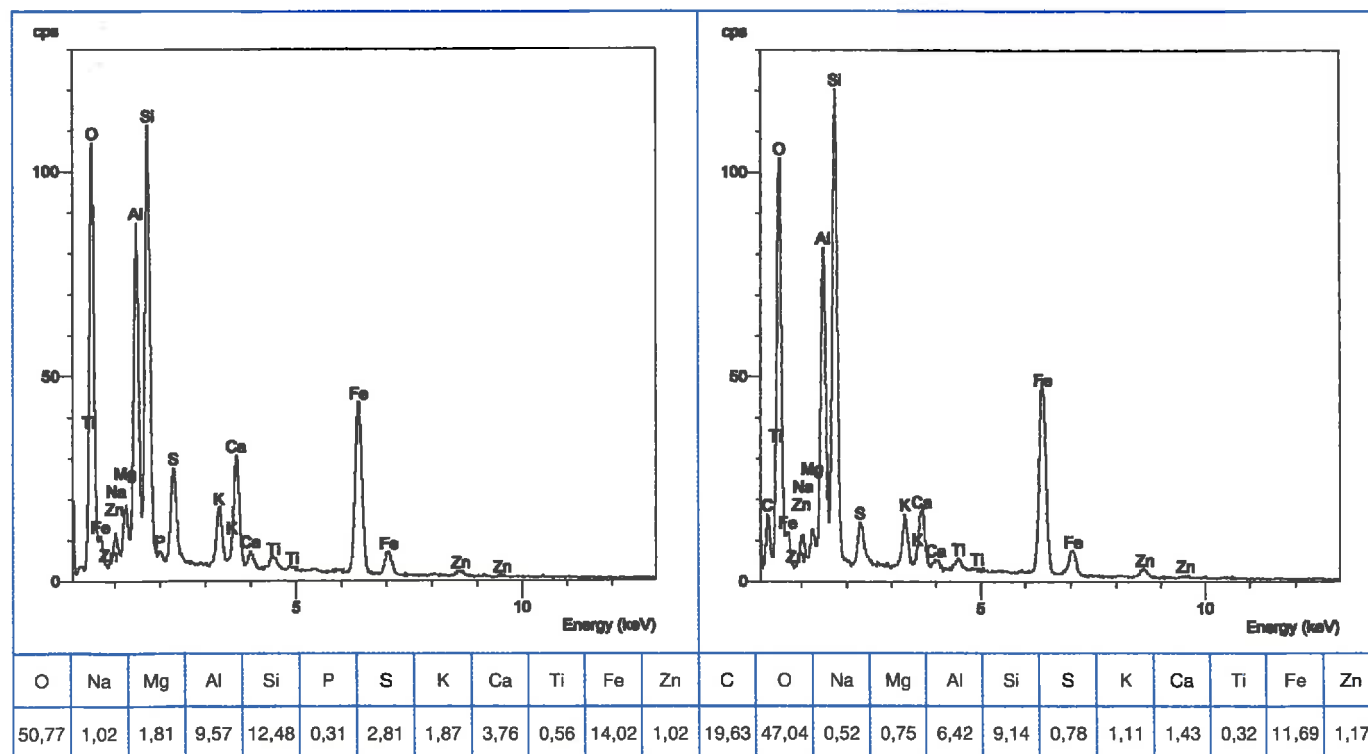
Zwłaszcza węzownice przegrzewaczy pary wtórnej pracują w wyjątkowo trudnych warunkach temperaturowych.

W stanach niustalonych pracy bloku (zmiany obciążeń) przez przegrzewacze przepływa okresowo mniejsza ilość pary o zmniejszonym ciśnieniu, co powoduje, że chłodzenie węzownic, które zależy od szybkości przepływu czynnika, jest niewystarczające i przyczynia się do wzrostu temperatury ścianki. Jeżeli temperatura ścianki przekroczy nawet nieznacznie wartości dopuszczalne dla określonej stali, z której wykonane są węzownice, następuje ubytek grubości ścianki wskutek korozji, a na powierzchni wewnętrznej szybko wzrasta grubość warstwy tlenkowej. Im większa częstotliwość występowania stanów niustalonych, tym mniejsza trwałość węzownic przegrzewaczy pary wtórnej.

Na uszkodzenia przegrzewaczy pary pierwszych stopni wpływ mają procesy korozyjne powodowane przepływem wilgotnej pary zawierającej agresywne sole i zanieczyszczenia tlenkowe wody kotłowej. Uszkodzenia te, będące wynikiem procesów korozji zmęczeniowej, umiejscowione są najczęściej na wewnętrznych powierzchniach kolan w obojętnej strefie gięcia. Na trwałość węzownic przegrzewaczy duży wpływ mają ponadto agresywne składniki spalin i popiołów, które powodują korozję zewnętrznych powierzchni rur przegrzewaczy oraz ich korozyjne i erozyjne uszkodzenia (np. tab. 1, rys. 1 – 4).

Skład osadów na powierzchni zewnętrznej podgrzewaczy, %

Tabela 1





Rys. 1



Rys. 2



Rys. 3



Rys. 4

### Korozja węzownic przegrzewaczy od strony spalin

W ostatnich latach w ramach działań diagnostycznych prowadzonych w *Pro Novum* coraz większy udział mają prace nad przyczynami uszkodzeń korozyjnych węzownic przegrzewaczy pary, umiejscowionych w rejonie przeważu kotła. Szczególnie często ulegają uszkodzeniu przegrzewacze pary wtórnej, zazwyczaj umiejscowione w tych rejonach kotła.

Pogorszone warunki pracy przegrzewaczy pary pierwotnej i wtórnej powodowane są głównie wzrostem temperatury spalin oraz wzrostem zawartości części palnych w popiele, które niejednokrotnie dopalają się w rejonie przegrzewaczy. Wpływ na to ma sposób niskiemisyjnego spalania wynikający z konieczności redukcji  $\text{NO}_x$  w spalinach.

Kontrolowane doprowadzanie powietrza do procesu spalania, utrzymywanie jednakowej temperatury spalin na całej wysokości komory paleniskowej, zła jakość spalanych węgla, lotny popiół zawierający agresywne związki siarki, sodu, chloru (osadzające się na węzownicach przegrzewaczy pary, których temp. metalu wynosi 510 – 590°C) sprzyjają procesom korozyjnym i erozyjnym zachodzącym na powierzchni zewnętrznej węzownic przegrzewaczy.

Są to procesy określane jako korozja wysokotemperaturowa przegrzewaczy pary powodująca ubytki grubości ścianek.

Na rysunkach 5 – 8 przedstawiono wygląd i miejsca uszkodzeń powierzchni zewnętrznej rur przegrzewaczy pary.

### Uszkodzenia węzownic przegrzewaczy pary spowodowane przegrzaniem materiałów

Gdyby węzownice przegrzewaczy pary pracowały w warunkach założonych przez konstruktora kotła, to ich obliczeniowy czas pracy powinien wynosić 150 000 godzin. Niestety, rzeczywiste temperatury pracy przegrzewaczy, szczególnie w stanach nieustalonych, niejednokrotnie przekraczają temperatury obliczeniowe.

W wyniku procesów utleniania zachodzących na powierzchni wewnętrznej rur przegrzewacza następuje szybki przyrost warstwy tlenków pogarszający proces wymiany ciepła. Stan ten powoduje ubytek grubości i wzrost naprężeń w materiale rury. Następstwem tego jest degradacja struktury rury i jej uszkodzenie.

Na rysunkach 9 – 12 przedstawiono struktury materiału rur przegrzewaczy, które uległy uszkodzeniu.





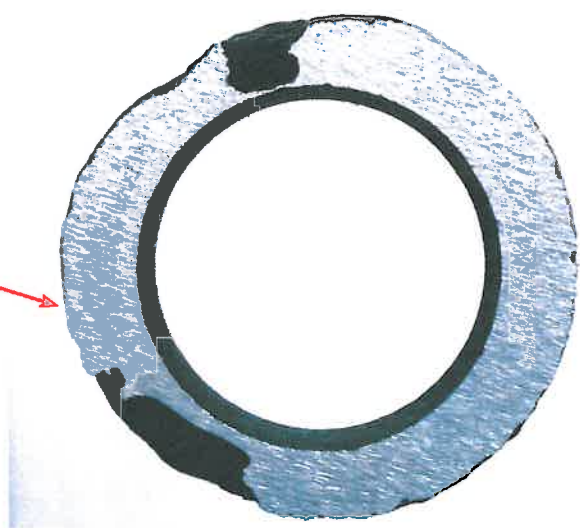
Rys. 5



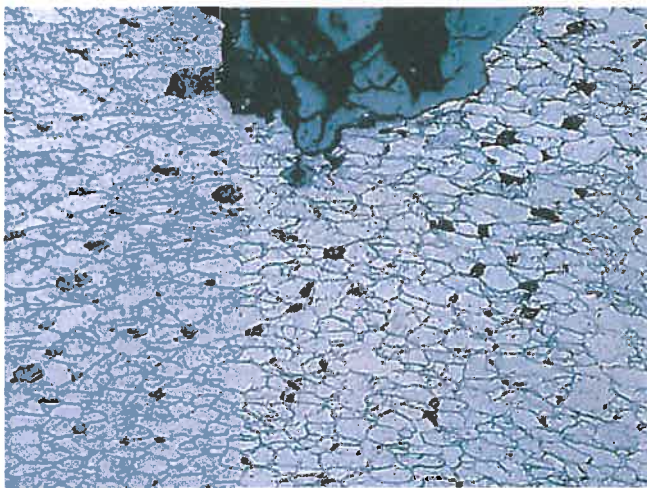
Rys. 6



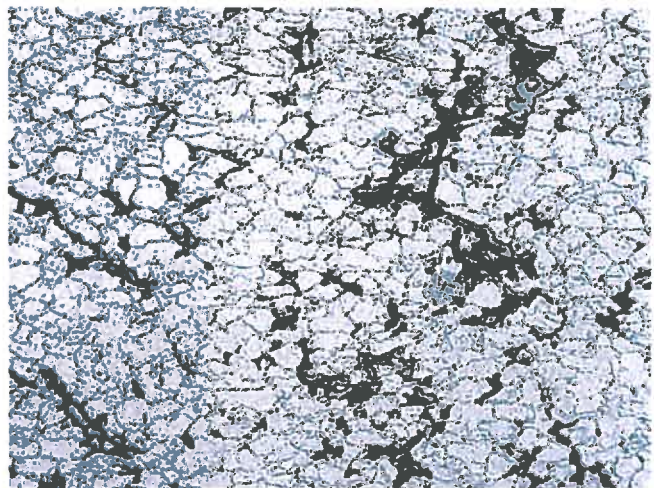
Rys. 7



Rys. 8



Rys. 9. Degradacja struktury z licznymi pustkami pelzaniowymi oraz deformacją ziarna

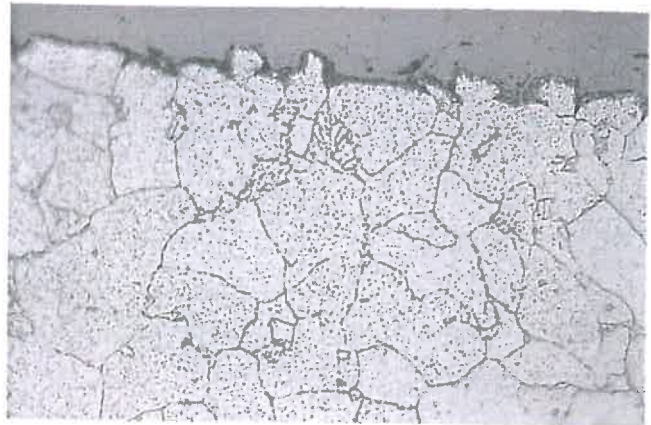


Rys. 10. Wzrost ziarna, koagulacja i wydzielania węglików, praca w temperaturach wyższych niż 700°C





Rys. 11. Struktura ferrytyczno-bainityczną o wielkości ziarna ferrytu 8/9 i bainitu 7/9 wg PN-84/H-04507; wydzielenia węglików wewnątrz i po granicy ziaren



Rys. 12. Struktura w obszarze wylizania – struktura ferrytyczno-bainityczna z licznymi wydzieleniami węglików na granicy ziaren

Przyrost grubości warstwy tlenków na powierzchniach wewnętrznych rur przegrzewacza wpływa na pogorszenie warunków pracy metalu na skutek wzrostu temperatury ścianki. Każdy wzrost grubości warstwy tlenków o 0,015 mm podnosi temperaturę ścianki o 1°C. Prowadzi to w konsekwencji do przegrzania materiału rury i jej uszkodzenia.

Sytuacja taka ulega dodatkowo pogorszeniu, jeżeli do pary przedostają się sole zawarte w wodzie kotłowej (zła praca separacji) lub zasilającej (wtryski). Występują wtedy dodatkowe procesy korozyjne, w wyniku których powstają osady, głównie fosforanów sodu i żelaza, osadzające się najczęściej w kolanach węzownic

przegrzewaczy. Osady te ulegają spiekaniu zmniejszając przekrój czynny dla przepływającej pary. Wpływa to na ograniczenie odbioru ciepła w konsekwencji doprowadzając do uszkodzenia rur przegrzewacza.

Na rysunkach 13 – 16 pokazano rury przegrzewacza pary świeżej ze spieczonymi osadami.

Znaczna liczba uszkodzeń przegrzewaczy pary wtórnej została również spowodowana zmniejszeniem przepływu pary na skutek ograniczonej drożności rur odspojonymi od powierzchni wewnętrznej tlenkami lub znajdującymi się w nich ciałami obcymi (zanieczyszczenia poremontowe).



Rys. 13



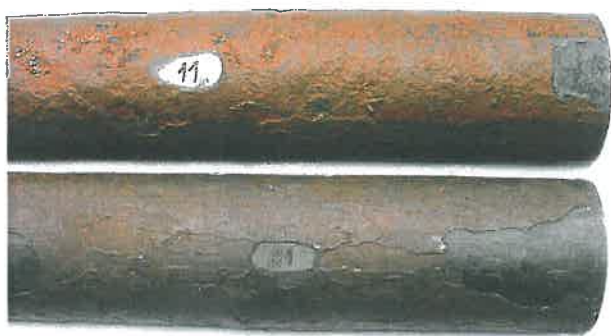
Rys. 14



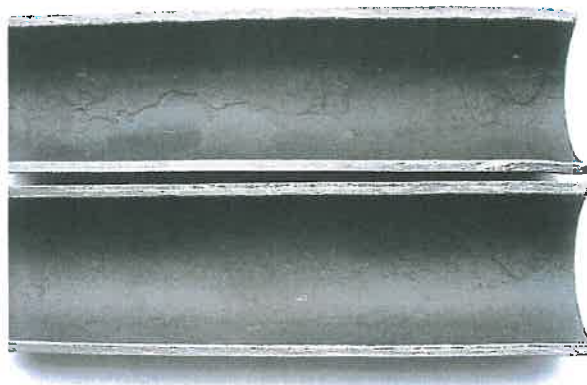
Rys. 15



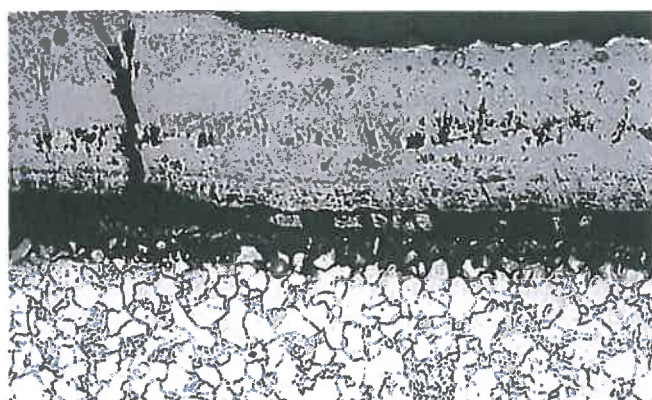
Rys. 16



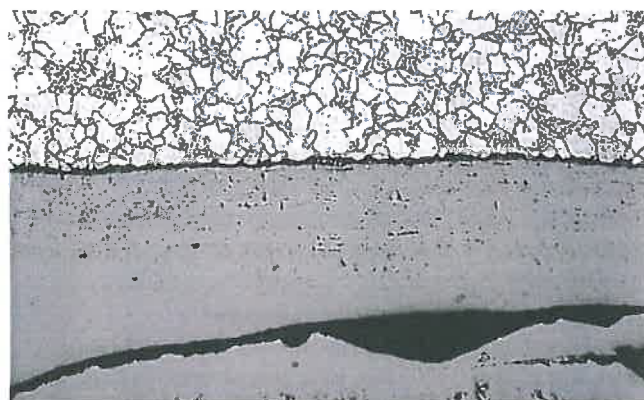
Rys. 17



Rys. 18



Rys. 19. Strona zewnętrzna



Rys. 20. Strona wewnętrzna

Na rysunkach 17 i 18 pokazano powierzchnie zewnętrzną i wewnętrzną rury przegrzewacza pary wtórnej II°. Grubość warstwy tlenków na wewnętrznej powierzchni rury waha się w granicach 0,35 – 0,53 mm, co odpowiada ok. 1300 – 1900 g/m<sup>2</sup> tlenków.

Na rysunkach 19 i 20 przedstawiono strukturę metalograficzną wymienionej rury z warstwą tlenków na jej powierzchni zewnętrznej i wewnętrznej.

Im grubsza warstwa tlenków na powierzchni wewnętrznej rur przegrzewacza, tym mniej jest ona odporna na zmiany temperatury. Różnice w wydłużeniu cieplnym pomiędzy metalem a tlenkami powodują ich pękanie i odpadanie z powierzchni metalu. Odpadające tlenki mogą czopować kolana lub okolice spoin ograniczając przepływ pary, co w konsekwencji prowadzi do przegrzania rury.

W wyniku opisanych zjawisk, jak również wzrastającej liczby uszkodzeń rur węzownic pary powstaje pytanie co w takiej sytuacji należy czynić, ażeby ograniczyć liczbę odstawień awaryjnych kotłów, a tym samym zwiększyć pewność ich pracy?

Jakie rozwiązania techniczne przyjąć i czy należy:

- prowadzić procesy chemicznego czyszczenia rur przegrzewacza pary eksploatowanych?
- wprowadzić procesy dmuchania kotłów w trakcie remontów bez chemicznego ich czyszczenia?
- chemicznie czyścić kotły wraz z przegrzewaczami pary i następnie prowadzić procesy dmuchania przegrzewacza pary?

Odpowiedzi na te pytania oczekuje się również od inżynierów–chemików zatrudnionych w energetyce i ośrodkach badawczych działających w energetyce.

Niniejszy artykuł jest głosem w dyskusji nad tym problemem i przedstawia stanowiska *Pro Novum* na ten temat.

### Chemiczne czyszczenie przegrzewaczy pary

Z doświadczeń *Pro Novum* wyniesionych z pracy w Południowym Okręgu Energetycznym wynika, że przeprowadzenie chemicznego czyszczenia przegrzewaczy pary w kotłach długo eksploatowanych obarczone jest pewnym ryzykiem. Po takich procesach stwierdzano występowanie uszkodzeń węzownic przegrzewaczy na skutek zatykania ich tlenkami i osadami, które nie zostały rozpuszczone w kwasie i nie udało się ich usunąć hydraulicznie z węzownic przegrzewaczy nawet przy zastosowaniu pomp o dużych wydajnościach. Im grubsze warstwy tlenków znajdujących się na powierzchniach wewnętrznych rur przegrzewaczy, tym większe trudności z ich wyprowadzeniem z węzownic i większe ryzyko awarii. Próby wydmuchiwania odspojonych w czasie chemicznego czyszczenia zanieczyszczeń z rur przegrzewacza nie kończyły się sukcesem. Pozytywne rezultaty czyszczenia powierzchni wewnętrznych węzownic przegrzewaczy w wyniku ich chemicznego czyszczenia i dmuchania uzyskiwano tylko dla przegrzewaczy nowych. Wyniki badań i pomiarów ilości tlenków i osadów w rurkach przegrzewaczy szeregu eksploatowanych kotłów wynoszące od 2000 – 3500 g/m<sup>2</sup> rury (grubość osadów tlenkowych ok. 0,55–1 mm), dowodzą, że ryzyko związane z zastosowaniem procesu ich chemicznego czyszczenia i zapewnienia ich dalszej bezawaryjnej pracy jest duże.



W tej sytuacji należałoby się zastanowić i określić normy i zasady, przy jakich grubościach tlenków na powierzchniach wewnętrznych przegrzewaczy można stosować proces ich chemicznego czyszczenia. Jeżeli przyjąć taki kierunek działania, to zdaniem *Pro Novum* eksploatowane przegrzewacze należałoby oczyszczać chemicznie już przy ilości tlenków 600 – 700 g/m<sup>2</sup>, co odpowiada grubości ok. 0,2 mm.

## Proces dmuchania przegrzewaczy pary

Tzw. dmuchanie eksploatowanych przegrzewaczy pary, mające na celu zmniejszenie grubości warstw tlenkowych w węzownikach przegrzewaczy, może być pewnym rozwiązaniem, chociaż trudno określić, na ile skuteczny.

Na skuteczność tego procesu mają wpływ:

- struktura i grubość warstwy osadów,
- szybkość przepływu pary przez poszczególne rury przegrzewacza,
- parametry przepływającej pary,
- czas i liczba poszczególnych przedmuchiwań,
- rozwiązania technologiczne instalacji pomocniczej.

Decydując się na przeprowadzenie procesu dmuchania przegrzewaczy pary o długim okresie eksploatacji należy założyć, że powinien maksymalnie usunąć osady tlenkowe znajdujące się na powierzchniach wewnętrznych rur przegrzewaczy.

Jeżeli uwzględnimy, że grubość warstw tlenkowych może być znaczna, czyli 500 – 600 µm (i więcej), a głównym składnikiem jest magnetyt, to usunięcie ich będzie bardzo trudne.

Obecnie stosowane technologie dmuchania przegrzewaczy nowych lub remontowanych, gdy głównym ich celem jest usunięcie luźnych zanieczyszczeń pomontażowych lub poronowanych, będą mało skuteczne w odniesieniu do kotłów długo eksploatowanych.

Również ewentualne naruszenie zwartości struktur tlenkowych, a nie usunięcie ich z przegrzewaczy w procesie dmuchania może skutkować powolnym odspajaniem się ich od powierzchni w trakcie eksploatacji, skutkiem czego zanieczyszczenia te niesione z parą będą uszkadzały elementy części przepływowej turbin.

Zdaniem *Pro Novum* chcąc wykorzystać dmuchanie kotła do usunięcia z powierzchni wewnętrznych przegrzewaczy nadmiernej nagromadzonej warstwy tlenków, należałoby prowadzić go przy parametrach:

- wydajność kotła 70 – 80%,
- prędkość przepływu pary w poszczególnych rurach przegrzewacza 1,5 wartości nominalnej.

Należy zaznaczyć, że przy takich prędkościach wypływu pary znacznie przekracza się prędkość dźwięku. Z kolei od wykonujących dmuchanie kotła żąda się dotrzymania wymagań ochrony środowiska dotyczących ograniczenia hałasu na granicy zakładu < 50 dB.

W celu spełnienia technologicznych parametrów przedmuchiwania kotła z jednoczesnym nieprzekraczaniem norm hałasu konieczne jest zastosowanie odpowiednio dużych tłumików. Ponieważ każdy tłumik jest również elementem dławiącym przepływ pary, musi być on skonstruowany tak, aby:

- zapewnił uzyskanie założonych parametrów,
- umożliwił przepuszczenia zanieczyszczeń tlenkowych przez elementy dławiące hałas w tłumiku,

- zapewniał usuwanie z komory tłumika osadzających się tam zanieczyszczeń,
- spełniał wymagania norm hałasu,
- mógł być wielokrotnie wykorzystywany.

Ponieważ wg rozeznania *Pro Novum* gabaryty takiego tłumika są bardzo duże, możliwe że celowe byłoby zainstalowanie w elektrowniach jednego tłumika, do którego kierowano by parą ze wszystkich kotłów. Pozwoliłoby to na przyjęcie zasady dmuchania kotłów po każdym remoncie kapitalnym lub przy stwierdzeniu przyrostu grubości warstwy tlenków w rurach przegrzewacza, np. powyżej 100 µm. Ponieważ obecnie jest możliwy pomiar grubości warstw tlenkowych na wewnętrznych powierzchniach rur przegrzewacza bez potrzeby dokonywania wycinków kontrolnych (usługę taką oferuje *Pro Novum*), decyzja o potrzebie ewentualnego dmuchania przegrzewaczy jest decyzją stosunkowo prostą.

Należy zaznaczyć, że autorzy artykułu przedstawiając powyższe stanowisko i uwagi wynikające z własnych doświadczeń eksploatacyjnych wnoszą pewien głos do dyskusji nad potrzebą rozwiązania problemu uszkodzeń węzownic przegrzewaczy kotłów.

## Podsumowanie

Obserwowane w ostatnim okresie zwiększenie liczby uszkodzeń węzownic przegrzewaczy pary ma związek z pracą tych elementów kotła w temperaturach okresowo znacznie przekraczających ich wielkości obliczeniowe, a nawet dopuszczalne. Dotyczy to szczególnie węzownic pary wtórnej.

Niestabilne stany pracy bloków energetycznych powodują, że przez rury przegrzewaczy okresowo przepływa mniejsza ilość pary o mniejszym ciśnieniu, co wpływa na wzrost temperatury ścianki rur, ubytek ich grubości i przyrosty warstwy tlenkowej.

Nadmierne wzrosty grubości warstwy tlenkowej są powodem temperaturowej degradacji struktury metalu, co w konsekwencji prowadzi do uszkodzeń rur węzownic przegrzewaczy.

Dodatkowymi czynnikami wpływającymi na pogorszenie tego stanu, szczególnie w przegrzewaczach pary świeżej, są zanieczyszczenia i sole zawarte w wodzie kotlewej, przenoszone wraz z parą do rur na skutek np. złej pracy urządzeń separacji.

W jaki zatem sposób i jakimi technologiami usuwać nadmierne ilości tlenków i osadów występujące na powierzchniach wewnętrznych rur przegrzewaczy i jak przeciwdziałać ich uszkodzeniom?

Należy przedyskutować i zastanowić się czy stosować chemiczne czyszczenie przegrzewaczy, a jeżeli tak, to jakie przyjęć kryteria oceny stanu powierzchni wewnętrznej (jaka minimalna grubość warstwy tlenków) przed podjęciem takiej decyzji. Czy można skutecznie stosować przedmuchiwanie przegrzewaczy i przy jakich parametrach? A może należałoby stosować okresowo oba rozwiązania?

## LITERATURA

- [1] Sprawozdania *Pro Novum* z ocen stanu technicznego elementów kotłów z lat 2005 – 2007

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

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