

Szanowni Państwo,

Artykuły zamieszczone w niniejszym Biuletynie Pro Novum to, w większości, nieco uzupełnione wersje referatów wygłoszonych podczas zorganizowanej przez Pro Novum, już 14. raz – w maju br – Konferencji naukowo-technicznej: **UDZIAŁ CHEMII ENERGETYCZNEJ WE WZROŚCIE EFEKTYWNOŚCI URZĄDZEŃ - Wpływ warunków pracy na trwałość urządzeń ciepłno-mechanicznych.**

Więcej o Konferencji można przeczytać w relacji z niej zamieszczonej w dalszej części Energetyki. Artykuły z Konferencji uzupełniają tekst przedstawiający rekomendowaną przez Pro Novum metodykę analizy ryzyka wspierającą bezpieczeństwo techniczne urządzeń, których elementy pracują lub mogą w przyszłości pracować w zakresie indywidualnej trwałości oznaczającej często diagnostykę w trybie specjalnego nadzoru.

Jerzy Dobosiewicz & Jerzy Trzeszczyński

Paweł Gawron, Filip Klepacki
Pro Novum

Trwałość wybranych elementów kotłów w warunkach współspalania biomasy

Durability of boiler components in co-firing conditions

Obecnie współspalanie węgla i biomasy w kotłach jest rutynowym podejściem w eksploatacji bloków energetycznych powodowane wymogami ochrony środowiska oraz korzyściami finansowymi z tytułu spalania ekologicznego paliwa. Jednakże zmiana jakości paliwa w stosunku do pierwotnie założonych wartości powoduje, że część elementów kotła jest eksploatowana w zdecydowanie innych warunkach niż projektowe. Dotyczy to głównie powierzchni ogrzewalnych, których warunki pracy znacznie się pogorszyły. Pogorszenie to skutkuje przede wszystkim obniżeniem trwałości oraz wzrostem awaryjności powodowane głównie procesami korozyjnymi, ale również korozyjno-erozyjnymi.

Przyczyny występowania uszkodzeń korozyjnych w jednostkach energetycznych spalających „trudne” paliwa są zawsze wieloparametrowe, mające umocowanie w warunkach: termicznych, chemicznych jak i mechanicznych.

Na warunki te bezpośredni lub pośredni wpływ mają właściwości paliwa, technologia jego spalania oraz parametry charakteryzujące warunki wymiany ciepła w danej jednostce energetycznej.

Czynnikami istotnymi z punktu widzenia zagrożenia korozyjnego w **obszarze własności spalanego paliwa (węgiel i biomasy)**, są m.in.:

- udział biomasy w ogólnej masie paliwa,
- rodzaj ugrupowań chemicznych w których występują wybrane substancje (np. związki chloru, siarki, metali ziem rzadkich),
- wzajemna proporcja wybranych substancji chemicznych,
- kształt i wielkość cząsteczek paliwa,
- wilgotność,
- wartość opałowa (zwykle niższa niż w przypadku paliwa bez udziału biomasy);

w **obszarze technologii spalania**, są m.in.:

- udział stechiometryczny i dystrybucja powietrza pierwotnego i wtórnego,
- wartość współczynnika nadmiaru powietrza ,
- sposób i miejsce dopalania się paliwa ,
- wielkość ładunku szkodliwych substancji stałych i ciekłych w gazach spalinowych,
- parametry geometryczne płomienia,

- obciążenie cieplne wybranych konturów kotła,
- geometria komory spalania;

w obszarze warunków wymiany ciepła, są m.in.:

- temperatura powierzchni ogrzewalnych,
- profil temperaturowy w części radiacyjnej i konwekcyjnej,
- indywidualne rozkłady temperatur w wybranych konturach kotła,
- rozkład przepływu (cyrkulacji) gazów spalinowych w obrębie kotła,
- stosowane procedury ciągłego oczyszczania zewnętrznych powierzchni ogrzewalnych (np. zdmuchiwanie popiołu),
- przeszkody, zawirowania na drodze przepływu spalin,
- prędkość przepływu spalin,
- czas retencji gazów spalinowych przed obszarami konwekcyjnej wymiany ciepła.

Mechanizm korozji

Prowadzenie eksploatacji w warunkach współspalania nierozdzielnie wiąże się z występowaniem procesu korozyjnego, pojmowanego szeroko jako korozja wysokotemperaturowa. Korozja wysokotemperaturowa występuje w kotłach zawsze, ale w normalnych warunkach eksploatacji tempo ubytku metalu (średnio 8 – 10 nm/h) pozwala na długoletnią, bezawaryjną pracę kotła. Praca urządzeń z zastosowaniem niskoemisyjnych technik spalania oraz spalaniem paliw alternatywnych (biomasa) powoduje, że prędkość ubytku grubości metalu wskutek korozji wysokotemperaturowej może znacząco wzrastać, w niekorzystnych warunkach do 1 – 2 mm /1000h, stając się główną przyczyną stwierdzanych w ostatnim okresie czasu uszkodzeń korozyjnych powierzchni ogrzewalnych kotłów.

Mechanizm korozji wysokotemperaturowej jest bardzo złożony i nie we wszystkich obszarach do końca rozpoznany. Generalnie na proces korozyjny wywołany tym typem korozji składają się dwa procesy:

- **termiczny** – utlenianie stali pracujących w wysokich temperaturach,
- **chemiczny** – agresywne oddziaływanie związków chemicznych na tlenkowe warstwy ochronne i metal
 - gazowych zawartych w spalinach (związki siarki, chloru, CO),
 - stałych/ciekłych/gazowych zawartych w osadach odkładających się na powierzchniach wymiany ciepła.

W zależności od miejsca występowania (parownik / przegrzewacze pary), dominacja mechanizmu oraz znaczenie każdego z powyższych procesów ulega zdecydowanym zmianom. Uwzględniając bardzo znaczący wpływ temperatury na mechanizm korozji, to własności paliwa oraz warunki spalania będą miały większy wpływ na korozję rur parownika, natomiast korozja rur przegrzewaczy związana będzie z oddziaływaniem osadów popiołu lotnego oraz wysokiej temperatury.

Na obydwie te procesy korozyjne, choć w zdecydowanie różnym zakresie, ma wpływ współspalanie biomasy.

Utlenianie stali pracującej w wysokich temperaturach

Każdy metal ulega utlenianiu, jednakże w pewnych warunkach proces ten może zachodzić bardzo gwałtownie. Odporność

na utlenianie danego gatunku stali jest określana przez jego żaroodporność determinowaną stabilnością warstwy tlenkowej chroniącej metal przed gwałtownym utlenianiem. Stabilność warstwy ochronnej jest uzależniona przede wszystkim od temperatury, środowiska w którym się znajduje oraz od składu chemicznego stali co ma odzwierciedlenie w składzie chemicznym warstwy.

W związku z powyższym każdy gatunek stali ma dopuszczalną temperaturę dla długotrwałej pracy po przekroczeniu której następuje utrata własności ochronnych warstwy tlenków i gwałtowne utlenianie (korozja) metalu. Biorąc pod uwagę normalny rozkład temperatur metalu poszczególnych powierzchni ogrzewalnych w kotle to na gwałtowne utlenianie narażone są głównie rury przegrzewaczy pary. Zmiana składu chemicznego paliwa (wprowadzenie biomasy jest właśnie taką zmianą) nie ma wpływu na podwyższenie temperatury spalin w obszarze przegrzewaczy jednakże uwzględniając nie tylko skład chemiczny ale również własności mechaniczne biomasy okazuje się, że w sposób pośredni taki wpływ jest jak najbardziej możliwy. Jego źródłem są własności mechaniczne biomasy, które powodują trudności we właściwym zmieleniu paliwa, co w konsekwencji skutkuje zwiększeniem frakcji gruboziarnistych w paliwie dostarczanym do palników. Ponadto duża zawartość wilgoci w biomacie również wpływa na pogorszenie przemiału. Dostawanie się do komory paleniskowej paliwa o mniejszym rozdrobnieniu powoduje, że czas jego spalania się wydłuża, a tym samym niejednokrotnie ulega dopalaniu w rejonie międzyciągu podwyższając w tym obszarze temperaturę spalin. O procesie dopalania się węgla w rejonie przegrzewaczy może świadczyć obecność niedopalonego węgla w osadach na powierzchniach zewnętrznych węzownic.

Z uwagi na powyższe można mówić o pośrednim wpływie współspalania biomasy na procesy korozyjne przegrzewaczy powodowane gwałtownym utlenianiem się stali pracującej w temperaturach wyższych od dopuszczalnych. Należy pamiętać, że to jest jedyny wpływ biomasy, w którym skład chemiczny paliwa nie ma żadnego udziału.

Agresywne oddziaływanie związków chemicznych na tlenkowe warstwy ochronne i metal

Skład spalin jest zmienny i zależy od rodzaju paliwa oraz warunków jego spalania (podstechiometryczne lub inne). Po wprowadzeniu niskoemisyjnych technik spalania (spalanie podstechiometryczne) oraz współspalania biomasy w spalinach pojawiły się lub radykalnie zwiększyły swoją obecność składniki agresywne: niedopalony węgiel, CO, chlorki, siarczki i siarczany metali alkalicznych (K, Na), których synergiczne, korozyjne oddziaływanie prowadzi do poważnych i szybkich w czasie uszkodzeń korozyjnych powierzchni ogrzewalnych.

Spalanie paliw alternatywnych w głównej mierze poczyniło się do wzrostu zawartości chloru w spalinach oraz osadach na powierzchniach ogrzewalnych, uważanego za szczególnie agresywny w stosunku do metalu oraz warstw ochronnych.

Chlor w biomacie pochodzenia roślinnego występuje w zależności od rodzaju biomasy, w ilości od poniżej 0,05% w przypadku biomasy drzewnej, do ponad 1% w przypadku roślin jednorocznych (traw, słomy zbożowej, rzepakowej itp.).

Chlor występuje głównie w postaci rozpuszczalnych chlorków, głównie sodu, potasu, magnezu i wapnia zaabsorbowanych przez rośliny z gleby.

Źródłem chloru molekularnego (Cl_2) przy powierzchni metalu, odpowiedzialnego za niszczenie metalu i znacznie bardziej agresywnego niż np. obecny w spalinach chlorowódz, może być obecny w spalinach HCl, który w warunkach redukcyjnych ulega rozkładowi (główne źródło chloru w przestrzeni parownika) oraz występujące w osadach chlorki metali alkalicznych (główne źródło chloru na powierzchni rur przegrzewaczy pary).

W warunkach normalnych przy obecności tlenu w spalinach na powierzchni metalu formują się warstwy tlenkowe (tlenki żelaza) stanowiące naturalną warstwę pasywną metalu i barierę dla innych gazowych składników spalin.

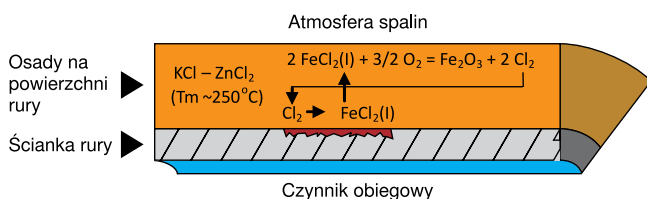
Sytuacja ta ulega zdecydowanej zmianie w warunkach niedoboru tlenu oraz w momencie narastania grubych warstw osadów na powierzchniach rur (jak ma to miejsce przy spalaniu niskoemisyjnym i spalaniu biomasy) – rysunki 1 – 2.



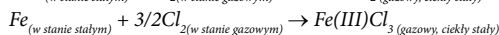
Rys. 1 – 2

Parametry fizykochemiczne pod osadami są zdecydowanie różne od występujących w przepływającym strumieniu spalin i w zależności od składu chemicznego osadów (chlor, metale alkaliczne, siarka) oraz ich morfologii w różnym stopniu mogą agresywnie oddziaływać na metal i warstwy ochronne.

Na poniższym schemacie przedstawiono prawdopodobny mechanizm niszczenia rur na drodze wysokotemperaturowej korozji chlorkowej.

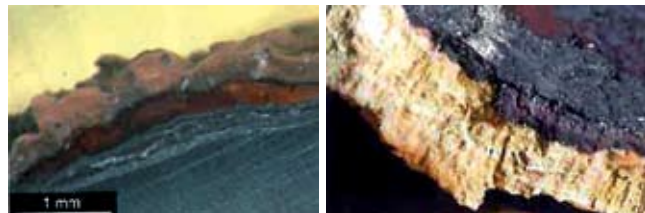


Chlor obecny w osadach reaguje z żelazem i tworząc w zależności od warunków dwu lub trójwartościowe chlorki żelaza.



Związki te odparowując w warunkach temperaturowych panujących w komorze ekranowej przemieszczają się w „górze” poprzez warstwę osadów i dochodząc do zewnętrznej powierzchni ulegają utlenieniu przez tlen zawarty w gazach spalinowych. W wyniku powyższej reakcji powstają tlenki żelaza oraz odtwarzany jest chlor, który wtórnie może ponownie atakować materiał rury, co oznacza, że raz „zużyty” chlor na utworzenie chlorków żelaza może ponownie atakować powierzchnię rur. W niekorzystnych warunkach i braku możliwości „zablokowania” wpływu chloru na

postęp korozji możemy mieć do czynienia z zamkniętym cyklem chlorkowym którego efektem będzie bardzo szybki proces „spalania” żelaza w chlorze i degradacji materiału rur, którego szybkość może dochodzić do 2 mm/1000 h. Na rysunkach 3 – 4 przedstawiono widok osadów, produktów wysokotemperaturowej korozji chlorkowej. Patrząc od powierzchni rury widoczne produkty korozji żelaza (chlorki, siarczki żelaza), czerwono-brązowe warstwy tlenkowe (tlenki żelaza) oraz jasna warstwa innych osadów.



Rys. 3 – 4

Oprócz bezpośredniej reakcji żelaza z gazowym chlorem, w przypadku obecności w osadach bezpośrednio przylegających do powierzchni rur związków tworzących z żelazem niskotopliwe eutektyki (np., $ZnCl_2$ -KCl 250 – 262°C; $ZnCl_2$ -KCl-PbCl₂ 275°C; KCl-ZnCl₂-K₂SO₄-ZnSO₄ 292°C), proces korozyjny może ulegać dalszej, znacznej intensyfikacji (rys. 5 – 6).



Rys. 5 – 6

Retrospekcja uszkodzeń

Poniżej przedstawiono cztery przypadki uszkodzeń korozyjnych wywołanych złożonym procesem korozji wysokotemperaturowej.

Przypadek A

Układ podawania paliwa kotła typu OP-380 został zmodernizowany w celu rozdzielenia mieszanki na osobny układ biomasy i węgla dzięki czemu mieszanie obydwu paliw następuje dopiero w komorze paleniskowej. Ponadto takie rozwiązanie spowodowało możliwość zwiększenia do 40% ilości spalanej biomasy. Poza układem podawania paliwa oraz palnikami w kotle nie wykonano żadnych dodatkowych prac adaptacyjnych.

W czasie dwóch lat od modernizacji stwierdzono szereg nieprawidłowości prowadzących początkowo do niedotrzymywania temperatur pary na wylocie z kotła (zwłaszcza pary wtórnej) oraz spadku sprawności bloku, a ostatecznie do zwiększenia awaryjności i czasu postojów awaryjnych.

Wszystkie problemy z prowadzeniem kotła, takie jak intensyfikacja procesów erozyjno-korozyjnych oraz nie osiągnięcie dostatecznych przegrzewów pary, były powiązane z nadmiernym szlakowaniem powierzchni ogrzewalnych. W dalszej części artykułu przedstawiono krótki opis wspomnianych problemów.

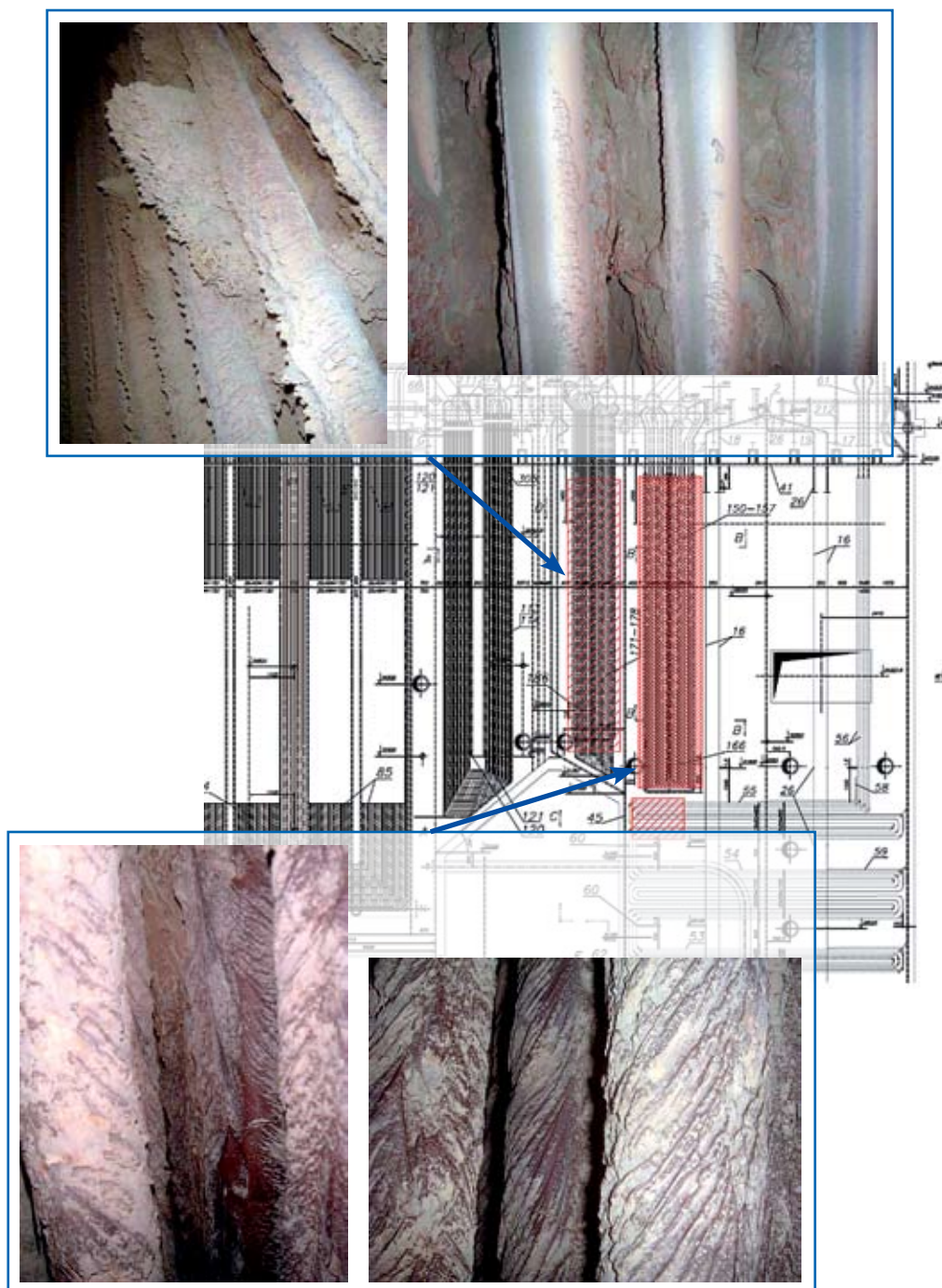
Szlakowanie

Nadmierne szlakowanie dotyczyło głównie końcowego i pośredniego przegrzewacza pary wtórnej. Na rysunku 7 przedstawiono powierzchnie ulegające nadmiernemu szlakowaniu. Gęstość zakreskowania oznacza intensywność szlakowania. Największe zanieczyszczenie powierzchni prowadzące niemal do całkowitego ograniczenia przepływu spalin dotyczyło przegrzewacza pośredniego. Wynikało to z małej podziałki ustawienia wężownic przegrzewacza wynoszącej 75 mm co powoduje, że prześwit pomiędzy rurami wynosił zaledwie 37 mm. Dodatkowo stwierdzono

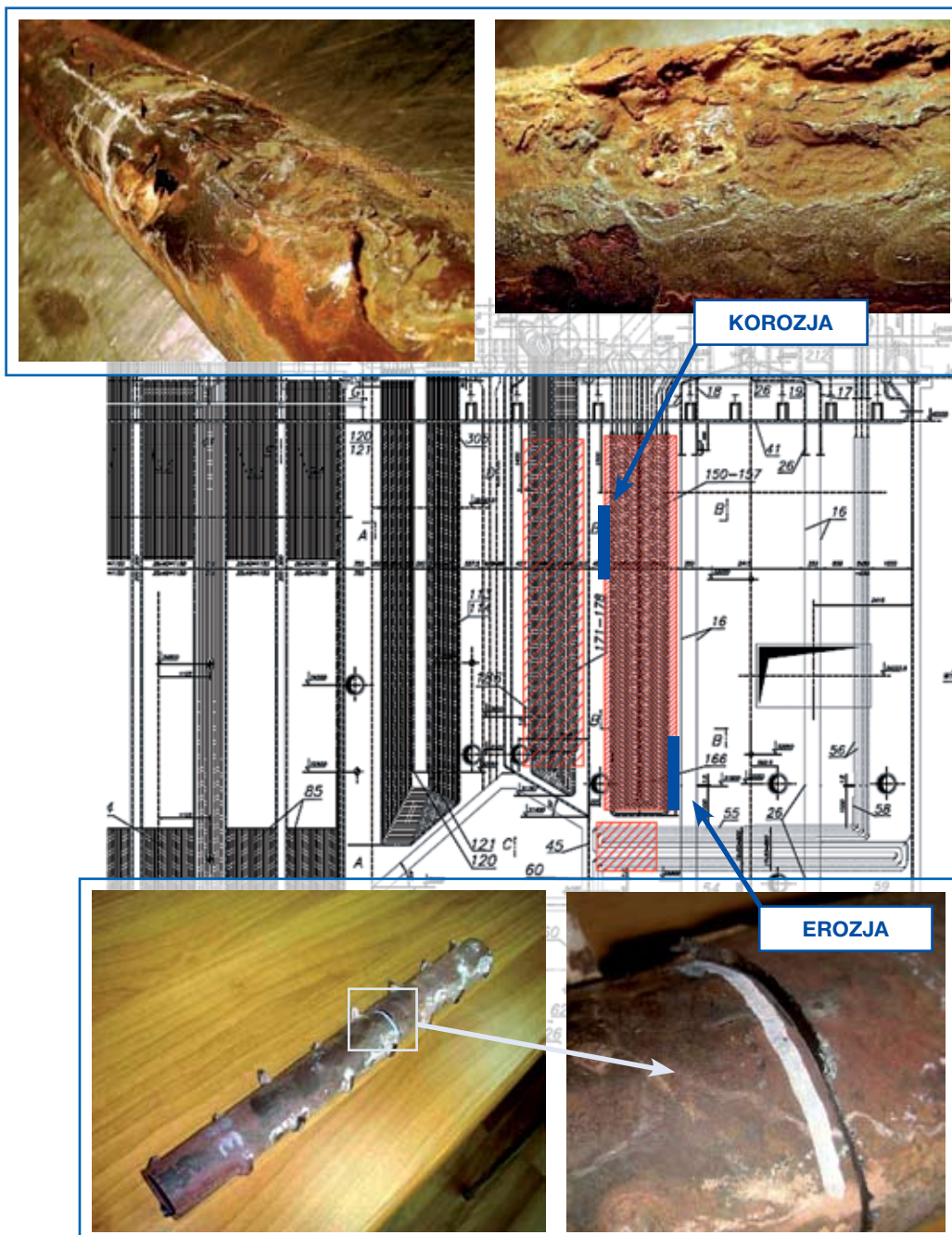
w osadach znaczne ilości glinokrzemianów związanych z sodem i potasem, które obniżają temperaturę mięknienia tych związków powodując wzrost aglomeracji kolejnych warstw osadów.

Procesy erozyjne i korozyjne (rys. 8)

Erozja związana jest ze zwiększeniem prędkości przepływu spalin oraz przekierowaniem głównego strumienia spalin na elementy, które do tej pory nie pracowały w warunkach erozyjnych. Takim elementem w rozpatrywanym przypadku są rury wieszakowe podgrzewacza wody.



Rys. 7. Powierzchnie ulegające największemu szlakowaniu



Rys. 8. Przykłady erozji i korozji

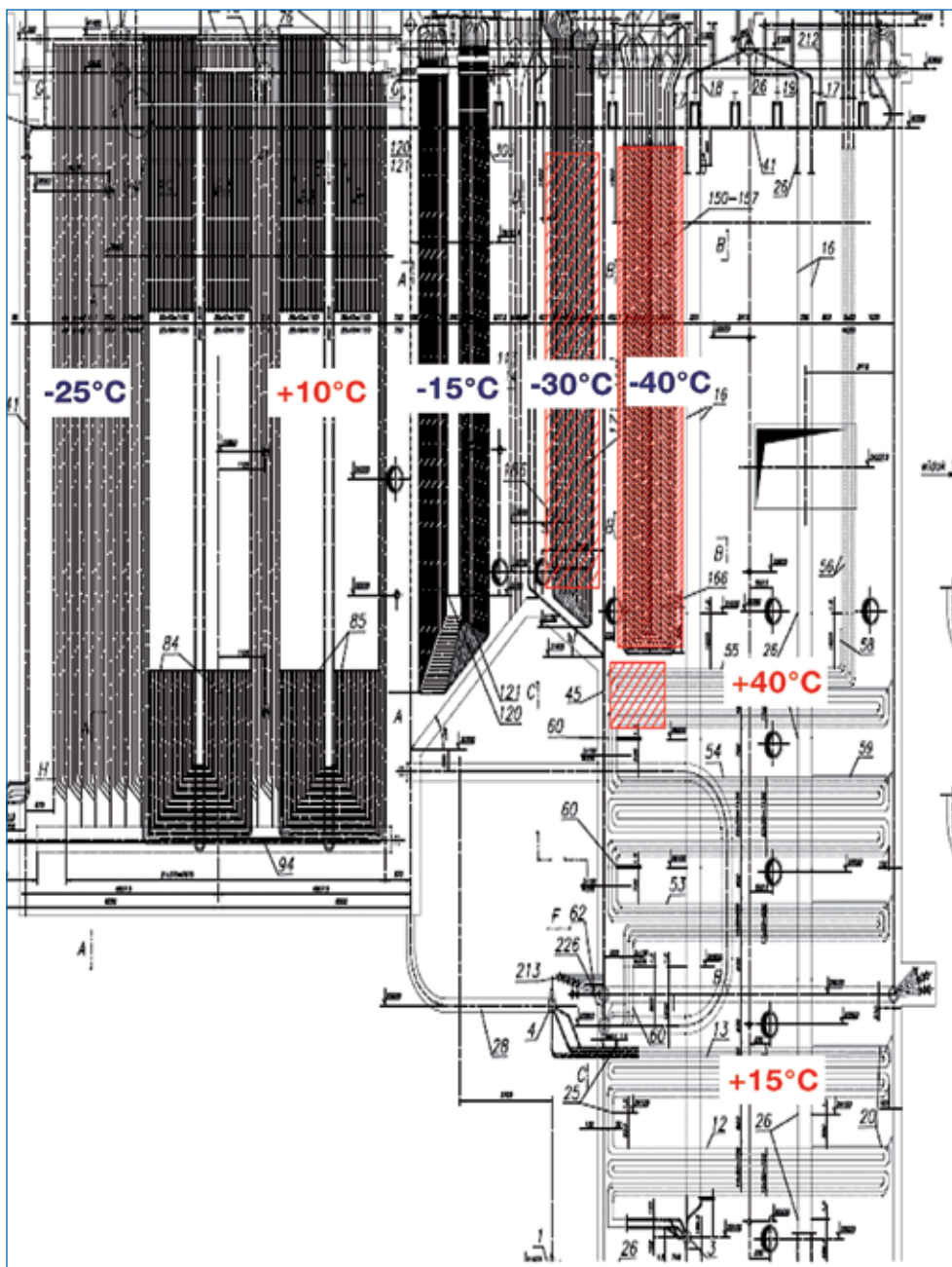
Uszkodzenia korozyjne odnotowane w tym przypadku są zbliżone do siebie i wykazują rozległe ubytki metalu o charakterze wytopionego metalu przebiegające wzdłuż głównej osi rury. Ubytki te są umiejscowione na obwodzie rury pod kątem 30–45° do kierunku napływu spalin. Analiza osadów z powierzchni zewnętrznej wykazała znaczne ilości siarki i potasu osadzające w granicach 10% dla każdego pierwiastka.

Warunki cieplne pracy powierzchni ogrzewalnych

Wymiana ciepła na powierzchniach ogrzewalnych, które są w znacznym stopniu zanieczyszczone, jest bardzo ograniczona. Żeby sprawność kotła była niewiele niższa od sprawności przed

modernizacją konieczne jest aby energia spalin odbierana była również na innych powierzchniach ogrzewalnych. W tym przypadku zwiększono temperatury przegrzewu na przegrzewaczu konwekcyjnym oraz podgrzewaczu wody. Średnia temperatura pracy węzownic przegrzewacza konwekcyjnego wzrosła o 40°C ale niejednokrotnie można odnotować wzrost nawet o 70°C. Taka sama sytuacja, tylko w stronę odwrotną, dotyczy, zaszlakowanego, przegrzewacza pary wtórnej.

Takie warunki pracy powodują, że trwałość węzownic przegrzewacza konwekcyjnego znacznie spada prowadząc do jego przedwczesnej wymiany. Orientacyjne zmiany temperatur metalu węzownic po modernizacji przedstawia rysunek 9.



Rys. 9. Zmiany temperatury metalu węzownic po modernizacji

Przypadek B

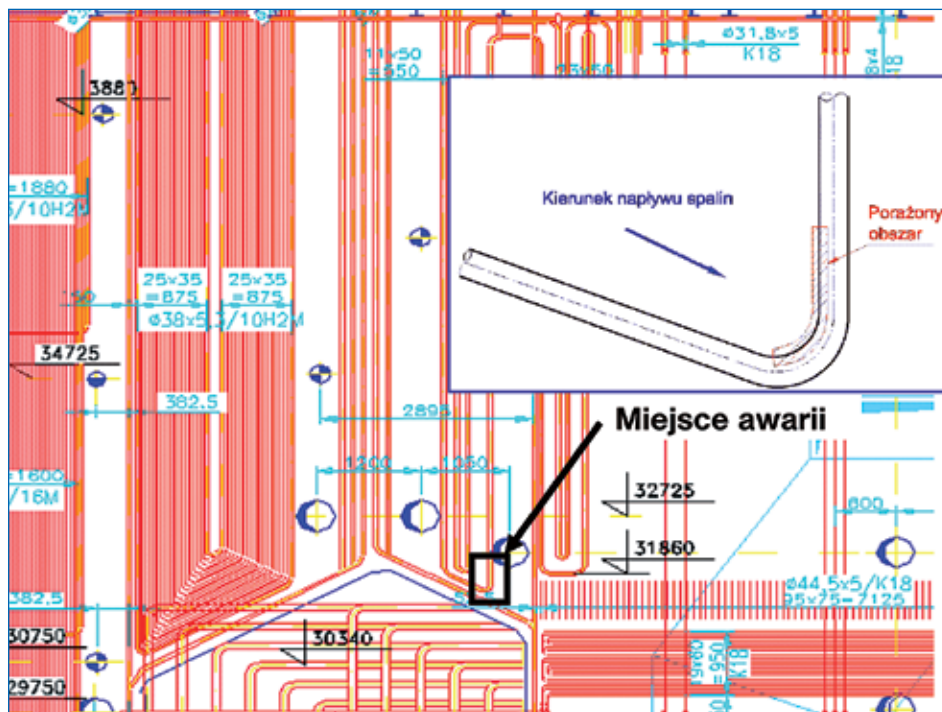
W czasie eksploatacji uległ awarii przegrzewacz konwekcyjny pary pierwotnej kotła typu OP-430. W kotle tym spalane jest od ok. 3 lat 12% biomasy poprzez „węglowy” układ podawania paliwa.

Nieszczelności były umiejscowione na kolanach, po stronie ściskanej, skrajnego płata (rys. 10). Powierzchnia zewnętrzna w okolicach perforacji oraz przy pocienieniu ścianki jest pokryta osadami i dodatkowo wykazuje znaczną nieregularność (rys. 11 – 12).

Podczas oględzin wykonanych bezpośrednio po awarii stwierdzono znaczne zanieczyszczenie środkowej części powierzchni ogrzewalnej przegrzewacza konwekcyjnego prowadzące nawet do ograniczenia przepływu (rys. 13).

W oględzinach również wykazano, że kolana na pierwszych czterech płytach od strony prawej kotła posiadają podobne ubytki grubości ścianki (w tym rejonie nie stwierdzono nieszczelności).

Przyczyną uszkodzenia kolan przegrzewacza konwekcyjnego było jednoczesne oddziaływanie czynników korozyjnych oraz erozyjnych. Obydwa procesy wiążą się z zanieczyszczeniem powierzchni przegrzewacza konwekcyjnego prowadzące do częściowego ograniczenia przepływu spalin przez część środkową przegrzewacza i skierowanie głównego strumienia spalin na skrajne płyty. Doprowadziło to do koncentracji agresywnych związków w rejonie skrajnych płyt (w osadach stwierdzono ponad 10% siarki z której część była związana z żelazem w postaci siarczku żelaza FeS) oraz niszczenia warstwy ochronnej stali w skutek dużej prędkości przepływu zanieczyszczonych spalin.



Rys. 10. Umiejscowienie nieszczelności



Rys. 11 – 12



Rys. 13

Przypadek C

Komora paleniskowa kotła OP-650 została zmodernizowana przez zabudowanie w roku 1997 palników niskoemisyjnych. Od tego czasu ścianki rur parownika ulegają korozji niskotlenowej. Pod koniec 2009 roku kocioł został wyposażony w instalację bezpośredniego podawania biomasy do komory paleniskowej. W instalacji ta biomasa jest podawana do komory paleniskowej za pomocą czterech dysz umiejscowionych na ekranie tylnym poz. 14,2 m.

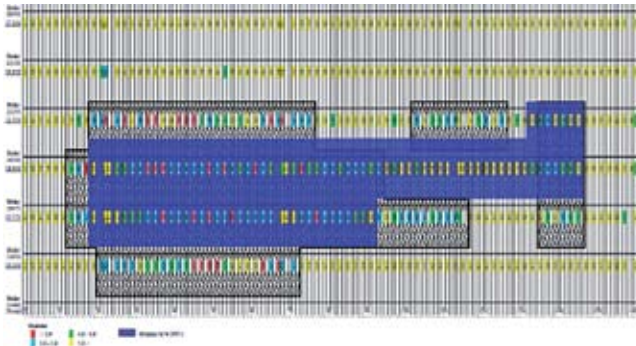
Wagowa ilość spalanej biomasy w kotle wynosi obecnie ok. 25% w tym ok. 10% biomasy jest podawane przez układ podawania węgla, natomiast pozostałe 15% biomasy jest dostarczane przez instalację bezpośredniego podawania biomasy.

W ostatnim okresie, tj. pod koniec 2011 roku, Użytkownik stwierdził wzmożoną intensyfikację nieszczelności ekranów komory paleniskowej. Wszystkie awarie są zbliżone do siebie. Ubytek korozyjny jest umiejscowiony asymetrycznie, pod kątem $\sim 30^\circ$ – licząc od tworzącej rury zwróconej do paleniska (rys. 14). Analiza chemiczna wykazała, że osady z powierzchni zewnętrznej zawierają znaczne ilości węgla ($C = 10 - 20,3\%$), siarki ($S = 1,15 - 5,3\%$) i chloru ($Cl = 0,20 - 3,6\%$). Występowanie siarczków potwierdzone zostało w tzw. próbie Baumanna. Z uwagi na charakter uszkodzeń oraz obecność siarczków i niespalonego węgla stwierdzono, że przyczyną uszkodzeń była korozja związana z agresywnym oddziaływaniem siarczków na metal rur oraz ich warstwę pasywną pogłębioną obecnością atmosfery redukcyjnej.

Współdziałanie w procesach korozyjnych związków pochodzących od spalania biomasy jest niejednoznaczny gdyż wykonane analizy osadów w okresie stosowania tylko palników niskoemisyjnych nie różnią się znacząco od wykonanych obecnie. Jednakże wzrost ilości awarii wykazuje, że zwiększenie ilości spalanej biomasy miało negatywny wpływ na trwałość rur parownika.



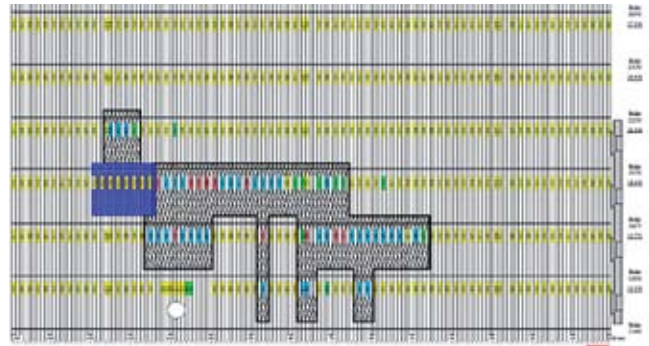
Rys. 14. Uszkodzona rura parownika



Rys. 15. Obraz ekranu tylnego
(niebieskie pole – obszar wymiany w 2008 r.,
czarne zakreskowanie – obszar wymiany w 2011 r.)



Rys. 16. Obraz ekranu lewego
(niebieskie pole – obszar wymiany w 2008 r.,
czarne zakreskowanie – obszar wymiany w 2011 r.)



Rys. 17. Obraz ekranu prawego
(niebieskie pole – obszar wymiany w 2008 r.,
czarne zakreskowanie – obszar wymiany w 2011 r.)

Ponadto wykonane analizy wyników pomiarów grubości i zakresu wymian rur ekranowych z poprzednich lat oraz z remontu w 2011 roku (rys. 15 – 17) wykazują znaczny wzrost tempa ubytku grubości ścianek rur w ostatnim okresie. Średnie tempo ubytku grubości ścianki przed 2008 rokiem wynosiło $\Delta g \approx 0,4 \text{ mm}/10\,000 \text{ h}$, natomiast w okresie od 2008 roku do 2011 roku wyniosło $\Delta g \approx 1,2 \text{ mm}/10\,000 \text{ h}$. Skutkiem przyspieszonej korozji był wzrost zakresu wymian rur ekranowych o ok. 35% w stosunku do remontu w 2008 roku (w 2011 roku częściowo wymieniono nawet te które były wymieniane w 2008 roku – rys. 17).

Przypadek D

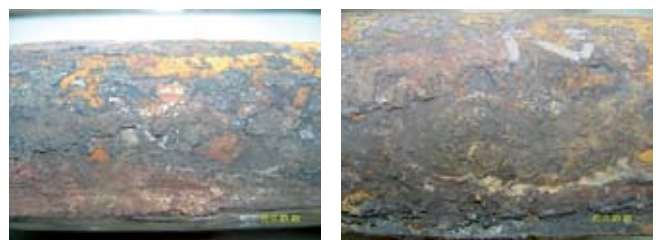
Kotły OP-430 bloków nr 1 i 2, pracują w warunkach spalania niskoemisyjnego przy dodatkowym udziale biomasy pochodzenia roślinnego dodawanej do węgla poprzez normalny układ zasilania kotłów w paliwo, tj. przez młyny węglowe, w przypadku obu kotłów oraz dodatkowo na kotle bloku nr 1 poprzez dysze zrzutowe do bezpośredniego podawania biomasy. Z uwagi na powyższe udziały biomasy w całej ilości spalanego paliwa na kotle bloku nr 1 jest znacząco wyższy niż na kotle bloku nr 2. Komory paleniskowe obu kotłów wyposażone są w ekrany szczelne z rurami $\phi 57 \times 5,0 \text{ mm}$ z palnikami narożnymi. Kierunek wiru przeciwny do ruchu wskazówek zegara.

Z uwagi na pracę kotłów w warunkach spalania niskoemisyjnego część powierzchni rur ekranowych w wybranych

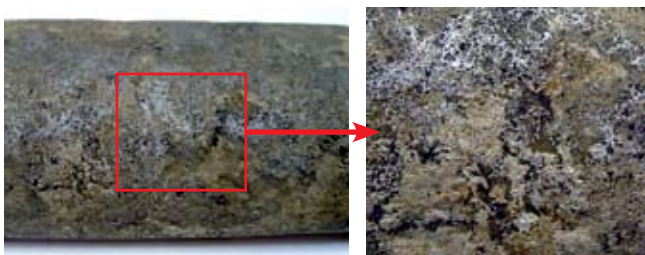
pasach (największego niedoboru tlenu) pokryta jest hybrydową powłoką antykorozyjną.

W czasie eksploatacji w komorach paleniskowych obu kotłów, krótko po sobie wystąpiły dwie podobne awarie (nieszczelności rur parownika) w pasie palnikowym. W obu przypadkach bezpośrednią przyczyną uszkodzenia było pocienienie ścianki rury od strony zewnętrznej zwróconej do komory paleniskowej.

Powierzchnia rur od strony ogniowej z kotła nr 1 pokryta była warstwą łuskowatych osadów o zróżnicowanej barwie od żółtego do ciemno – brązowego. Osady dość luźno związane z materiałem rury, odpadające pod lekkim naciskiem mechanicznym (rys. 18 – 19). Powierzchnia pod osadami pokryta gęstą siatką ubytków korozyjnych o zróżnicowanej powierzchni i głębokości. Z uwagi na ilość wskazań korozyjnych, wzajemnie się przenikających, uszkodzenie miało charakter powierzchniowy (rys. 20 – 21).



Rys. 18 – 19



Rys. 20 – 21

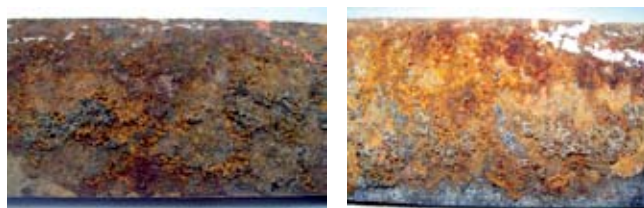
W pasach ekranów pokrywających się z miejscami uszkodzeń stwierdzono również występowanie charakterystycznych osadów – spieków pokrywających w wybranych obszarach powierzchnie rur ekranowych. Osady miały postać bardzo grubych łusek, o grubości dochodzącej do 3 cm, dość gładkich na powierzchni zewnętrznej, silnie porowatych w obrazie przekroju poprzecznego i wielobarwnych o złożonej morfologii bezpośrednio przy powierzchni rur (rys. 22 – 23).



Rys. 22 – 23

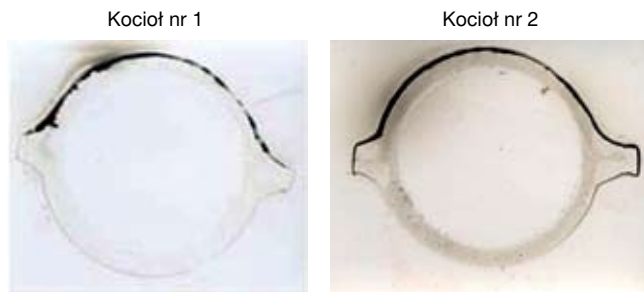
Na rysunkach 24 – 25 przedstawiono stan powierzchni zewnętrznej rur z kotła nr 2. Powierzchnia rur pokryta warstwą porowatych osadów o zróżnicowanej barwie. Osady o zdecydowanie mniejszej grubości i większej spójności z podłożem niż w przypadku rur z kotła bloku nr 1. Pod osadami siatka przenikających się ubytków korozyjnych o zmiennej głębokości.

Próba Baumanna wykazała obecność zróżnicowanej, w zależności od miejsca dokonanego przekroju rury, ilości siarczków



Rys. 24 – 25

(atmosfera redukcyjna) na pograniczu osad-metal od strony komory paleniskowej. Fotografia stykowa pokazuje asymetryczny układ ubytków grubości ścianki – większy stopień pocienienia po stronie przeciwnej do kierunku wiru palnikowego. Asymetryczny charakter uszkodzenia (ubytku grubości) bardziej widoczny na rurach z kotła nr 1 (rys. 26 – 27).

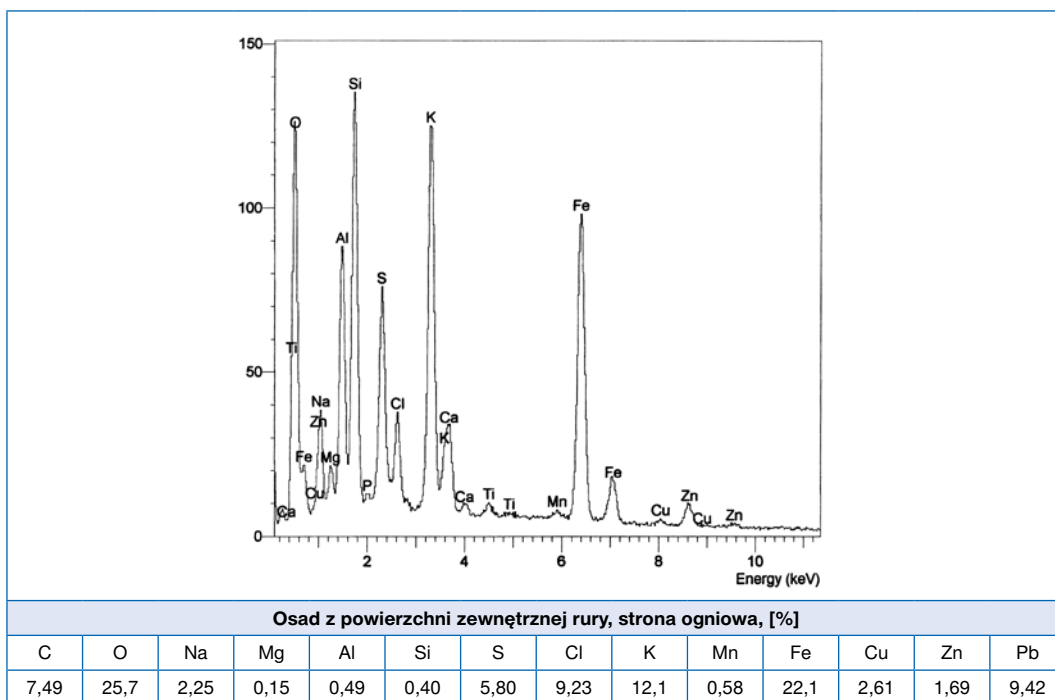


Rys. 26 – 27

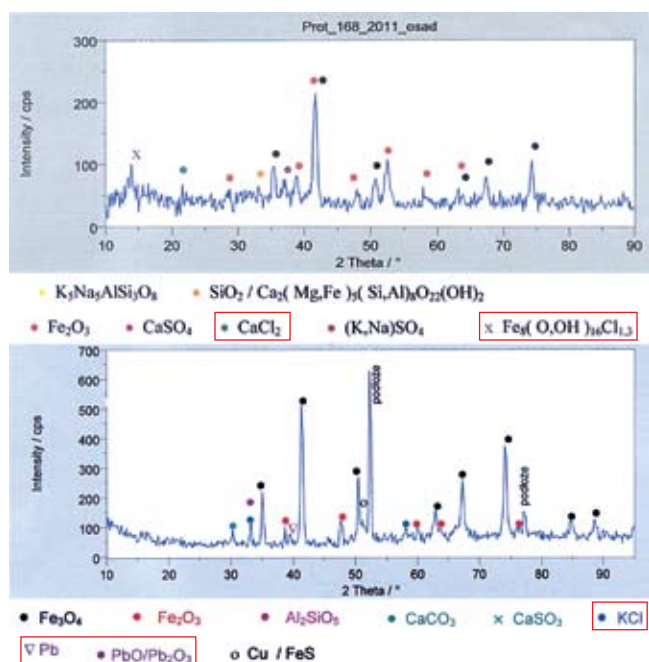
Skład chemiczny osadów

Głównym składnikiem osadów na zewnętrznej powierzchni rur ekranowych z kotła nr 1 były związki żelaza przy znaczącym udziale związków siarki oraz niewielkiej domieszce metali ziem rzadkich.

Głównym składnikiem spieku (jak na rys. 22 – 23) były związki krzemu, żelaza oraz wapnia z domieszką fosforu i siarki. Pomimo barwy spieku wskazującej na obecność węgla (przeważający kolor czarny) to jego zawartość w osadzie była niewielka.



W wyciągach wodnych sporządzonych z osadów pobranych z rur oraz ze spieku stwierdzono zawartość związków chloru przy czym ich zawartość w osadach przyległych bezpośrednio do ścianki rur była o rząd większa (17,7 mg/dm³) niż w strukturze spieku. Obecność związków chloru w bliskim kontakcie z powierzchnią rur potwierdziły wyniki badań mikroanalizy rentgenowskiej oraz dyfrakcyjnej.

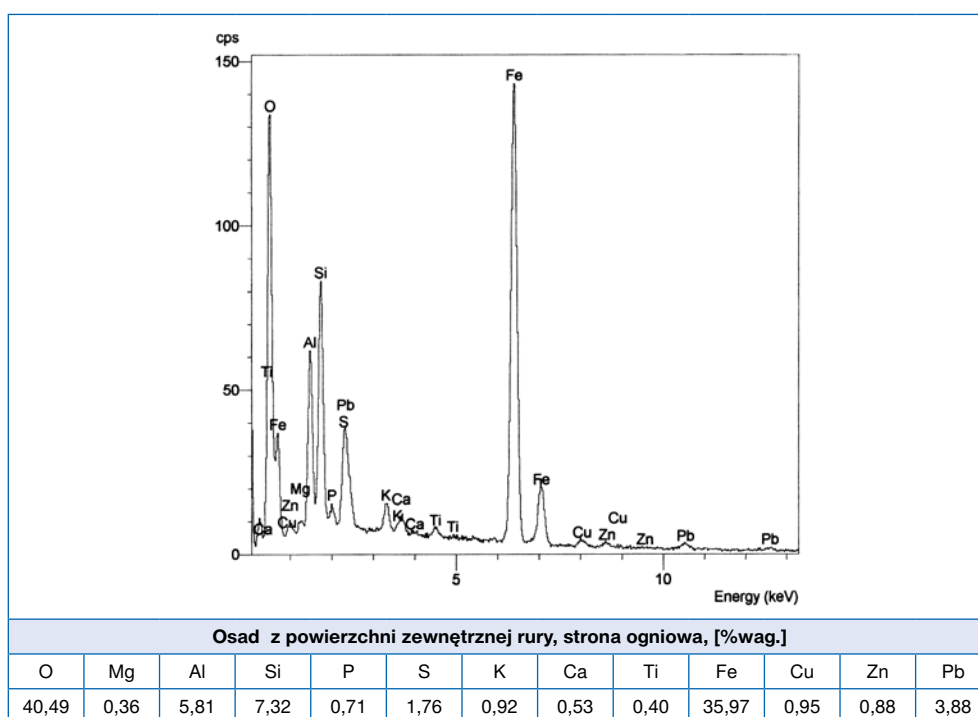


Na podstawie powyższych badań stwierdzono, że osady zbudowane są ze złożonych glinokrzemianów, krzemionki i tlenków żelaza. W osadzie bezpośrednio z powierzchni rury ekranowej dominował tlenek Fe₃O₄, natomiast w spieku tlenek Fe₂O₃. We wszystkich osadach wykryto również niewielkie ilości chlorków, siarczanów wapnia i żelaza.

Stwierdzona we wszystkich powyższych osadach obecność związków chloru (do 9,23% w osadach w bezpośrednim kontakcie z powierzchnią metalu) oraz jego związków z metalami typu K, Ca, Zn tworzącymi liczne eutektyki w temperaturach bliskich 250°C (np., ZnCl₂-KCl 250 – 262°C; ZnCl₂-KCl-PbCl₂ 275°C; KCl-ZnCl₂-K₂SO₄-ZnSO₄ 292°C) czyli temperaturach zbliżonych do temperatury ścianek rur ekranowych w warunkach normalnej pracy może wskazywać na ich znaczący negatywny wpływ na szybkość postępu ubytku grubości materiału rur. W osadach stwierdzono również obecność różnego rodzaju chlorków żelaza będących produktem „spalania” – korozji żelaza w gazowym chlorze, którego źródłem może być gazowy chlor zawarty w spalinach jak również chlor uwalniany się w warunkach redukcyjnych z nagromadzonych osadów (zawierających chlorki) na powierzchni rur. Obecność gazowego chloru w kontakcie z powierzchnią rur w połączeniu z oddziaływaniem stopionych soli tworzących eutektyki bardzo znacząco podnosi szybkość postępu korozji żelaza i ubytku grubości rur.

Głównym składnikiem osadów z zewnętrznej powierzchni rur z kotła nr 2 były związki żelaza (<95%) przy niewielkiej domieszce związków krzemu, siarki i fosforu. Ilość osadów na powierzchni zewnętrznej praktycznie 3-krotnie niższa niż na rurach z kotła bloku nr 1. W wyciągu wodnym sporządzonych z osadów pobranych z rur stwierdzono zawartość związków chloru przy czym jego zawartość nie przekraczała 2,5 mg/dm³ przy stwierdzonej dla kotła nr 1 ilości ok. 17,7 mg/dm³. Analiza pierwiastkowa wykazała obecność m.in. siarki (do ok. 4,0% wag.), ołowiu (do ok. 3,8% wag.) i cynku (do ok. 2,0% wag.).

W odróżnieniu od osadów z rur kotła nr 1 nie stwierdzono występowania w osadach chloru i jego związków oraz produktów reakcji chloru z żelazem. Biorąc pod uwagę fakt większego w porównaniu z kotłem nr 2 udziału spalanej biomasy w ogólnej masie paliwa na kotle nr 1 to wyniki przeprowadzonych badań wskazują, że źródłem chloru i jego związków w szkodliwych stężeniach jest dodatkowa „porcja” spalanej biomasy. Za powyższym przemawia także ocena obrazu makroskopowego wycinków od strony



ogniowej i charakterystyczne dla wysokotemperaturowej korozji chlorkowej złogi ciemnych, łuskowatych osadów na powierzchni odcinków rur z kotła nr 1.

Podsumowanie

Współspalanie węgla i biomasy powoduje pogorszenie warunków pracy powierzchni ogrzewalnych.

Zagrożenie korozją wysokotemperaturową powierzchni ogrzewalnych kotłów wzrasta w warunkach niskoemisyjnego spalania z udziałem paliw alternatywnych.

Mechanizm korozji wysokotemperaturowej jest bardzo złożony, zależny od warunków termicznych i chemicznych panujących w obszarze spalania.

Typowe powłoki ochronne stosowane do zabezpieczenia rur kotłowych przed wpływem korozji niskotlenowej są z reguły nieskuteczne w przypadkach występowania wysokotemperaturowej korozji chlorkowej.

Podjęcie szerokiego zakresu działań związanych z doborem i przygotowaniem biomasy do spalania oraz optymalizacji samego procesu spalania w kotłach, przy odpowiednim zabezpieczeniu neutralizacyjnych z uwagi na postęp korozji obszarów/elementów, pozwala na prowadzenie procesu współspalania biomasy w sposób minimalizującym skutki jej obecności w paliwie.

LITERATURA

- [1] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009
- [2] Klepacki F.: „Korozja wysokotemperaturowa węzownic przegrzewaczy kotłów” *Energetyka* 2006, nr 3
- [3] Zbroińska-Szczechura E., Dobosiewicz J.: „Wpływ warunków eksploatacji kotła na trwałość węzownic przegrzewaczy pary wtórnej” *Energetyka* 2006, nr 12
- [4] Turna S., Yli-Olli S., Holmström S., Heikinheimo L.: „High temperature oxidation and corrosion of boilers materials” Konferencja Baltica VII, 2007

- [5] Effertz P.-H. i Wieme D.: „Mechanismen und Schadenformen der Hochtemperaturkorrosion an Überhitzerrohren steinkohlenbefeuerter Großkessel“ *Der Maschinenschaden* 50 (1977) H.3
- [6] Tomaszow N.D.: „Teoria korozji i ochrony metali” PWN, Warszawa, 1962
- [7] Mrowiec S., Werber T.: „Korozja gazowa tworzyw metalicznych” Wydawnictwo Śląsk, Katowice, 1965
- [8] Uhlig H.H.: „Ochrona przed korozją” WNT, Warszawa, 1976
- [9] Klepacki F., Wywrot D.: „Trwałość węzownic przegrzewaczy wtórnych w warunkach niskoemisyjnego spalania” XII Sympozjum Informatyko-Szkoleniowe, Wiśła 2010
- [10] Mroczek K.: „Analiza pracy młynów w elektrowni przy mieleniu węgla z biomasą” Symposium informatyko – szkoleniowe pn.: Wpływ współspalania różnych paliw a w szczególności biomasy na bezpieczeństwo elektrowni, Szczyrk 2010
- [11] Zuwała J.: „Wielkoskalowe współspalanie biomasy w energetyce” Seminarium Biomasa, spalanie tlenowe, wychwytywanie i składowanie CO₂ – korzyści i zagrożenia, Gliwice 2011
- [12] Praca pod redakcją Kordylewskiego W.: „Niskoemisyjne techniki spalania w energetyce” Wrocław 2000
- [13] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 116.2075/2007 – niepubl.
- [14] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 124.1932/2006 – niepubl.
- [15] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 60.2019/2007 – niepubl.
- [16] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 93.2217/2008 – niepubl.
- [17] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 23.2751/2012 – niepubl.
- [18] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 110.2702/2011 – niepubl.
- [19] Klepacki F., Panaś K., Wojtkiewicz R.: „Korozja przegrzewaczy kotłów współspalających biomasę”, XIII Sympozjum Informatyko-Szkoleniowe, Katowice 2011
- [20] Tomeczek J., Waclawiak K.: „Modelowanie powstawania osadów na powierzchniach konwekcyjnych przegrzewaczy kotłowych i ich wpływ na współczynnik przenikania ciepła” *Energetyka* 2008, nr 1
- [21] Labuda E.M., Cline D.A., Shields K.J.: Fireside corrosion in coal – and oil-fired units: failure mechanisms and methods of prevention” Paper No. 00234, Corrosion 2000
- [22] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 9.1816/2006 – niepubl.
- [23] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 50.2642/2011 – niepubl.
- [24] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 21.2453/2010 – niepubl.
- [25] Hardy T., Kordylewski W., Mościcki K.: „Zagrożenie korozją chlorkową w wyniku spalania i współspalania biomasy w kotłach”

Paweł Gawron
Pro Novum

Zabezpieczenie nowych rur mosiężnych wymienników ciepła na okres początkowej eksploatacji – 5 lat doświadczeń wdrożeniowych

Protection of new brass tubes in a heat exchanger for the initial operation time – 5 years of implementation experience

Normalny okres trwałości rurek mosiężnych stosowanych do rurowania wymienników ciepła eksploatowanych w elektrowniach i elektrociepłowniach (skraplacze pary, wymienniki regeneracyjne, wymienniki ciepłownicze, chłodnice itd.) chłodzonych wodą

z obiegów zamkniętych i otwartych (jeziora, rzeki) wynosi od 20 do 30 lat. W niektórych przypadkach, już po kilku latach eksploatacji, stwierdza się znaczne zużycie rurek, aż do nieszczelności włącznie, co też nie zawsze jest regułą. W niesprzyjających wa-

runkach eksploatacji, na skutek zbiegu różnych niekorzystnych czynników, czas ten może zostać skrócony do kilku, kilkunastu miesięcy, po których stwierdzane są liczne uszkodzenia rurek przy dużym zaawansowaniu procesów korozyjnych. Większość uszkodzeń korozyjnych powstaje od strony wody chłodzącej (szczególnie w otwartych systemach chłodzenia). Zdarzają się przypadki występowania korozji od strony pary, lecz tylko w określonych warunkach, przy przekroczeniu dopuszczalnych zawartości amoniaku i innych związków chemicznie rozpuszczających składniki stopowe.

Z analizy uszkodzeń rur stwierdzanych w krótkim czasie po wprowadzeniu ich do eksploatacji wynika, że oprócz przyczyn związanych z agresywnością środowiska pracy (szczególnie w obiegach otwartych) intensyfikującego postęp procesów korozyjnych, istnieje szereg innych, związanych z:

- stanem rur w warunkach dostawy,
- warunkami przechowywania i montażu rur,
- istniejącymi defektami materiału rur,
- nieprawidłowym rozruchem urządzeń (nowych lub po remoncie),
- nieprawidłowościami w codziennej praktyce eksploatacyjnej.

Uszkodzenia rur od strony czynnika chłodzącego mogą mieć charakter tak korozyjny jak i mechaniczny. Biorąc pod uwagę skutki podział uszkodzeń jest następujący:



Korozja selektywna

Korozja selektywna występuje w stopach miedziowo–cynkowych (odcynkowanie mosiądzów) i w stopach miedziowo-niklowych (utrata niklu – odniklowanie) oraz w stopach Cu-Al (odaluminiowanie). O jej występowaniu świadczy obecność na powierzchni mosiądzu gąbczastej miedzi w postaci korków, przechodzących w końcowej fazie przez całą grubość ścianki. Odporność mosiądzów na ten typ korozji zależy od składu chemicznego stopu i składu fazowego struktury. Procesowi odcynkowania sprzyjają m.in.: napowietrzanie, brak warstwy ochronnej, miejscowe zanieczyszczenia chemiczne i mechaniczne, niewłaściwa prędkość przepływu wody (nadmierna uniemożliwia tworzenie się warstwy ochronnej) oraz obecność substancji organicznych i produktów ich rozkładu.

Korozja naprężeniowa

Uszkodzenia wywołane korozją naprężeniową pojawiają się nagle, już po bardzo krótkim okresie eksploatacji w postaci poprzecznych pęknięć. Korozja ta występuje pod wpływem jednoczesnego działania środowiska korozyjnego i naprężeń statycznych. Czynnikiem sprzyjającymi tego typu korozji są naprężenia rozciągające powstałe w czasie obróbki plastycznej na

zimno (np. rozwalcowywanie końcówek rur w dnach sitowych), niewłaściwa obróbka cieplna, obecność pochodnych amoniaku (rozkład zanieczyszczeń organicznych), brak warstw pasywnych lub obecność defektów w tych warstwach.

Korozja wżerowa, postojowa

Korozja występuje w przypadku wymienników, które na czas postoju pozostają napełnione wodą lub wtedy, gdy odwodnienie nie jest zupełne i w przestrzeni wodnej pozostaje szczątkowa ilość wody chłodzącej. Korozję powodują powstające ogniwa galwaniczne z polaryzacją tlenową, a szybkość korozji wzrasta z obecnością chlorków i siarczanów. Wśród czynników stymulujących powstawanie uszkodzeń tego typu wymienić można: nie wytworzenie się szczelnej warstwy ochronnej na powierzchni wewnętrznej, porowatość lub nierównomierność ochronnej warstwy tlenkowej, grube osady pochodzenia organicznego oraz zawartość soli siarczanowych i związków chloru w osadach.

Korozja równomierna ogólna

Korozja równomierna (ogólna) powierzchni rurek występuje, jeżeli wartość odczynu pH po stronie wody chłodzącej znajduje się poniżej 6 lub powyżej 10. W warunkach takich stopy miedzi nie są zdolne do wytworzenia naturalnych warstw ochronnych. Efektem jest znaczne przyspieszenie tempa korozji aż do pocienienia ścianki i pęknięcia, a w połączeniu z możliwym odcynkowaniem (odaluminiowaniem) metal staje się kruchy i łamliwy.

Korozja zmęczeniowa

W przypadku drgania rurek cykliczne naprężenia zmienne mogą prowadzić do pęknięcia ochronnych warstw tlenkowych powodując dostęp środowiska korozyjnego (wody) do metalu. Efektem są śródkrystaliczne pęknięcia, podobne do pęknięć spotykanych w przypadku korozji naprężeniowej.

Erozja (erozjo – korozja)

Uszkodzenia erozyjno–korozyjne są ograniczone przede wszystkim do obszarów wlotów wody do rur, miejsc związanych ze zmianą geometrii układu (np. kolana), jak też do oddziaływania strumienia wody w miejscach z płaskimi wżerami korozyjnymi. Intensywność niszczenia zależy m.in. od prędkości przepływu wody chłodzącej, zmiany charakteru przepływu, ilości wżerów korozyjnych lub osadów stanowiących przeszkodę w przepływie wody, rozmiarów pęcherzyków powietrza i ich liczby w wodzie i obecności cząstek stałych. Przy założeniu stałych warunków przepływu odporność na erozję korozyjną jest bezpośrednią funkcją warstewki ochronnej.

Wszystkie wyżej wymienione mechanizmy uszkodzeń korozyjnych rur mosiężnych są stwierdzane w różnych momentach normalnego czasu eksploatacji wymienników. W niekorzystnych warunkach, przytoczonych na początku artykułu, uszkodzenia korozyjne różnego typu stwierdzane są w krytycznym okresie od kilku do kilkunastu miesięcy od momentu zamontowania nowych rur.

Retrospekcja uszkodzeń

Poniżej przedstawiono dwa przypadki uszkodzeń korozyjnych rur mosiężnych, których uszkodzenia ujawniły się w krótkim okresie od zamontowania w wymiennikach i oddaniu ich do eksploatacji.

Przypadek A

– uszkodzenia rurek wymiennika typu CW-2400

Po roku od zakończenia remontu modernizacyjnego wymiennika CW-2400, w ramach którego dokonano wymiany rur i przegród, wystąpiły liczne nieszczelności rur mosiężnych wymiennika.

Wymiennik typu CW-2400 to wymiennik woda – woda z rurkami mosiężnymi wykonanymi z materiału MC-70 wg PN-80/H-74585. Po stronie zewnętrznej rur płynie woda sieciowa, natomiast wewnątrz rurek medium chłodzące, którym jest woda z zamkniętego układu chłodzenia. Wymiennik pracuje przy parametrach podanych w tabeli 1.

Tabela 1

Dane techniczne wymiennika

Parametry robocze	Wielkość
Ilość wymienionego ciepła	87,2 MW
Powierzchnia wymiany ciepła	2400 m ²
Masowy przepływ wody chłodzącej	5785 t/h
Masowy przepływ wody sieciowej	2350 t/h
Temperatura wody sieciowej na wejściu	63 – 110°C
Temperatura wody sieciowej na wyjściu	31°C
Temperatura wody chłodzącej na wlocie	18°C
Temperatura wody chłodzącej na wylocie	31 – 50°C
Ciśnienie robocze przestrzeni wody sieciowej	1,2 MPa
Ciśnienie robocze przestrzeni wody chłodzącej	0,3 MPa
Objętość przestrzeni wody sieciowej	30 m ³
Objętość przestrzeni wody chłodzącej	24 m ³
Liczba rurek $\varnothing 24 \times 1$ mm	4698

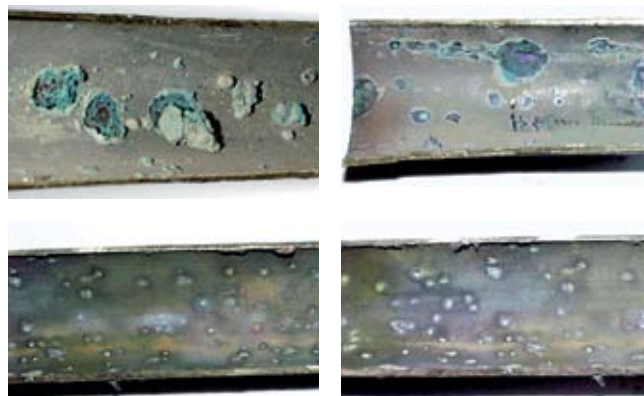
Temperatura wody chłodzącej w zależności od pory roku i potrzeb technologicznych zmienia się w szerokim zakresie. W okresie zimy temperatura wody na wlocie do wymiennika wynosi kilkanaście stopni, natomiast w czasie pracy turbiny lub przy małym obciążeniu wymiennika temperatura ta może kształtować się w granicach 30 – 40°C. Wymiennik pracuje z okresowymi 2 – 4-dniowymi przerwami.

W tabeli 2 zamieszczono wyniki wybranych analiz fizykochemicznych wody chłodzącej.

Biorąc pod uwagę powyższe parametry, to przy założeniu poprawnej eksploatacji wymiennika oraz obecności właściwie wytworzonych (naturalnie lub sztucznie) warstewek ochronnych, agresywność korozyjna wody chłodzącej w stosunku do danego materiału rur nie powinna stanowić problemu natury korozyjnej. Niemniej jednak uszkodzenia, które ujawniły się po roku eksploatacji (wyłącznie od strony wody chłodzącej) wskazują, że dotrzymanie odpowiednich parametrów wody chłodzącej nie gwarantuje bezpiecznej eksploatacji, jeżeli w grę wchodzi pozostałe czynniki, zarówno związane ze stanem materiału rur nowych, obecnością lub nie warstewek ochronnych jak i sposobem eksploatacji oraz warunkami postoju wymiennika, krytyczne dla minimalizacji prawdopodobieństwa wystąpienia uszkodzeń korozyjnych.

Charakterystyka uszkodzeń

Powierzchnia wewnętrzna uszkodzonych rurek mosiężnych (rys. 1 – 4) pokryta była siatką głębokich wżerów korozyjnych do perforacji włącznie. Kształt wżerów kulisty o zróżnicowanej powierzchni. Wnętrze wżerów wypełnione osadami korozyjnymi oraz wytrąconymi z czynnika obiegowego.



Rys. 1 – 4

Wykonana analiza pierwiastkowa i fazowa osadów (tab. 3 i 4) z wewnętrznej powierzchni rur (jak na rys. 5) wykazała obecność bardzo licznej grupy pierwiastków tworzących głównie węglany wapniowo-żelazowe oraz glinokrzemiany w obszarach poza wżerami oraz chlorki i tlenki miedzi i cyny w obszarach wżerów.

Tabela 3

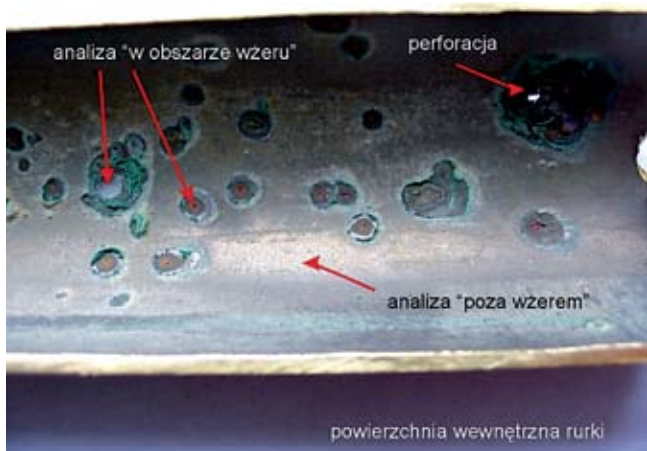
Skład w obszarze wżeru (2 miejsca), %wag.						
O	Si	Cl	Ca	Cu	Zn	Sn
53,50	0,42	6,91	0,25	35,20	0,74	2,99
56,22	1,10	12,03	0,26	26,86	0,91	2,62

Tabela 2

„p” mval/l	„m” mval/l	Twardość ogólna mval/l	Utlenialność mgO ₂ /l	SO ₄ ²⁻ mg/l	Cl ⁻ mg/l	Ca ²⁺ mg/l	pH	Przew. właściwe x10 ⁻⁴ S/m	Sucha pozost. mg/l
0,10	1,41	6,04		188,07	112,5	87,4		1045,0	861
0,14	1,74	6,46	6,07	194,79	137,5	101,8	8,18	1222,0	
0,23	1,86	6,04		188,06	112,5	101,8		1059,3	
0,21	1,82	5,82		185,18	100,0	91,7		1056,7	610
0,18	2,06	5,36		161,36	92,0	89,67		820,0	
0,28	2,40	6,80	5,36	160,98	97,5	94,56	8,40	944,0	

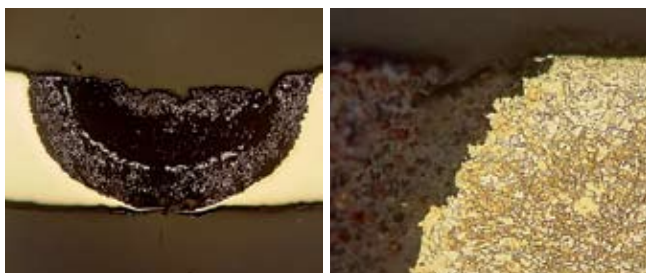
Tabela 4

Skład w obszarze poza wżerem, %wag.												
C	O	Mg	Al	Si	P	S	Cl	K	Ca	Fe	Cu	Zn
21,87	57,81	0,65	1,98	5,73	0,19	0,20	0,10	0,25	4,91	1,87	2,88	1,55



Rys. 5

Badania metalograficzne potwierdziły występowanie korozji selektywnej z charakterystycznymi korkami miedzi (rys. 6, 7) oraz wżerowej z wolnymi od osadów kraterami wżerów (rys. 8, 9).



Rys. 6 – 7



Rys. 8 – 9

Jako przyczynę stwierdzonych uszkodzeń rur wskazano:

- brak pasywacji powierzchni nowo zamontowanych rurek w wymienniku przed jego uruchomieniem przy ograniczonej możliwości wytworzenia naturalnych warstwek ochronnych,
- eksploatację wymiennika przy ograniczonej wydajności,
- postoje wymiennika bez odwadniania lub utrzymywania przepływu wody chłodzącej.

Przypadek B

– uszkodzenia rurek kondensatora pary turbiny 200 MW

Po przepracowaniu ok. 5000 godzin od zakończenia remontu, w trakcie którego przerurowano 100% wkładu rurowego skraplacza, ujawniono obecność kilkudziesięciu nieszczelności rurek. Do wymiany rur zastosowano rury z miedzioniklu gatunku 90/10 (zgodnie z EN 1245.Yr-1999).

W czasie postojów awaryjnych lub w rezerwie trwających nie dłużej niż 7 dni skraplacz nie był opróżniany i nie było utrzymywane przepływu wody chłodzącej; w postojach dłuższych był opróżniany.

Kondensator pracuje w otwartym obiegu wody chłodzącej i jest wyposażony w instalację ciągłego oczyszczania powierzchni wewnętrznej rur za pomocą kulek. W tabeli 5 zamieszczono wyniki wybranych oznaczeń fizykochemicznych wody chłodzącej.

Tabela 5

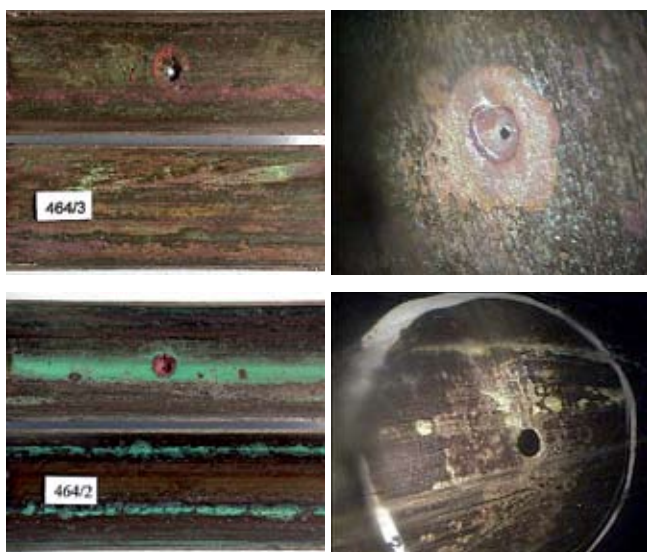
Parametr	Jedn.	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec
Temperatura	°C	6,8	1,4	10,1	16,7	20,2	24
Przewodność	µS/cm	639	736	651	653	652	638
Odczyn pH	pH	8,36	8,51	8,65	8,44	8,42	8,3
Zasad. „p”	mmol/l	0,00	0,00	0,36	0,11	0	0,10
Zasad. „m”	mmol/l	4,9	5,5	5,51	4,54	4,69	4,49
Tward. og.	mg CaCO ₃ /l	350,35	360,36	363,36	298,3	321,32	325,32
Tlen rozp.	mg O ₂ /l	10,9	12,5	11,7	10	8	5,8
BZT ₅	mg O ₂ /l	2,30	2,2	2,9	2,8	1,4	2
ChZT _{Mn}	mg O ₂ /l	6,7	7,95	8,05	7,8	7,2	8,2
ChZT _{Cr}	mg O ₂ /l	22	22	22,0		16	23,0
Azot amonowy	mg N-NH ₃ /l	0,38	0,17	0,28	0,05	0,1	0,13
Azot azotanowy	mg N-NO ₃ /l	1,99	4,36	1,25	0,40	0,22	0,18
Azot azotynowy	mg N-NO ₂ /l	0,084	0,036	0,014	0,031	0,02	0,008
Fosfor ogólny	mg P/l	0,16	0,09	0,24	0,19	0,19	0,16
Fosforany rozp.	mg PO ₄ /l	0,47	0,29	0,43	0,60	0,58	0,232
Zawiesina og.	mg/l	6,0	21,0	7	7,0	5,0	8,00
Subst. rozpusz.	mg/l	302	450	468,0	436	406	402
Wapń	mg Ca/l	100,1	108,1	104,1	80,10	84,10	84,10
Magnez	mg Mg/l	23,33	22,12	24,06	23,09	26,74	28,68
Chlorki	mg Cl/l	20,8	20,93	19,26	21,64	21,17	20,358
Siarczany	mg SO ₄ /l	101	101,42	87,59	95,36	89,32	82,1
Żelazo	mg Fe/l	0,14	0,19	0,13	0,05		0,05

Mimo że woda chłodząca pochodzi z obiegu otwartego to jej parametry fizykochemiczne w przeważającej większości utrzymują się na stabilnym poziomie, z wyjątkiem dużych zmian w zakresie zawartości związków azotu. Odczyn pH wody chłodzącej dochodzący do ok. 8,7 jest stosunkowo wysoki jak na wody powierzchniowe, związany prawdopodobnie z postępowaniem procesów gnilnych materii organicznej, czego skutkiem jest wzrost zawartości m.in. amoniaku oraz związków siarki na niskich stopniach utlenienia (siarkowodór, siarczki). Okresowe wzrosty odczynu pH mogły być również związane z zaburzeniami w cyklu azotowym (cyrkulacją azotu i jego związków chemicznych w biosferze), czego efektem może być wzrost zawartości jonów amonowych.

Bezpieczna, zalecana dla rur miedzioniklowych sumaryczna zawartość azotanów i azotynów w wodzie była okresowo wielokrotnie przekraczana. Stopy miedzi przy znaczącej zawartości CO₂ i tlenu w obecności podwyższonych zawartości tych związków oraz odpowiednim zakresie pH mogą ulegać intensywnej korozji w normalnych warunkach pracy. Intensyfikacja negatywnego wpływu ww. związków azotu występuje w okresach postojów urządzeń, w momencie niespuszczania wody chłodzącej ze skraplacza (w przypadku postojów dłuższych) lub zamknięcia przepływu przez skraplacz z pozostawieniem w nim wody chłodzącej w przypadku postojów krótkich.

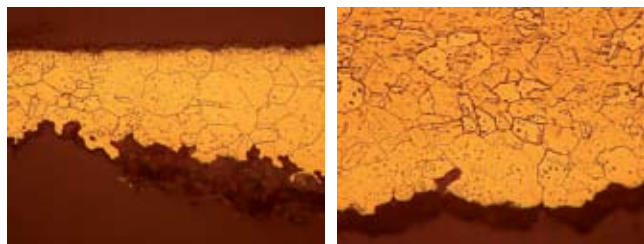
Charakterystyka uszkodzeń

W obrazie makroskopowym stwierdzono, że powierzchnia wewnętrzna nie jest pokryta warstwą ochronną, a głębokie półkoliste wżery z perforacjami na dnie porażają 1/2 obwodu (dolna półowka) – rysunki 10 – 13.



Rys. 10 – 13

Badania metalograficzne wykazały, że atak korozyjny odbywa się w początkowej fazie międzykryształicznie, ale w ślad za nim zużycie materiału następuje objętościowo. Nie stwierdzono zmian w strukturze w obszarach poza wżerami – rysunki 14 – 15.



Rys. 14 – 15

Oprócz powyższych oględzin i badań metalograficznych wykonano również szereg badań dotyczących własności materiału rur w odniesieniu do wymagań normy dla rur miedzioniklowych typu 90/10, obejmujący:

- pomiary geometrii (średnica, grubość ścianki),
- badania składu chemicznego metalu,
- pomiar twardości,
- próbę rozciągania,
- próbę rozłaczania,
- próbę odporności na korozję naprężeniową,
- określenie wielkości ziarna,
- ubytki masy metalu.

Wyniki powyższych prób potwierdziły zgodność z wymaganiami normy.

Przyczyny stwierdzonych uszkodzeń:

- rurki zostały uszkodzone w wyniku działania korozji wżerowej; tego rodzaju korozja występuje najczęściej pod osadami, które osadzają się na powierzchni wewnętrznej (na dolnej tworzącej) i są nasączone wodą zawierającą związki agresywne pochodzące z rozkładu substancji organicznych;
- stopy miedzi z niklem są stosowane na rurki pracujące z dużą zawartością chlorków, np. woda morską, są natomiast mniej odporne na działanie związków azotowych, np. amoniak, azotyny, azotany, szczególnie w przypadku, gdy nie są pokryte warstwą ochronną od strony wody chłodzącej, co ma miejsce w omawianym przypadku;
- brak warstwy ochronnej, niewytworzonej lub wtórnie usuniętej w wyniku czyszczenia powierzchni wewnętrznej rur.

Przytoczone powyżej opisy uszkodzeń korozyjnych rur mosiężnych dotyczyły przypadków, w których uszkodzenie nastąpiło na skutek wzajemnego oddziaływania kombinacji różnych niekorzystnych czynników w krótkim czasie po zabudowaniu rur w wymiennikach.

Jak wspomniano na początku artykułu i co potwierdzają doświadczenia własne, istotnym z punktu widzenia odporności korozyjnej rur w danych warunkach technologicznych jest stan techniczny tych rur w warunkach dostawy, jeszcze przed ich zabudowaniem. Charakterystyczna sytuacja obejmuje spełnienie dla rur nowych wymagań odpowiednich norm dotyczących składu chemicznego, własności mechanicznych, własności struktury przy obecności różnego rodzaju „defektów” zwykle nieopisanych wymaganiami odpowiednich norm, a mogących być źródłem przyszłych problemów z korozją rur. W dalszej części artykułu zamieszczono przykładowy opis jednego z takich przypadków.

Przypadek C

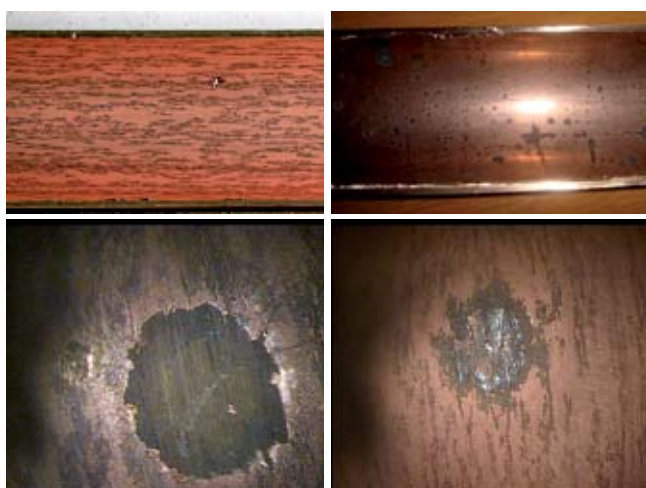
– Stan rur mosiężnych w warunkach dostawy

Przedmiotem oceny była rura gatunku MNŻ5.1 wg GOST 4921-73 i GOST 17217-79 (gatunek nie objęty polską normą). Wykonano pomiary i badania:

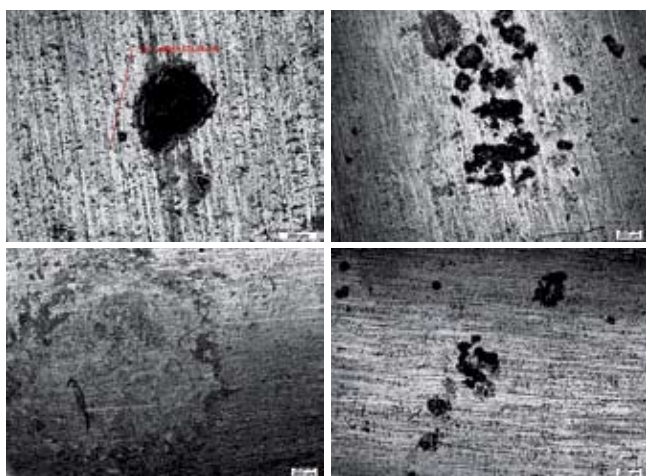
- składu chemicznego metalu,
- geometrii i ubytku masy,
- składu fazowego struktury, grubości ziarna i twardości,
- próby roztaczania i spłaszczania,
- własności wytrzymałościowych: R_m , $R_{0.2}$, A5
- odporności na pękanie naprężeniowe (próba amoniakalna).

Potwierdziły one spełnienie wymagań zapisów odpowiednich punktów normy jak i atestów producenta.

Istotne zastrzeżenia budził stan powierzchni wewnętrznej rur, której defekty widoczne były już w obrazie makroskopowym. Co istotne, w obrębie jednego odcinka obraz powierzchni zmieniał się zdecydowanie po jego długości (rys. 16 – 19). Powierzchnia nowej rury błyszcząca, miejscami o miedzianej barwie z licznymi plamami (cętkami), miejscami na błyszczącej powierzchni o barwie mosiądzu widoczne skupiska pojedynczych plam. Charakter plam wskazywał, że są one prawdopodobnie pozostałościami po substancjach stosowanych przy produkcji rur. W miejscu plam po trawieniu występował wyczuwalny „pod palcem” ubytek grubości (rys. 20 – 23).

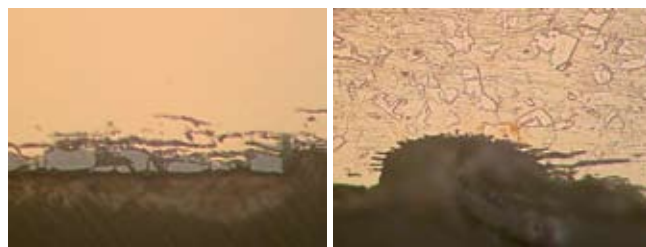


Rys. 16 – 19



Rys. 20 – 23

Badania metalograficzne wykonane w obszarze plam jw. wykazały zapoczątkowanie procesu korozyjnego pogłębiającego się międzykrystalicznie z wżerami ułożonymi ukośnie do powierzchni rury i częściowo wypełnionymi osadami (rys. 24 – 25).



Rys. 24 – 25

Przeprowadzone badania wykazały, że rury pomimo spełnienia wymogów odpowiednich norm, nie powinny być użyte do zabudowy z uwagi na defekty powierzchni wewnętrznej, będące potencjalnym miejscem przyszłych problemów korozyjnych.

Odporność korozyjna rurek mosiężnych

Trwałość miedzi i jej stopów w warunkach ruchowych pracy wymienników ciepła, oprócz szeregu różnych czynników opisanych wybiórczo w powyższych przykładach, w dużej mierze zależy od stanu i szczelności tlenkowej warstewki ochronnej oraz jej trwałości.

Wytworzenie naturalnej warstewki ochronnej w czystej, lekko natlenionej wodzie następuje po ok. 8 – 12 tygodniach eksploatacji. Wytworzenie oraz utrzymanie tej warstewki ochronnej jest krytyczne dla uzyskania optymalnego czasu bezproblemowej pracy.

Jeżeli woda działa agresywnie na mosiądz, wtedy możliwość samorzutnego wytworzenia się szczelnej warstewki tlenków na nowo zainstalowanych rurekach jest znikoma i powierzchnie takie są silnie atakowane korozyjnie. W celu ograniczenia tych procesów stosowane są metody chemicznego nakładania powłok ochronnych (pasywnych) na powierzchni mosiężnych rurek skraplaczy pary i innych wymienników ciepła.

Pasywacja powierzchni rurek mosiężnych – 5 lat doświadczeń

Formowanie się nowej warstewki ochronnej zachodzi najszybciej wtedy, kiedy układ pracuje przez kilka tygodni wypełniony czystą, lekko natlenioną wodą. Jeżeli to możliwe operacja ta powinna być prowadzona bez przerw.

W koniecznych przypadkach (ograniczenia czasowe, jakość czynnika obiegowego) ochronne warstewki pasywne można wytworzyć w wyniku przeprowadzenia osobnej operacji technologicznej z użyciem związków stymulujących ich wytwarzanie. Proces ten ma celu wytworzenie od kilku do kilkunastomikronowej ochronnej warstewki pasywnej, ściśle przylegającej do powierzchni metalu.

Warstwa pasywna na nowych rurekach ma chronić czasowo powierzchnie wewnętrzne przed korozją selektywną i umożliwić wytworzenie naturalnej eksploatacyjnej warstewki tlenków miedzi $\text{CuO} - \text{Cu}_2\text{O}$.

W 2007 roku w *Pro Novum* opracowano metodę czasowej pasywacji powierzchni rur miedzianych w wymiennikach ciepła będącą modyfikacją stosowanej na świecie metody ciągłej ochrony rurek miedzianych pracujących m.in. w układach chłodzonych wodą morską.

Ochronne działanie wytworzonych zgodnie z opracowaną metodą warstwek ochronnych tłumaczone jest dwoma niewykluczającymi się wzajemnie teoriami:

- mechaniczną – opisującą fizyczną izolację stopów miedzi od czynnika obiegowego dzięki wytworzeniu trwałej, wodoszczelnej warstewki ochronnej;
- elektrochemiczną – tłumaczącą efekt działania tego typu ochrony w wyniku wytworzenia filmu ochronnego o wysokim potencjale w układzie Fe^{2+}/Fe^{3+} .

Na rysunkach 26 – 27 przedstawiono przykładowy wygląd powierzchni wewnętrznej rurek miedzianych z wytworzoną warstwą ochronną (przy różnych parametrach procesu pasywacji).



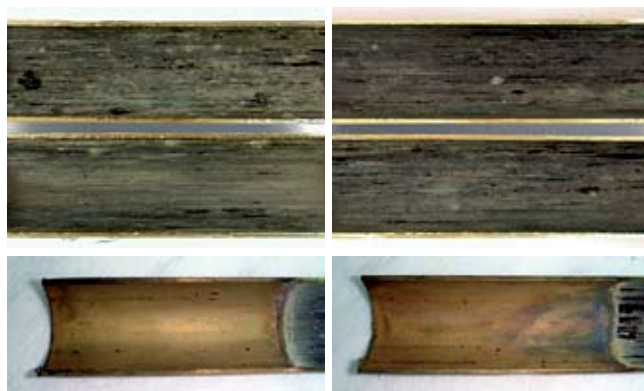
Rys. 26 – 27

Na przestrzeni ostatnich pięciu lat wymienioną metodę pasywacji nowych rurek miedzianych zastosowano w praktyce przy pasywacji kilkunastu wymienników ciepła, w tym m.in. 5 kondensatorów turbin o mocach 120-200MW, 6 wymienników woda – woda typu CW-2400 i innych mniejszych, pracujących zarówno w otwartych jak i zamkniętych układach chłodzenia. Procesy pasywacji wykonywano przy użyciu własnych instalacji pomocniczych dostosowanych do rodzaju wymiennika.

Skuteczność wykonanych operacji pasywacji została potwierdzona wieloletnią, w skrajnych przypadkach już 5-letnią, bezawaryjną, w ujęciu braku znaczących uszkodzeń korozyjnych, eksploatacją wymienników ciepła. W chwili obecnej dysponujemy już wynikami ocen stanu technicznego rurek wymienników ciepła pasywanych chronologicznie jako pierwsze, na których stwierdzano liczne uszkodzenia korozyjne ujawniające się krótko po wprowadzeniu do eksploatacji, a obecnie pracujące już 5 lat od momentu pasywacji bez uszkodzeń stwierdzanych pierwotnie. Potwierdza to słuszność przyjętej konwencji zabezpieczenia oraz dobry efekt i spełnienie założeń technologii pasywacji.

Na rysunkach 26 – 29 przedstawiono stan powierzchni wycinków kontrolnych rur (MC70) z wymiennika typu CW-2400 pracującego w otwartym systemie chłodzenia (woda rzeczna) po pięciu latach od momentu pasywacji.

Powierzchnia wewnętrzna rur pokryta równomiernie cienkim osadem w kolorach beżowo – szarym. Nie stwierdzono występowania większych aglomeracji osadów. Brak większego uprzywilejowania dolnej bądź górnej tworzącej w odniesieniu do ilości i jakości osadów. Powierzchnia pod osadami bez wskazań typu wżery korozyjne.



Rys. 28 – 31

Podsumowanie

- W początkowym okresie eksploatacji nowych lub przerurowanych wymienników ciepła wyposażonych w rurki miedziane stwierdza się podwyższoną ilość uszkodzeń korozyjnych rur.
- Spełnienie wymagań odpowiednich norm w zakresie właściwości materiału nowych rurek miedzianych nie daje pełnej gwarancji ich przydatności do eksploatacji bez przeprowadzenia dodatkowych badań odbiorowych.
- Odporność korozyjna rurek miedzianych w środowisku wodnym związana jest z obecnością na powierzchniach rur tlenkowych warstwek ochronnych.
- Opracowana w *Pro Novum* technologia zabezpieczenia powierzchni rurek miedzianych na czas początkowej eksploatacji pozwala na skuteczną ich ochronę przed procesami korozyjnymi do czasu wytworzenia się właściwych warstwek pasywnych.

LITERATURA

- [1] Jakubik A.: Uszkodzenia niemechaniczne urządzeń cieplnych elektrowni, WNT, Warszawa 1974
- [2] Jasner M., Hecht M., Beckmann W.: Heat exchangers and piping systems from copper alloys – commissioning operating and shutdown
- [3] Stubbe J., Briquet J.: Ermittlung der Parameter für die Eisen(II) – sulfatdosierung an Wärmeaustauschern
- [4] Powell C.A., Michels H.T.: Seawater corrosion resistance and antifouling
- [5] Tuthill A.: Guidelines for the use of copper alloys in seawater
- [6] Zbrońska-Szczęchura E.: Typowe uszkodzenia rurek skraplaczy turbinowych, II Sympozjum Informacyjno Szkoleniowe, Wiśła 2000
- [7] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 159.2118/2007
- [8] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 57.1588/2004
- [9] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 141.2265/2008
- [10] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 73.2665/2011
- [11] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 26.2754/2012

Warunki powstawania uszkodzeń zmęczeniowo-korozyjnych w walczakach kotłów wysokoprężnych

Conditions of fatigue and corrosion damages arising in high pressure boiler drums

Kotły bloków energetycznych pracują głównie w warunkach stacjonarnych, a okresy pracy w warunkach niestabilnych mają nieznaczny udział w ogólnej liczbie godzin pracy kotła. W literaturze światowej i krajowej opisano kilka przypadków całkowitego zniszczenia kilku walczaków w czasie wykonywania próby ciśnieniowej oraz liczne uszkodzenia w postaci pęknięć porażających krawędzie otworów oraz mostki znajdujące się w dolnej części walczaka poniżej lustra wody.

Walczaki, zgodnie z przepisami UDT, liczone są na podstawie granicy plastyczności, tj. na działanie naprężeń statycznych. Charakter wykrywalnych pęknięć wskazuje, że przyczyną ich powstawania jest korozja zmęczeniowa (mało- i wielocykliczna) wywołana działaniem naprężeń zmiennych mechanicznych i cieplnych; (próby ciśnieniowe, zrzuty awaryjne powodowane awaryjnością ekranów i podgrzewaczy wody oraz ciepłone). W czasie ciągłej pracy kotła częste zmiany różnicy temperatur między temperaturą nasycenia a temperaturą wody zasilającej powodują, że między nominalnym obciążeniem kotła a pracą pod zmniejszonym obciążeniem występują duże różnice w ilości przejmowanego ciepła przez poszczególne miejsca ścianki walczaka.

Uszkodzenia walczaków w energetyce krajowej i zagranicznej oraz wyniki przeprowadzonych badań nieniszczących i niszczących wskazują na potrzebę krytycznej analizy ich eksploatacji, sposobu naprawy oraz oceny stanu technicznego. W niniejszym artykule omówiono przyczyny ich powstawania oraz sposoby zapobiegania.

Przepracowana liczba godzin niektórych elementów urządzeń energetycznych ciepło-mechanicznych osiąga obecnie 250 000 – 300 000, dlatego informacje o stopniu degradacji metalu tych elementów są konieczne do oceny dalszej ich przydatności oraz dla ustalenia zakresów i okresów badań diagnostycznych lub ich wymiany.

W czasie eksploatacji zachodzi stopniowa degradacja własności metalu. Do głównych mechanizmów niszczenia – degradacji własności metalu elementów kotłowych należą:

- pełzanie,
- zmęczenie mało- i wielocykliczne,
- starzenie termiczne,
- korozja,
- erozja.

Trwałość elementów jest, w sposób istotny, zależna od przepracowanej liczby godzin i temperatury pracy, który to parametr nie jest wielkością stałą.

Duży, istotny problem stwarza fakt, że ciepła historia pracy urządzenia nie jest monitorowana w sposób ciągły, a większość uszkodzeń występujących w elementach krytycznych bloku (około 80%) jest powodowana zmęczeniem wywołanym głównie zmianami temperatury metalu (nie licząc łopatek turbin).

Elementy, lub całe konstrukcje, poddawane działaniu zmiennych naprężeń mogą ulegać zniszczeniu, mimo że poziom naprężeń nie przekracza granicy plastyczności metalu. Zniszczenie zmęczeniowe, a zwłaszcza zmęczenie korozyjne, jest przyczyną eksploatacyjnych uszkodzeń elementów ciśnieniowych. Występowanie zmęczenia metalu jest uwarunkowane cyklicznym, plastycznym odkształceniem.

Walczaki kotłów wysokoprężnych projektowane są według wartości granicy plastyczności (Ret) w podwyższonej temperaturze i, teoretycznie, na nieograniczony czas pracy. W projektowych obliczeniach wytrzymałościowych nie uwzględnia się obciążeń zmiennych – dynamicznych wywołanych naprężeniami mechanicznymi i cieplnymi. Grubości ścianek zgodnie z przepisami UDT obliczane są dla naprężenia stałego. W rzeczywistości w eksploatacji walczaka, nawet w stanach ustalonych, parametry pracy ulegają częstym zmianom i dlatego głównym procesem niszczenia jest zmęczenie korozyjne.

Elementy krytyczne bloków, a szczególnie kotłów, pracujące w warunkach pełzania współcześnie są projektowane na 200 000 – 250 000 godzin pracy. Słusznym jest, by pozostałe elementy, nieprojektowane na wytrzymałość czasową, które są narażone na korozyjne lub erozyjne ubytki pod wpływem działania gazowego lub ciekłego i stałego czynnika rozporządzały podobną trwałością.

Proces niszczenia zmęczeniowego polega na cyklicznym odkształceniu elementu. Stopniowe niszczenie metalu zachodzi wskutek gromadzenia mikrodefektów oraz wielkości ich przyrostu. Należy podkreślić, że przyrost pęknięcia może być powodowany naprężeniem statycznym, zwłaszcza w ośrodkach korozyjnych. W przypadku czysto cyklicznego obciążenia występuje przyrost pęknięć zmęczeniowych, a w przypadku jednoczesnego działania naprężenia stałego w środowisku korozyjnym mówimy o pękaniu korozyjnym.

Dotychczas w kraju wykonano próby ciśnieniowe, aż do rozerwania, dwóch walczaków: jednego nowego, a drugiego po przetworzeniu ok. 200 000 godzin – obydwa były wykonane ze stali miedziowej. Statyczne, wytrzymałościowe próby, wykonane na walczaku, nie wyjaśniły przyczyn powstawania pęknięć w czasie eksploatacji na krawędziach otworów leżących poniżej lustra wody, co świadczy, że pękanie krawędzi otworów, w danym wypadku, nie jest związane z działaniem naprężeń statycznych.

Analiza wyników wykonanych badań niszczących nie wykazała wpływu na zmiany własności wytrzymałościowych metalu walczaków – bez względu na pochodzenie i gatunek stali. Osobliwość otrzymanych charakterystyk wytrzymałościowych metalu ze wzrostem czasu pracy elementu uwarunkowana jest widocznie własnościami wytrzymałościowymi i strukturą metalu w stanie wyjściowym.

Wyniki badań udarności wykazują, że skłonność walczaków wykonanych ze stali miedziowych do obniżenia odporności na kruche uszkodzenie (podwyższona na z czasem temperatura przejścia w stan kruchy) uwidacznia się w dużym rozrzucie wartości udarności nawet w stanie wyjściowym stali. Brak istotnych zmian własności wytrzymałościowych i struktury długo eksploatowanych elementów jest jeszcze jednym dowodem na to, że zmiany te mogą zachodzić w małych objętościach materiału, co jest charakterystyczne dla niszczenia zmęczeniowego. Materiał walczaków, których obliczenia grubości ścianki wykonane są dla naprężeń statycznych, pracuje w warunkach zmęczenia, czego, prawdopodobnie, nie wiedzieli zwolennicy wykonania niszczących prób statycznych.

W krajowej energetyce pracuje ponad 200 walczaków dostarczonych przez różnych producentów i wykonanych z różnych gatunków stali, począwszy od węglowych, aż do stopowych z dodatkiem miedzi. Większość z nich przetworzyła dotychczas 200 000, a nawet grubo ponad 250 000 godzin i została porażona pęknięciami krawędzi otworów i mostków umieszczonymi poniżej lustra wody, a szczególnie otworów rur opadowych, parownika i armatury.

Dane doświadczalne (badania) oraz literatura za przyczynę tego rodzaju uszkodzeń uważają zmęczenie korozyjne w wyniku cyklicznej zmiany naprężeń działających na metal w środowisku agresywnym (woda kotłowa).

Do podstawowych procesów cyklicznych powodujących zmęczenie należą:

- | | | |
|--|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • udary cieplne, • próby ciśnieniowe, • uruchomienie z różnych stanów, • wahania temperatur wody kotłowej w czasie pracy stacjonarnej | } | <p>zmęczenie małocykliczne</p> <p>zmęczenie wielocykliczne (cykle temperaturowe)</p> |
|--|---|--|

Doświadczenia wykazują, że liczba zmian (wahań) temperatury wody zasilającej $\Delta t \pm 20^\circ\text{C}$ wynosi 17-20 cykli/h, rzeczywista liczba tego rodzaju cykli w czasie pracy kotła może osiągnąć 2×10^6 .

Na sumaryczne wyczerpanie metalu składają się degradacje wywołane zmęczeniem małocyklicznym i wielocyklicznym, co wyrażane jest procentowo jako suma warunków trwałości. Według danych literaturowych dopuszczalna liczba cykli w czasie wieloletniej pracy walczaka nie powinna przekraczać:

- zmęczenie małocykliczne – 3000 cykli (ze współczynnikiem bezpieczeństwa $\beta = 6$),
- zmęczenie wielocykliczne – $\max(1,6 - 2,0) \times 10^5$ cykli.

W przypadku pracy metalu w temperaturze przekraczającej 400°C mogą występować niekorzystne zmiany w strukturze obniżającej dalszą jego przydatność (obniżenie FATT i udarności). Zmęczenie korozyjne często skutkuje wzrostem szybkości rozprzestrzeniania się pęknięć w porównaniu z czystym zmęczeniem.

Przyrost prędkości rozwoju pęknięć zależy od gatunku stali, rodzaju środowiska, parametrów mechaniczno-metalurgicznych, wielkości obciążenia, częstotliwości zmian. Wg danych literaturowych środowisko ciekłe jest bardziej agresywne od gazowego.

Istniało przypuszczenie, że ze wzrostem przetworzonej liczby godzin, szczególnie w temperaturach powyżej 350°C , stale walczakowe, węglowe i stopowe mają skłonność do degradacji wytrzymałości, a szczególnie do obniżenia podatności na odkształcenie, co objawia się m.in. obniżeniem udarności KV i wzrostem temperatury przejścia metalu w stan kruchy. Przeprowadzone liczne badania niszczące próbek pobranych z obecnie eksploatowanych walczaków jak również z zeżłomowanych oraz poddanych próbom rozerwania w sposób jednoznaczny nie potwierdziły istotnych zmian własności mechanicznych po przetworzeniu ponad 200 000 godzin (tab. 1, rys. 1).

Ważną charakterystyką materiału walczaków i jego skłonności do kruchych uszkodzeń jest temperatura przejścia w stan kruchości.

Problem wytrzymałości na kruche uszkodzenia metalu komplikuje się tym, że zmienia się z czasem eksploatacji i krytyczne temperatury kruchości ulegają podwyższeniu, co jest wynikiem temperaturowego starzenia oraz nagromadzenia cyklicznego wyczerpania w temperaturze przekraczającej $t > 40^\circ\text{C}$.

Dla stali typu K22 temperatura krytyczna kruchości wynosi $10 - 40^\circ\text{C}$, dla stali stopowych temperatura krytyczna mieści się w zakresie $40 - 50^\circ\text{C}$.

Charakterystyka zachowania udarności w zależności od przetworzonej liczby godzin zależy od struktury metalu, a zwłaszcza od ilości bainitu i odpuszczonego martenzytu, który zazwyczaj ma wyższą udarność niż bainit, w tych samych temperaturach. Za materiał przydatny do dalszej eksploatacji uznaje się taki, którego udarność dla próbek wyciętych w kierunku obwodowym dla temperatury pokojowej ($t_s = 20^\circ\text{C}$) jest wyższa ($KCV \geq 6 \text{ J/cm}^2$).

Analiza licznych wyników badań niszczących nie wykazała trwałych skłonności do zmiany własności wytrzymałościowych metalu walczaków wraz ze wzrostem czasu pracy. Szczegóły zachowania się, wytrzymałościowych charakterystyk metalu ze wzrostem czasu eksploatacji, uwarunkowane są poziomem własności wytrzymałościowych i struktury metalu w stanie wyjściowym.

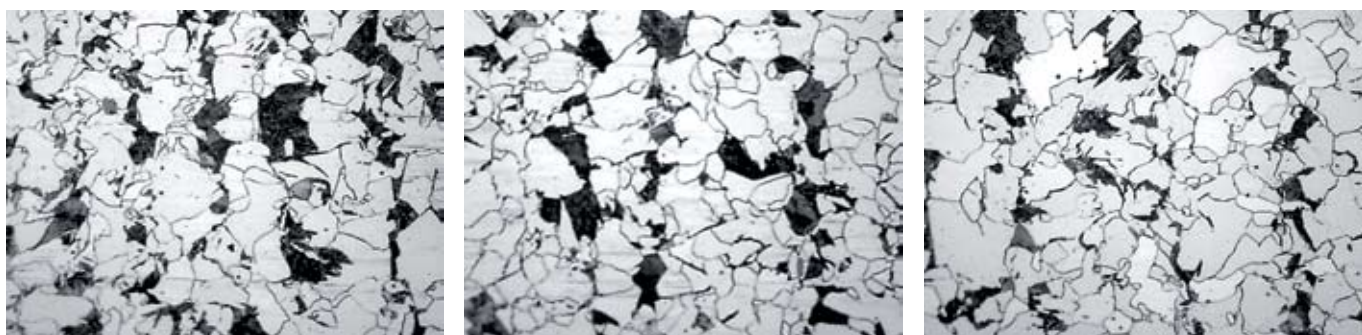
Według wyników badań niszczących, skłonność do obniżenia własności wraz z przetworzoną liczbą godzin jest niwelowana znacznym rozrzutem ich wartości w stanie wyjściowym dla różnych walczaków a, co gorsze, nawet dla różnych dzwon tego samego walczaka, bez względu na rodzaj zastosowanego materiału i producenta.

Obszar	Temp. badania, °C	R _e , MPa	R _m , MPa	Wydłużenie A5, %	Przewężenie Z, %	R _e /R _m
„A”	24	464	563	26	62	0,82
„B”		464	563	26	62	0,82
„C”		436	562	29	64	0,77
„A”	350	330	491	24	55	0,67
„B”		330	491	24	55	0,67
„C”		330	482	24	57	0,68

Wg katalogów firmy Rheinrohr (producenta blachy) minimalne wartości granicy plastyczności oraz wytrzymałości na rozciąganie wynoszą:

R_e = 340 MPa i R_m = 470 – 560 MPa dla temperatury otoczenia

R_e = 250 MPa dla temperatury 350°C



Rys. 1. Struktura w obszarach A, B, C – jak w stanie dostaw [7]

Warunki powstawania pęknięć zmęczeniowych na walczaku

Istnieje cały szereg teorii na temat przyczyn powstawania pęknięć porażających przyotworowe wewnętrzne powierzchnie walczaka umieszczone poniżej lustra wody.

Cykliczne zmiany naprężenia powodowane są licznymi uruchomieniami, próbami wodnymi oraz zmianami temperatury ścianki w stanach ustalonych w wyniku częstej zmiany temperatury wody kotłowej i zasilającej oraz termosoków. Jak już wspomniano, porażeniu ulegają powierzchnie przyotworowe znajdujące się w przestrzeni wodnej, a nigdy te, które znajdują się w przestrzeni parowej. Ponieważ w czasie stacjonarnego reżimu pracy kotła metal ścianki górnej i dolnej części walczaka pracuje przy identycznych temperaturach i ciśnieniu, to proces niszczenia przyotworowych powierzchni powinien być identyczny – a tak się nie dzieje.

Przyczyną pojawienia się pęknięć w metalu są różnice w ciepłno–mechanicznych warunkach pracy, np. rur opadowych oraz odprowadzających parę w czasie zmiany obciążenia w innych stanach niestabilnych. Nie wdając się w szczegółowe obliczenia ciepłne jedno można stwierdzić, że współczynnik przenoszenia ciepła w rurach opadowych jest wyższy niż w objętości walczaka, co jest związane z tym, że masowa prędkość czynnika w rurach opadowych jest większa niż w odprowadzających parę o wielokrotność cyrkulacji. Jednocześnie, przy identycznych masowych prędkościach, współczynnik wnikania ciepła od wody do ścianki rury jest

znacząco większy od współczynnika wnikania ciepła od pary. Różnice we współczynnikach przewodzenia w rurach opadowych i w objętości walczaka można wyjaśnić różnicą prędkości czynnika w nich płynącego.

Nieznaczne wymuszenie zmiany w obwodzie cyrkulacji czynnika powoduje, niejednokrotnie, zmiany temperatury w rurach opadowych jak i w rurach odprowadzających parę i w objętości czynnika w samym walczaku.

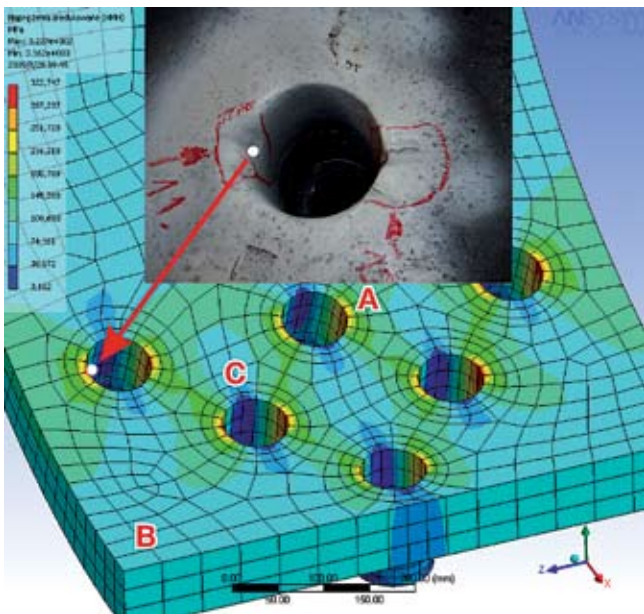
W czasie zmiany obciążenia na turbogeneratorze zachodzi zjawisko nienadążania wydajności kotła nawet w wypadku pracy układu w reżimie automatycznym. Proces ten zależy od dynamicznej charakterystyki regulacji obciążenia, co powoduje obniżenie ciśnienia w walczaku, a tym samym obniżenie temperatury nasycenia w konsekwencji skutkujące obniżeniem temperatury króćców rur opadowych, szczególnie w okolicach spoin łączących rury z walczakiem.

Biorąc pod uwagę fakt, że w znacznej liczbie elektrowni główne urządzenia regulacyjne nie zawsze są sprawne i regulacja odbywa się „na rękę” spadki ciśnienia mogą osiągać znaczne wielkości, a różnice temperatury powodować przekraczanie wartości dopuszczalnych. (Nie wyklucza się, że w związku z powyższym przyczyną powstawania pęknięć w dolnych częściach walczaków może być prędkość obniżania ciśnienia kotła w czasie odstawienia).

W czasie zatrzymywania kotła przy wyłączeniu zabezpieczeń wykonuje się szereg operacji, tj. zamknięcie głównej zasuwy i otwarcie odpowietrzeń, co powoduje nagłe obniżenie ciśnienia pary i jest powodem wrzenia wody kotłowej w walczaku,

w parowniku i rurach opadowych. Dzieje się tak, ponieważ w obiegu cyrkulacyjnym kotła woda nagrzana jest do temperatury nasycenia przy ciśnieniu roboczym, a przed momentem rozpoczęcia operacji odstawienia kotła para przedostaje się do rur przegrzewaczowych. W ten sposób w przegrzewaczach płynie para, a w rurach opadowych wrząca woda; wymiana ciepła w rurach parowych odbywa się na drodze konwekcyjnej, a w rurach opadowych wymiana ciepła przy pęcherzykowym wrzeniu, dla którego współczynnik przyjmowania ciepła jest niewyznaczalny.

Na podstawie przybliżonych obliczeń oraz pomiarów temperatury ścianki walczków w stanach nieustalonych stwierdzono, że prędkość spadku temperatury ścianki na wewnętrznej powierzchni jest rzędu 4°C/min, co przekracza wartości zalecane przez dostawców kotłów. Na tej podstawie można wnioskować o obecności – występowaniu znacznych temperaturowych gradientów w otworach znajdujących się poniżej poziomu wody, gdzie zazwyczaj występują pęknięcia (rys. 2).



Rys. 2. Miejsca powstawania pęknięć zmęczeniowo-korozyjnych w ściance walczaka

Natomiast w czasie uruchamiania kotła ze stanu zimnego ma miejsce nagrzewanie ścianek od jakiegoś stanu wyjściowego do roboczego, które zachodzi stopniowo, ale które niekiedy może mieć charakter udaru cieplnego. Niestety unikanie tego rodzaju udarów w czasie uruchamiania jest niemożliwością, choćby dlatego, że rozpalanie wykonywane jest na palnikach rozpałkowych bez monitorowania temperatury ścianki walczaka.

Pomiary temperatury wykonywane w czasie uruchamiania kotłów na dolnych tworzących, a zwłaszcza na króćcach rur opadowych, wykazały, że szybkość nagrzewania króćców rur opadowych jest znacznie wyższa od dolnej połowy walczaka. Wg niektórych danych literaturowych skoki temperatury w strefie króćców rur opadowych mogą sięgać 55°C, co obrazuje wielkość mogących wystąpić naprężeń cieplnych, które sumując się z naprężeniami od ciśnienia powodują uszkodzenia zmęczeniowe.

Z powyższego wynika, że w celu zapobieżenia występowaniu pęknięć w dolnej części płaszczu walczaka w czasie stanów nieustalonych, a szczególnie w czasie uruchomienia, konieczne jest dotrzymanie dopuszczalnej różnicy między temperaturą wody kotłowej w rurach opadowych i temperaturą dolnej tworzącej walczaka.

Wnioski

- **Badania niszczące**
Wytrzymałość doraźna sprawdzona na próbkach pobranych z uszkodzonych i nieuszkodzonych walczków mieści się w granicach określonych normami, podobnie parametry charakteryzujące plastyczność materiału.
- **Badania metalograficzne (repliki)**
Badania nie wykazały istotnych niekorzystnych zmian strukturalnych mogących mieć wpływ na dalszą przydatność.
- **Wyczerpanie trwałości materiału walczaka** zachodzi na skutek cyklicznie zmieniających się naprężeń:
 - małocyklicznych (mechanicznych),
 - wielocyklicznych (cieplnych).
 Procesy zmęczeniowe zachodzą w niewielkiej jego objętości.
- **Uszkodzenia kruche** mogą wystąpić tylko wtedy, gdy:
 - istnieje inicjator pęknięcia o rozmiarze większym od krytycznego, a lokalne naprężenia mają charakter rozciągający,
 - temperatura metalu jest niższa od temperatury przejścia w stan kruchy.

Uwaga:

Na wniosek Pro Novum UDT opracował zalecenia odnośnie do sposobu wykonywania prób ciśnieniowych (temperatura metalu, ciśnienie, sposób podniesienia ciśnienia).

W eksploatacji należy unikać naprężeń $\sigma > 0,8 R_{et}$ (próby ciśnieniowe)

- **Ocena stopnia wyczerpania metalu walczaka** powinna być oparta na następujących rzeczywistych danych:
 - geometria,
 - temperatura ścianki,
 - różnica między temperaturą nasycenia wody kotłowej a temperaturą wody zasilającej (możliwie najmniejsza),
 - częstotliwość występowania zmian temperatury (mieszanie wody kotłowej i zasilającej),
 - temperatura ścianki na dolnej tworzącej.

Podsumowanie

Większość walczków w kraju i zagranicą ulega uszkodzeniom. Uszkodzenia w postaci pęknięć najczęściej porażają krawędzie otworów oraz mostki znajdujące się na dolnej tworzącej walczków.

Przyczyną uszkodzeń jest zmęczenie wywołane naprężeniami cieplnymi i mechanicznymi działającymi na metal w środowisku agresywnym.

Do naprężeń mechanicznych (z reguły małocyklicznych) można zaliczyć: próby ciśnieniowe, zmiany obciążeń, uruchomienia i odstawienia kotła, a do naprężeń cieplnych – częstotliwość i wielkość zmian temperatur między parą nasyconą a wodą zasilającą.

Ścianki walczków liczone są bez uwzględnienia naprężeń zmiennych. Liczne badania niszczące, na próbkach pobranych z walczków zełmowanych (próby statyczne), nie wykazały istotnych zmian wytrzymałości zależnej od przepracowanej liczby godzin przez walczaki. Dane wytrzymałościowe mieszczą się w granicach rozrzutu własności podawanych w odpowiednich normach materiałowych. Badania nie wykazały istotnych, niekorzystnych, zmian strukturalnych mogących mieć wpływ na dalszą przydatność metalu. Stwierdza się jedynie, że stale przebywające w temperaturach powyżej 400°C mają skłonność podwyższania FATT i obniżania udarności w temperaturze postojowej. W czasie prób ciśnieniowych wskazane jest utrzymywanie temperatury metalu od wartości wyższej od temperatury przejścia w stan kruchy.

Bardzo niebezpieczne dla walczaka jest szybkie rozprężenie (odstawienie), powodujące szybki spadek temperatury ścianek i obniżanie poziomu wody, co z kolei powoduje zmianę gęstości i wzrost różnicy temperatury między parą nasyconą a wodą zasilającą.

Obliczenia stopnia wyczerpania metalu powinny być oparte na następujących rzeczywistych danych:

- geometria,
- temperatura ścianki, dolna i górna tworząca,
- różnica między temperaturą wody kotłowej a wody zasilającej,
- częstotliwość występowania zmian temperatury (mieszania wody kotłowej i zasilającej).

Uwaga:

Na wniosek Pro Novum UDT opracował wytyczne prowadzenia prób ciśnieniowych pozwalających unikać kruchych uszkodzeń. W czasie eksploatacji należy monitorować:

- temperatury w miejscach położonych na górnych i dolnych tworzących walczaka i utrzymywać w granicach dopuszczalnych $\Delta_t = 40\div 50^\circ\text{C}$;
- różnice temperatur między parą nasyconą a wodą zasilającą Δ_t max 20°C.

Walczak jest elementem naprawialnym (zmiany powodowane zmęczeniem występują w ograniczonych objętościach).

Naprawy w postaci frezowania nieciągłości i wypełnienia ubytków powinny być wykonane po rozpoznaniu i usunięciu przyczyn uszkodzeń.

Walczaki, których ścianki liczone są na naprężenia stałe w rzeczywistości pracują w warunkach działania naprężeń zmiennych. Wykonywanie prób ciśnieniowych aż do zniszczenia walczaka w świetle powyższego było nieporozumieniem technicznym. W celu oceny stanu walczaka konieczne jest monitorowanie temperatur na górnej i dolnej tworzącej oraz różnicy temperatur wody zasilającej i kotłowej.

Uwaga:

Uszkodzenia wywołane zmęczeniem małocyklicznym i termoszokiem mają z reguły znaczne głębokości aż do perforacji włącznie natomiast uszkodzenie powodowane zmienną częstotliwością temperatury między wodą zasilającą a temperaturą nasylenia charakteryzują się z reguły małymi głębokościami nie przekraczającymi 10 mm.

Wg TRD 301 grubość ścianki walczaka powinna być obliczana z uwzględnieniem naprężeń zmiennych.

LITERATURA

- [1] Trzesczyński J.: Kruche pęknięcia elementów bloku energetycznego, *Energetyka* 1991, nr 4
- [2] Zbroińska-Szczechura E., Dobosiewicz J.: Całkowite zniszczenie walczków kotłów parowych, *Energetyka* 1991, nr 4
- [3] Dobosiewicz J., Trzesczyński J.: Trwałość walczków kotłów parowych, *Energetyka* 1991, nr 8
- [4] Harnas A., Kiełbus A.: Degradacja struktury materiału walczaka podczas długotrwałej eksploatacji, Krajowa Konferencja, Politechnika Gdańska, Wydział Mechaniczny, 22-25 września 1997
- [5] Zbroińska-Szczechura E.: Przyczyny uszkodzeń otworów rur opadowych walczków w niektórych typach kotłów, *Energetyka* 1998, nr 3
- [6] Zbroińska-Szczechura E., Dobosiewicz J.: Zmiany własności mechanicznych metalu podczas ekspaltacji walczków, *Energetyka* 2002, nr 2
- [7] Klepacki F.: Własności długo eksploatowanej miedziowej stali walczakowej. Konferencja *Pro Novum* „Diagnostyka i remonty urządzeń ciepłno-mechanicznych”, 2009
- [8] Salski M.: Próba usystematyzowania kryteriów oceny wpływu warunków długotrwałej eksploatacji na degradację płaszcza walczaka wykonanego ze stali zawierającej miedzi. UDT 2002, nr 4
- [9] Ješkov: O ważmożnych przyczynach trzescimobrazowania w barabanach parowych kotłów. *Elektrickeskiye Stanciji* 2011, nr 9
- [10] Dobosiewicz J., Zbroińska-Szczechura E.: Zmiany własności mechanicznych metalu podczas eksploatacji walczków, *Energetyka* 2002, nr 5
- [11] Węglowski A.: Monitorowanie pracy walczaka kotła OP-230. Systemy technologiczne i urządzenia energetyczne. Wydawnictwo Politechniki Krakowskiej. Kraków 2010
- [12] TRD 301 Anlage 1 Rerechnung, „Berechnung auf Wechselbeanspruchung durch schwellenden Innendruck bzw. durch kombinierte Innendruck – und Temperaturänderungen”

Analiza ryzyka jako wsparcie utrzymania stanu technicznego urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni

Risk analysis as a support to maintain technical condition of thermal and mechanical equipment in power stations

Analiza ryzyka to podejście do utrzymania stanu technicznego (diagnostyki i remontów) integrujące zagadnienia techniczne, ekonomiczne i bezpieczeństwa, które pojawiło się w latach osiemdziesiątych ubiegłego wieku, a opisane zostało po raz pierwszy, w formie wytycznych, kilka lat później przez American Society of Mechanical Engineers [1, 2]. Dokument ten był następnie uzupełniany [3] oraz zainspirował inne znaczące w środowisku inżynierskim instytucje, m.in. API, EPRI, VGB do opracowania rekomendacji [4-6] nieróżniących się istotnie, co do podstawowych założeń. Pomimo prawie 30-letniej historii podejście RBM (Risk Based Maintenance) do utrzymania stanu technicznego urządzeń znalazło szersze zastosowanie tylko w energetyce jądrowej oraz w instalacjach petrochemicznych. Analizę ryzyka, w bardzo szerokim zakresie, wdrożono także w sektorze bankowym. Ogromne – w ostatnim czasie – kłopoty sektora bankowego nie świadczą jednak negatywnie o samej metodzie, raczej są kolejnym przykładem na to, że wśród najbardziej wyrafinowanych reguł nie można zrezygnować z tych odnoszących się do zdrowego rozsądku. Trudno winić kodeksy drogowe za to, że zdarzają się wypadki, a nawet giną ludzie.

Ocena ryzyka – wady i zalety

W sektorze wytwórczym krajowej elektroenergetyki utrzymanie stanu technicznego na podstawie analizy ryzyka nie zostało dotychczas wdrożone w znaczącym stopniu. Pojawienie się inwestorów zagranicznych także nie zmieniło sytuacji. Nie udało się wdrożyć także innych, mniej zaawansowanych strategii, np. opartych na analizie bieżącego stanu technicznego (CBM) oraz niezawodności (RCM). Powszechnie stosuje się strategię TBM (Time Based Maintenance) z matymi modyfikacjami, które sprządzają się do wydłużania okresów międzyremontowych oraz redukcji zakresów remontów i diagnostyki. Takie podejście ma swoje źródło w:

- organizacji utrzymania stanu technicznego – diagnostyka realnie jest częścią remontów a nie utrzymania;
- spersonalizowanym systemie utrzymania – indywidualna wiedza i doświadczenie specjalisty zastępuje odpowiednie dokumentowanie historii eksploatacji, wiedzy i procedury,
- niezbyt – w latach poprzednich – wyeksponowanym czynnikiem ekonomicznym zarówno w obszarze kosztów remontowych jak i efektywności produkcji.

Wyżej opisane uwarunkowania sprawiły, że nie występowała dostatecznie silna presja na tworzenie strategii utrzymania stanu technicznego urządzeń opartych na optymalizacji nakładów na technikę i bezpieczeństwo. Nie stworzono na znaczącą skalę systemów wiedzy korporacyjnej. W ograniczonym stopniu wdrożono profesjonalne systemy analizy awaryjności. Bardzo wiele do życzenia pozostawia dokumentowanie eksploatacji. Systemy informatyczne nie generują wiedzy użytecznej dla diagnostyki i remontów, rejestrują olbrzymie ilości danych, które z wielu powodów nie da się racjonalnie wykorzystać, m. in. dlatego, że hurtownie danych tworzą informatycy, kierując się nie do końca dobrze zdefiniowanymi potrzebami i wymaganiami.

Może najważniejszą „wadą” strategii utrzymania na podstawie analizy ryzyka jest potrzeba dysponowania bazami danych zawierających informacje dotyczące:

- danych konstrukcyjnych,
 - historii eksploatacji,
 - warunków pracy,
 - analizy awaryjności,
 - kosztów remontowych,
 - efektywności produkcji,
- które powinny spełniać kilka podstawowych kryteriów:
- kompletności,
 - wiarygodności (jakości),
 - formy (umożliwiającej ich przetwarzanie).

Wydaje się jednak, że zmiany, które dokonują się w ostatnim czasie, tj.:

- tworzenie grup energetycznych zarządzających centralnie utrzymaniem infrastruktury technicznej,
- zmiany pokoleniowe – odchodzenie specjalistów („mobilnych baz” informacji, wiedzy i doświadczenia),
- stawianie coraz większych wymagań techniczno-ekonomicznych coraz młodszemu i mniej doświadczonemu personelowi,
- wzrost znaczenia kryteriów ekonomicznych w obszarze produkcji i utrzymania,
- eksploatacja coraz starszych urządzeń, ale również zastępowanie ich nowymi bardzo słabo rozpoznanymi technicznie, będą sprzeczne ujawnieniu się zalet metody RBM, która jako jedna z nielicznych stwarza racjonalne przesłanki do integracji techniki, ekonomii i bezpieczeństwa. Coraz mniej liczny i zajęty nie tylko zagadnieniami technicznymi personel muszą zastąpić systemy wiedzy.

Zarządzanie utrzymaniem na podstawie analizy ryzyka – krótki opis metodyki

Kompletny opis metodyki to zadanie obliczone na kilka artykułów. Prezentację najważniejszych jej cech, pozwalających zrozumieć istotę koncepcji, opisanej w dalszej części artykułu, można zrobić w znacznie większym skrócie.

Rozpocząć należy od zdefiniowania i opisanego obiektu analizy. Może nim być urządzenie, jego części (węzły konstrukcyjne i/lub poszczególne elementy). Obiekt i jego elementy powinny posiadać opis wszystkich istotnych cech konstrukcyjnych oraz zarejestrowaną historię eksploatacji, w tym:

- czas pracy, liczbę i rodzaj uruchomień,
- wyniki badań i ocen stanu technicznego,
- ilość i rodzaj napraw, regeneracji (rewitalizacji), wymian,
- awarie (rodzaj, liczba, przyczyna, środki zapobiegawcze).

Podstawowe znaczenie ma analiza awaryjności, ponieważ prawdopodobieństwo awarii jest jednym z dwóch parametrów służących do oceny ryzyka (1). Informacje jw. powinny być archiwizowane i przetwarzane z wykorzystaniem odpowiednich algorytmów oraz procedur. Dokumentowanie procesów eksploatacji, utraty cech użytkowych i degradacji własności użytych materiałów jest podstawowym warunkiem powodzenia przy wdrażaniu analizy ryzyka.

Awarię definiuje się na ogół jako brak produkcji lub jej ograniczenie. Nie ma znaczenia czy uszkodzenie powstało podczas eksploatacji urządzenia, czy podczas jego postoju – np. uszkodzenie walczaka podczas próby ciśnieniowej prowadzące do przedłużenia postoju i utraty korzyści z produkcji jest awarią walczaka. Identycznie należy traktować uszkodzenia wywołane korozją postojową.

Systematycznie gromadzone informacje i ciągle aktualizowana, na ich podstawie, wiedza powinny umożliwiać określenie prawdopodobieństwa uszkodzenia P oraz jego konsekwencję K. Ryzyko R to iloczyn obydwu tych wielkości (1).

$$R = P \times K \quad (1)$$

Jeśli brakuje ścisłych informacji statystycznych prawdopodobieństwo uszkodzenia można określić na podstawie wiedzy i doświadczenia ekspertów (tab. 1). Takie podejście zaleca się stosować jednak do oceny danych historycznych. Na bieżąco powinna być prowadzona klasyczna analiza częstotliwości, przyczyn i konsekwencji uszkodzeń. Rozróżnia się dwa rodzaje konsekwencji, tj. kosztów odnoszących się do majątku produkcyjnego oraz zagrożenia dla życia i zdrowia ludzkiego. Wśród kosztów materialnych wyróżnić można koszty utraty produkcji oraz koszty naprawy i usunięcia skutków awarii (tab. 2). To ważne m.in. do oceny kosztów diagnostyki – często drobna „oszczędność” na diagnostyce skutkuje sporymi konsekwencjami. Mało kto to bierze pod uwagę, co oznacza, m.in., że diagnostykę traktuje się jako źródło kosztów, a jej zaniechanie wyłącznie jako „oszczędność”.

Za pewien rodzaj standardu można przyjąć prezentację prawdopodobieństwa, przyczyn uszkodzeń oraz konsekwencji w pięciostopniowych skalach, graficznie przedstawionych w formie macierzy na rysunkach 1 – 5.

Na wykresach macierzy ryzyka należy zdefiniować wyróżnione obszary ryzyka wg kategorii:

- akceptowalny poziom ryzyka,
- warunkowo akceptowalny poziom ryzyka,
- nieakceptowalny poziom ryzyka,

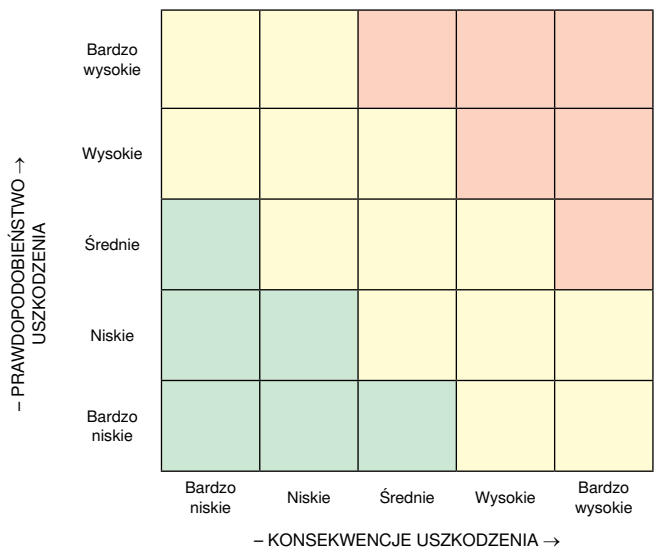
Tabela 1
Szacowanie prawdopodobieństwa awarii, uszkodzenia

Częstotliwość uszkodzenia	Prawdopodobieństwo	
Nie wystąpiło w energetyce	0,1	bardzo niskie
Wystąpiło jednokrotnie w energetyce	0,2	niskie
Wystąpiło wielokrotnie w energetyce	0,3	średnie
Wystąpiło jednokrotnie w danej elektrowni	0,5	wysokie
Wystąpiło wielokrotnie w danej elektrowni	0,7	bardzo wysokie

Tabela 2
Wartości rankingów RMP i RBO [3] dla określenia konsekwencji uszkodzenia

Straty majątkowe i produkcyjne		Bezpieczeństwo personelu		
Wielkość strat ¹⁾ , PLN		Wartość rankingu	Rozmiar zagrożenia ¹⁾	Wartość rankingu
< 10.000	bardzo niskie	1	bardzo niskie dla poj. osób	1
10000 – 100000	niskie	2	niskie dla poj. osób	2
100 tys. – 1 mln	średnie	3	średnie dla wielu osób	3
1 mln – 10 mln	wysokie	4	wysokie dla wielu osób	4
>10 mln	bardzo wysokie	5	bardzo wysokie dla wielu osób	5

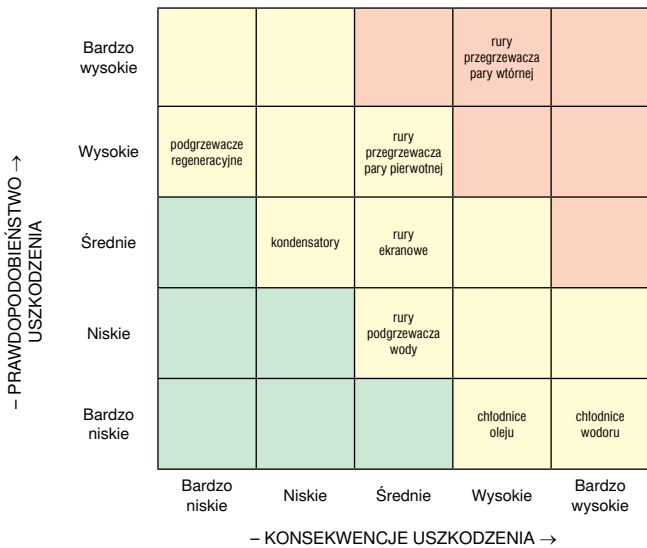
¹⁾ Wymaga odrębnego ustalenia dla konkretnej elektrowni (grupy elektrowni).



Rys. 1. Macierz ryzyka (1) w formie graficznej wraz z obszarami wyróżnionego ryzyka – patrz poniżej ich opis

Wyróżnione obszary ryzyka:

- nieakceptowalny poziom ryzyka – rozważyć możliwość odstąpienia urządzenia w możliwie najbliższym czasie biorąc pod uwagę naprawę lub wymianę elementu.
- warunkowo akceptowalny poziom ryzyka – wykonać badania w najbliższym remoncie biorąc pod uwagę naprawę lub wymianę elementu.
- akceptowalny poziom ryzyka – nie wymaga podejmowania specjalnych przedsięwzięć.



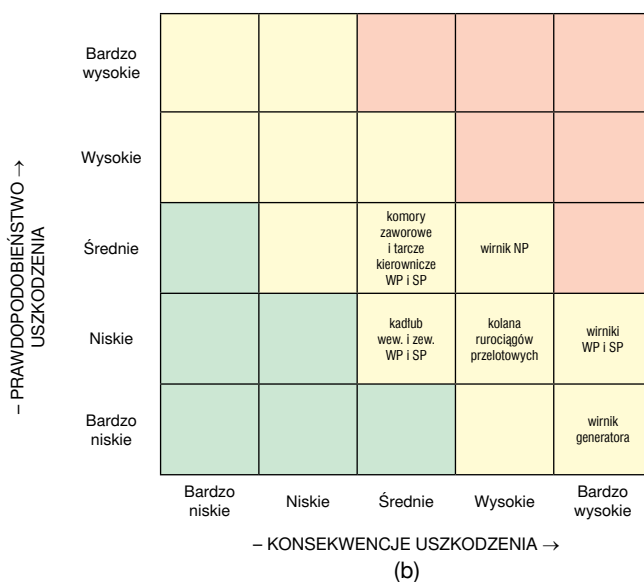
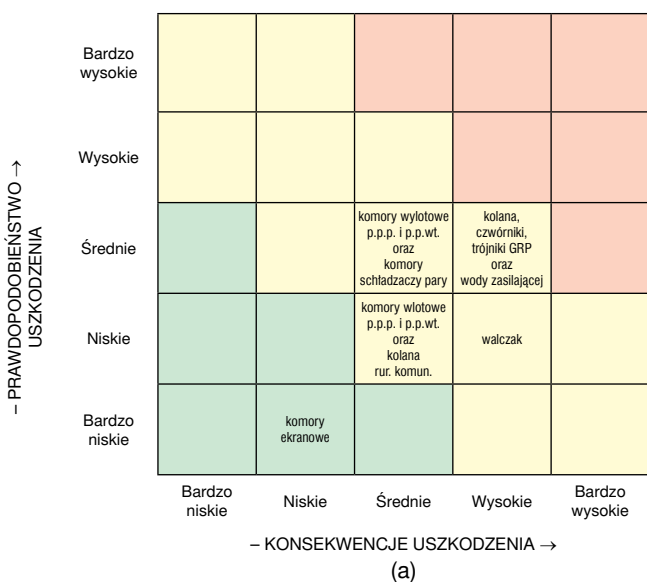
Rys. 2. Przykład macierzy ryzyka dla urządzeń/elementów ciśnieniowych w jednej z elektrowni

z podaniem czynności/zabiegów eksploatacyjnych i diagnostyczno-remontowych, które należy podejmować w dwóch ostatnich przypadkach. Konsekwencje wyrażone w konkretnych kwotach pieniężnych, jak również kryteria zagrożenia życia i zdrowia ludzkiego powinny być w kompetencji odpowiednich służb administracyjnych (finansowo-prawnych) elektrowni (Centrów Zarządzania Grupą Elektrowni).

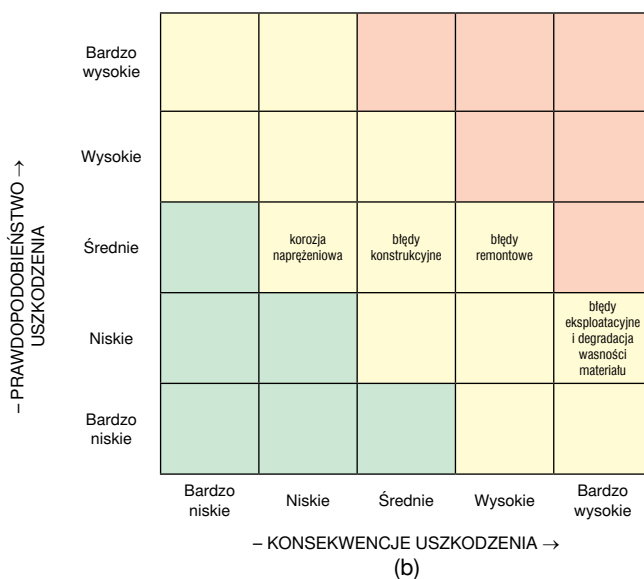
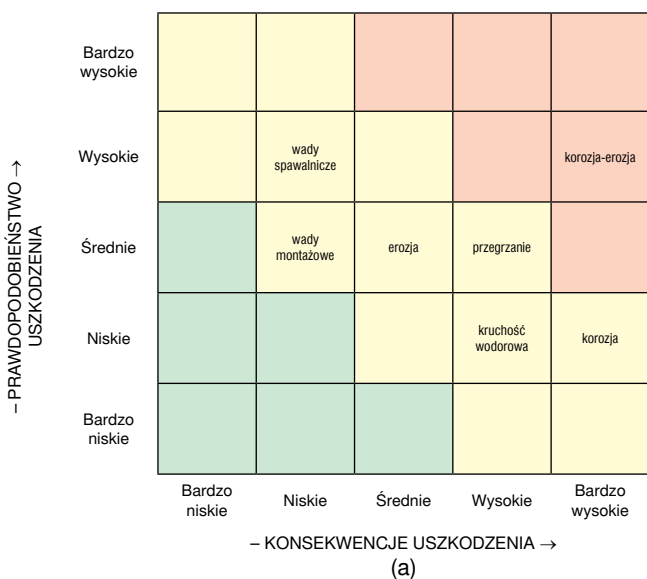
Przedłużanie czasu pracy jako dziedzina użytecznego wykorzystania analizy ryzyka

Jeśli w energetyce konwencjonalnej poszukiwać obszaru użyteczności dla analizy ryzyka, to przedłużanie czasu pracy urządzeń ciepłno-mechanicznych powyżej 300 000 godzin powinno być dziedziną jej zastosowań. Spełnienie podstawowych oczekiwań elektrowni, że bezpiecznie oraz:

- z dyspozycyjnością jak dla nowych bloków,
- przy niewielkich nakładach na utrzymanie



Rys. 3. Przykład macierzy ryzyka dla urządzeń/elementów krytycznych kotła i rurociągów (a) oraz turbozespołu (b)



Rys. 4. Przykład macierzy ryzyka dla rur ekranowych (a) oraz walczaka (b) jednego typu kotłów z uwzględnieniem prawdopodobieństwa przyczyn pośrednich uszkodzeń

- PRAWDOPODOBIEŃSTWO → USZKODZENIA	Bardzo wysokie					
	Wysokie		błędy montażowe	błędy eksploatacyjne		
	Średnie	lokalny stopień wyczerpania trwałości		wady konstrukcyjne		
	Niskie				degradacja własności materiału	
	Bardzo niskie					
		Bardzo niskie	Niskie	Średnie	Wysokie	Bardzo wysokie
		- KONSEKWENCJE USZKODZENIA →				

Rys. 5. Przykład macierzy ryzyka dla wirników WP i SP z uwzględnieniem prawdopodobieństwa przyczyn pośrednich uszkodzeń

przez następne ok. 20 lat będzie można produkować energię po konkurencyjnych cenach (bez certyfikatów, z których będą nadal korzystać pozostali producenci energii) nie musi być zadaniem prostym. Odpowiednie zaadaptowanie metody analizy ryzyka powinno znacząco wesprzeć ten proces racjonalizując ustalanie konsensusu pomiędzy techniką, ekonomią i bezpieczeństwem, tym bardziej że będzie to proces dynamiczny.

Przyjmując, że konsekwencje związane z bezpieczeństwem oraz kosztami naprawy uszkodzeń, usuwania pozostałych skutków awarii oraz bezpieczeństwa to kompetencje korporacji (Centrum Zarządzania Grupą Elektrowni) w niniejszym artykule skupiono się wyłącznie na poprawnym i adekwatnym do sytuacji określeniu prawdopodobieństwa awarii uwzględniając specyfikę elementów eksploatowanych w zakresie indywidualnej trwałości. Jako podstawę metodologii przyjęto reguły postępowania opisane w dokumentach opracowanych przez Pro Novum, definiujących bezpieczeństwo techniczne przedłużania eksploatacji powyżej 300 000 godzin [9, 12, 13].

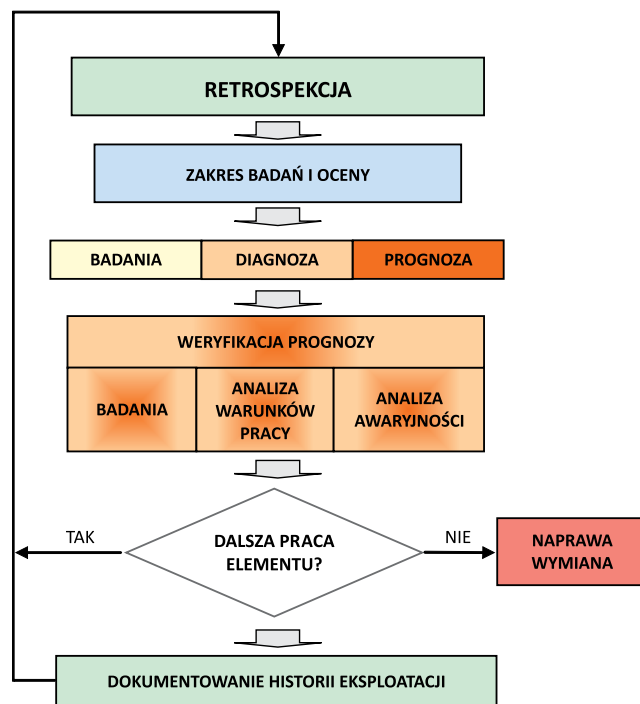
W wymienionych dokumentach, odnoszących się do elementów, które przepracowały ponad 200 000 godzin, a ich sumaryczny czas pracy może osiągnąć 350 000 godzin przyjęto poniżej przedstawione zasady:

- zakres badań w celu określenia stanu technicznego oraz długoterminowej prognozy powinien wynikać z retrospekcji oraz uwzględniać poniżej przedstawione zalecenia;
- element, który nie posiada udokumentowanej historii eksploatacji podlega kompleksowym badaniom diagnostycznym lub wymianie;
- ocenę stanu technicznego oraz opracowanie prognozy trwałości należy w pierwszym rzędzie oprzeć na badaniach stanu metalu dla określenia jego aktualnych własności (jeśli to technicznie możliwe) i/lub najlepiej z wykorzystaniem odpowiednio pobranych wycinków materiału;
- prognozę trwałości należy odpowiednio weryfikować:
 - wykonując odpowiednie badania diagnostyczne,
 - analizując warunki pracy urządzenia/elementu,
- analizę awaryjności należy traktować jako jedno z najważniejszych źródeł informacji o rzeczywistej:

- kondycji technicznej długo eksploatowanych elementów,
- jakości eksploatacji i utrzymania stanu technicznego urządzeń oraz racjonalnego stosowania środków zapobiegawczych;
- historia eksploatacji, w tym stany awaryjne, są odpowiednio dokumentowane.

Analiza ryzyka to proces przedstawiony schematycznie na rysunku 6, zintegrowany (synchroniczny) z pracą urządzenia. Potrzeba ta wynika stąd, że wielkość ryzyka może ulegać zmianie w zależności od:

- wyników i poziomu diagnostyki,
- zakresów i poziomu remontów,
- warunków eksploatacji,
- stanu wiedzy nt. przyczyn uszkodzeń i możliwości (technologii) ich zapobiegania (rys. 6).



Rys. 6. Ocena prawdopodobieństwa uszkodzenia dla określenia ryzyka jako proces zintegrowany z eksploatacją urządzenia

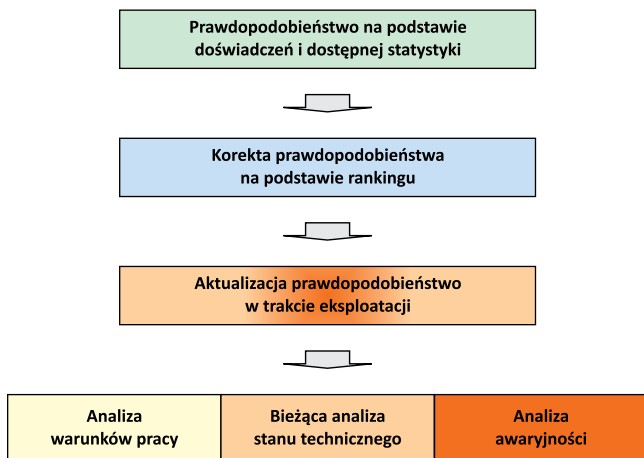
Analiza ryzyka wg Pro Novum – ogólny opis metodyki

Analiza ryzyka to proces złożony z czterech czynności i procedur.

- Wybór obiektu(ów) analizy.
- Wygenerowanie macierzy ryzyka.
- Wypełnienie macierzy danymi w celu określenia ryzyka początkowego.
- Aktualizacja danych w macierzy ryzyka podczas eksploatacji urządzenia.

Metodyka Pro Novum wykorzystuje klasyczne podejście do obliczenia ryzyka (1). Prawdopodobieństwo uszkodzenia zaleca się określić w sposób, który pozwala je aktualizować (rys.7) w zależności od:

- aktualnej wiedzy o stanie technicznym elementu,
- warunków jego eksploatacji.



Rys. 7. Sposób określenia prawdopodobieństwa uszkodzenia

$$R = (P + WKP) \times K \quad (2)$$

gdzie:

$$K = RMB \times RBO \quad (3)$$

- RMP – wartość rankingu strat w majątku produkcyjnym,
 RBO – wartość rankingu bezpieczeństwa obsługi.
 WKP – wskaźnik zmieniający (powiększający lub zmniejszający) prawdopodobieństwo uszkodzenia wartość rankingu strat w majątku produkcyjnym, ze względu na:
- stopień wyczerpania trwałości (SWT),
 - wyniki analizy awaryjności,
 - wynik rankingu (przedstawiony w tab. 6),
 - wyniki analizy warunków pracy.

Ze względu na stopień wyczerpania trwałości wartość P należy korygować w sposób przedstawiony w tabeli 4, ale tylko wtedy, gdy SWT określony wg struktury jest równy lub większy od SWT na podstawie obliczeń.

Tabela 4

Stopień wyczerpania trwałości materiału (SWT)	Prawdopodobieństwo uszkodzenia
100%	0,7
80 - 100%	0,5
50 - 80%	0,3
30 - 50%	0,2
< 30%	0,1

Bieżące wyniki analizy awaryjności należy uwzględnić przyjmując odpowiednią wartość P z tabeli 1.

Wartość rankingu (WR) z tabeli 6 w następujący sposób koryguje wartość P (tab. 5).

Tabela 5

Wartość rankingu WR	Sposób korekcji prawdopodobieństwa
0 - 0,1	P + 0,2
0,1 - 0,4	P + 0,1
0,4 - 1,0	bez korekcji P

Tabela 6

Parametr rankingu	Odpowiedź	Wartość
Czy znana jest historia eksploatacji?	tak/nie	1/0
Czy element podlegał badaniom?		1/0
Czy określono stan techniczny elementu oraz jego prognozę trwałości?		1/0
Czy ocenę stanu technicznego i prognozę wykonano na podstawie badań własności lub struktury materiału?		1/0
Czy element był modernizowany?		0/1
Czy uzyskano pozytywny wynik badania po upływie min 60 tys. godz. od modernizacji?		1/0
Czy zmieniono warunki pracy elementu?		0/1
Czy uzyskano pozytywny wynik badań po upływie min 60 tys. godz. od zmiany warunków pracy?		1/0
Czy analizuje się awaryjność pracy urządzeń z rozróżnieniem przyczyn bezpośrednich i pośrednich awarii?		1/0
Czy zarejestrowano awarię, której przyczyną było uszkodzenie elementu?		0/1
Czy rejestruje się i analizuje na bieżąco warunki pracy elementu?		1/0
Czy dokumentuje się na bieżąco historię pracy elementu?		1/0
Wartość aktualna		$\Sigma \eta_i$
Wartość maksymalna		12
Wartość		$\Sigma \eta_i / 12$

Znaczenie takich pojęć jak historia eksploatacji, stan techniczny, prognoza, analiza awaryjności, przekroczenia parametrów pracy opisano w opracowaniach [12,13]

Jeśli element nie był badany przez ≥ 200 tys. godzin^{*)} prawdopodobieństwo jego uszkodzenia należy korygować w sposób przedstawiony w tabeli 7.

Tabela 7

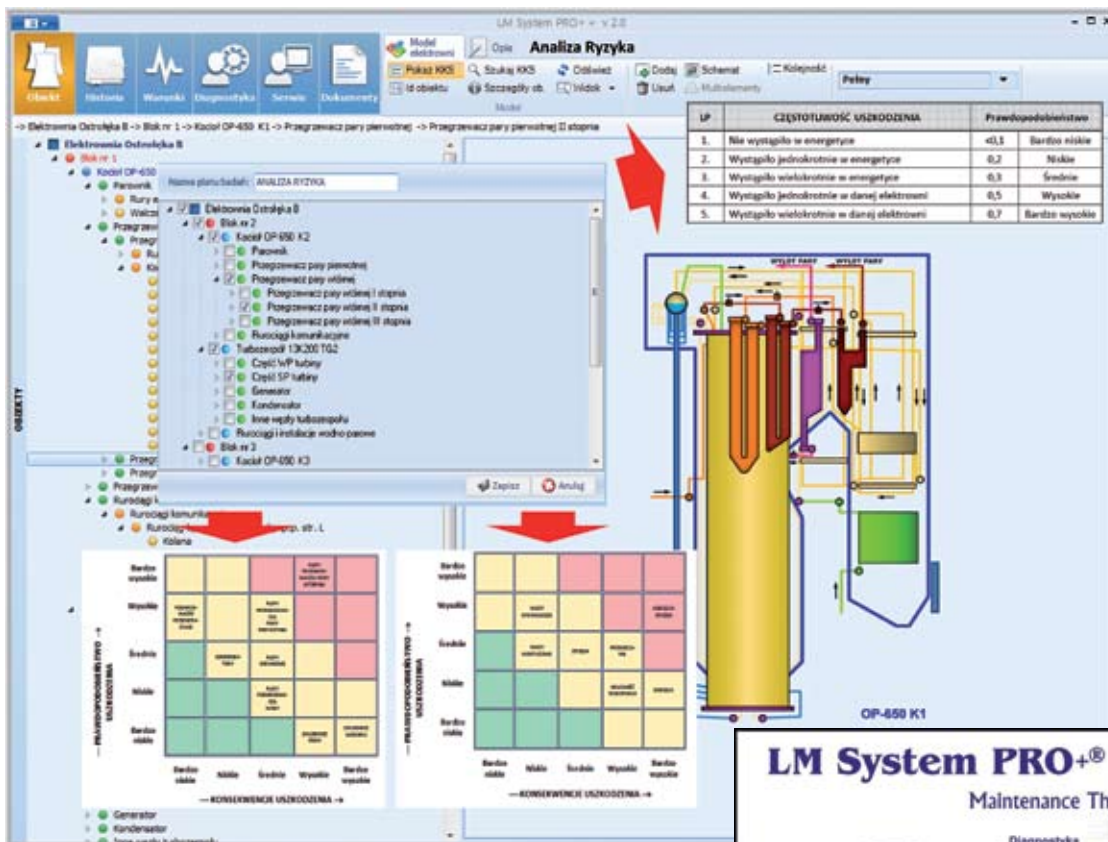
Czas pracy bez badania elementu	Sposób korekcji prawdopodobieństwa
≥ 200 000 godzin	P + 0,1
≥ 250 000 godzin	P + 0,2
≥ 300 000 godzin	P + 0,3

Wartość prawdopodobieństwa P, ze względu na warunki pracy koryguje się tylko wtedy, gdy rzeczywiste warunki pracy (przekroczenia dopuszczalnych wartości wybranych parametrów pracy) prowadzą do uszkodzenia elementu lub korekty prognozy trwałości (tab. 8).

Tabela 8

Skutek przekroczenia parametrów pracy Redukcja prognozy trwałości	Sposób korekcji prawdopodobieństwa
< 10%	P + 0,1
10% - 30%	P + 0,2
> 30%	P + 0,3
Uszkodzenia elementu	wg tabeli 1

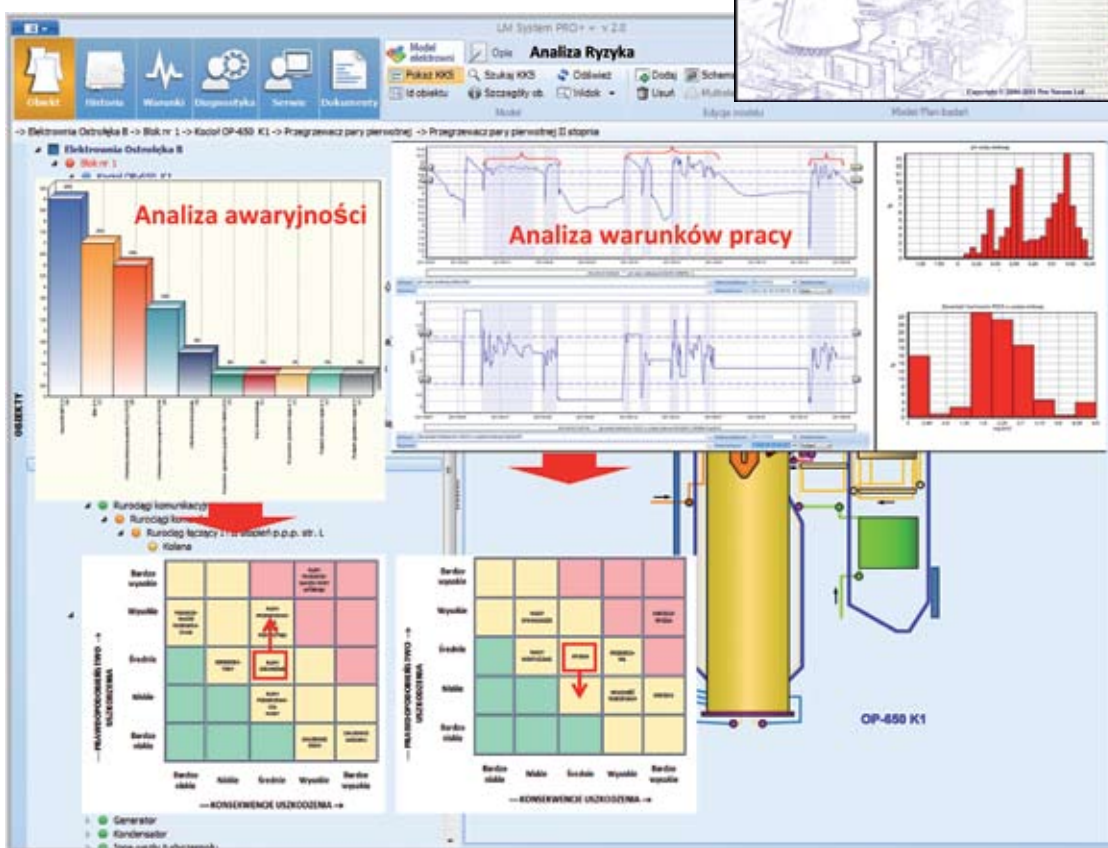
*) Dotyczy wyłącznie elementów o bardzo niskim lub niskim prawdopodobieństwie oraz najwyższej średnich konsekwencjach awarii



LM System PRO+®
Maintenance Think Centre

Diagnostyka
Analiza awaryjności
Analiza ryzyka

pan+vum



Rys. 8. Przykłady ilustrujące ocenę ryzyka przy wykorzystaniu platformy informatycznej LM System PRO+® [10]

Analiza ryzyka wspierana przez oprogramowanie

Analiza ryzyka, jeśli ma udostępniać aktualną wiedzę użyteczną dla inżyniera, ekonomisty i ubezpieczyciela oraz managera wysokiego stopnia zarządzania musi opierać się na stosunkowo dużej liczbie danych i informacji o wysokiej jakości (aktualnych, kompletnych, obiektywnych). Ich przetwarzanie powinno zapewnić uzyskanie odpowiedniej wiedzy udostępnionej w odpowiedniej formie. W tym celu stworzono oprogramowanie [8, 10], które większość danych rejestruje i przetwarza automatycznie (rys. 8).

Komercjalizacja produkcji energii i centralizacja zarządzania utrzymaniem stanu technicznego to procesy, które wymuszają systemowe podejście do zarządzania majątkiem produkcyjnym także w obszarze inżynierii. Dla urządzeń długo eksploatowanych, których elementy krytyczne pracują w zakresie trwałości indywidualnej, to także szansa na utrzymanie stanu technicznego wg najwyższych standardów bezpieczeństwa [13, 14].

Podsumowanie i wnioski

W coraz większym stopniu produkcja energii elektrycznej i ciepłej odbywa się wg kryteriów komercyjnych. Nie tylko remonty, ale także diagnostyka i bezpieczeństwo eksploatacji są rozpatrywane od strony kosztów. Nic nie wskazuje na to, aby w stosunku do długo eksploatowanych bloków miało być stosowane inne, bardziej ekonomicznie „łagodne” podejście.

„Optymalizacji” nakładów na utrzymanie stanu technicznego dokonuje się bardzo często przez ich prostą redukcję. To bez wątplenia złe podejście wymuszone w największym stopniu brakiem narzędzi, które systemowo kojarzyłyby potrzeby techniki, ekonomii i bezpieczeństwa.

Takim narzędziem jest utrzymanie stanu technicznego urządzeń na podstawie analizy ryzyka (RBM). Podejście to wymaga rejestracji i przetwarzania sporej ilości danych oraz integracji z procesami eksploatacji i utrzymania urządzeń. Aktualnie nie stanowi to większej bariery dla wdrożenia tej metodyki. Odpowiednie oprogramowanie [8,10] z prostą, mało pracochłonną jego obsługą rozwiązuje ten problem tanio i komfortowo.

Dla urządzeń długo eksploatowanych takie podejście powinno stać się standardem zapewniającym nie tylko oczekiwaną wysoką dyspozycyjność, ale przede wszystkim ich bezpieczeństwo.

Podejście takie nie ma obecnie alternatywy. Uzgodnienie języka oraz kryteriów zrozumiałych i akceptowanych przez managera, inżyniera, ekonomistę i ubezpieczyciela to może najważniejsze zadanie, które nie zostało jeszcze zrealizowane.

LITERATURA

- [1] ASME CRDT 20-1: Risk-Based Inspection – Development of Guidelines: Vol. 1, General Document, 1991. Vol. 3, Fossil Fuel-Fired Electric Generating Station Applications, 1994.
- [2] ASME CRDT, Vol.41; Risk-based methods for equipment life management, 2003.
- [3] Zdankiewicz M.: Kontrola urządzeń energetycznych oparta o analizę ryzyka. Próba usystematyzowania zaleceń w oparciu o wytyczne ASME. Materiały konferencyjne „Diagnostyka i eksploatacja kotłów parowych w zmodernizowanych blokach energetycznych”. Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe *Pro Novum*. Wista 1999.
- [4] API 580/581 – American Petroleum Institute US, Risk-based inspection-recommended practice (1996 – 2000).
- [5] VGB-M 130e – Recommendation for the introduction of risk-based maintenance. VGB PowerTech. 2004.
- [6] RIMAP CEN Workshop Document: Risk-based inspection and maintenance procedures for European Industry. Stuttgart/Brussels, March 2007 (Dokument opracowany z udziałem *Pro Novum*).
- [7] Shibli A., Le Mat-Hamata N.: Risk-based Maintenance and his Application to Boiler Plant. ETD RBM Seminar London. Nov. 2006.
- [8] Ablitt Ch., Cane B., Rogers M., Kirkland R.: Optimised Outage Planning of Fossil Boilers Using Riskwise™. Risk-Based Inspection Software. ETD RBM Seminar London. Nov. 2006.
- [9] Dobosiewicz J.: Ocena ryzyka dla komór przegrzewaczy pary kotłów parowych. *Pro Novum*. Katowice 2008.
- [10] Trzeszczyński J., Murzynowski W., Biątek S.: Monitorowanie stanu technicznego urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków energetycznych przy wykorzystaniu platformy informatycznej LM System PRO+®. *Dozór Techniczny* 2011, nr 5.
- [11] Brunnè W., Trzeszczyński J., Haliński J.: Zdalna diagnostyka głównych rurociągów parowych bloków energetycznych. *Dozór Techniczny* 2011, nr 6.
- [12] Trzeszczyński J.: System diagnostyczny zapewniający bezpieczną pracę bloków 200 MW eksploatowanych powyżej 300 000 godzin. *Dozór Techniczny* Nr 1/2012, nr 1.
- [13] Trzeszczyński J.: „Rekomendacje w zakresie kwalifikowania elementów urządzeń ciepłno – mechanicznych bloków 200 MW w TAURON Wytwarzanie S.A. do pracy, do 350 000 godz.” Sprawozdanie PN 14.2742/2012.
- [14] Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW. Dokument w trakcie przygotowywania przez Pro Novum na zlecenie TGPE i elektrowni wyposażonych w bloki 200 MW.

W dniach 14–16 maja 2012 r. w Hotelu STOK w Wiśle-Jawornik
odbyła się zorganizowana przez
Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” sp. z o.o.

XIV Konferencja Naukowo-Techniczna pn.

UDZIAŁ CHEMII ENERGETYCZNEJ WE WZROŚCIE EFEKTYWNOŚCI URZĄDZEŃ

Wpływ warunków pracy na trwałość urządzeń ciepłno-mechanicznych

Konferencja została zorganizowana przy współpracy z *Tauron Wytwarzanie S.A.* oraz *Towarzystwem Gospodarczym Polskie Elektrownie Grupa Chemiczna*.

Patronat medialny sprawowały czasopisma: *Energetyka*, *Przegląd Energetyczny*, *Nowa Energia* oraz *Dozór Techniczny*.

Konferencja, będąca kontynuacją cyklicznych, mających już 28 lat tradycji, spotkań środowiska chemików – energetyków zatrudnionych w jednostkach energetyki zawodowej i przemysłowej ze specjalistami krajowych oraz zagranicznych firm działających w branży energetycznej oraz przedstawicielami jednostek naukowych i badawczych, zgromadziła ponad 150 uczestników.

W czterech sesjach wygłoszono 18 referatów, których tematyka dotyczyła szerokiego zakresu zagadnień i problemów, istotnych w dobie zmian polskiej energetyki, tak organizacyjnych jak i powolnych zmian technicznych.

Referaty w sesjach plenarnych koncentrowały się wokół zagadnień dotyczących m.in.:

- ▶ obróbki wstępnej wody używanej w obiegach energetycznych ze szczególnym uwzględnieniem metod usuwania związków organicznych do poziomu bezpiecznego dla nowych jednostek wytwórczych,
- ▶ doświadczeń z eksploatacji głównych urządzeń wytwórczych oraz instalacji pomocniczych w obszarze szeroko pojętej chemii energetycznej,
- ▶ spełnienia wymagań dotyczących ochrony środowiska w zakresie emisji szkodliwych zanieczyszczeń (NO_x , SO_x) oraz problemów eksploatacyjno-remontowych związanych ze zmianami w warunkach pracy urządzeń energetycznych przy współspalaniu biomasy,
- ▶ uszkodzeń urządzeń energetycznych oraz metod ich zapobiegania.

Podsumowaniem Konferencji było wystąpienie **Prezesa Zarządu Pro Novum, Pana Jerzego Trzeszczyńskiego**, który poruszył żywotnie istotne zagadnienia dotyczące zmian organizacyjnych w energetyce zawodowej i idące z nimi w parze problemy techniczne. Przedmiotem wystąpienia były również zagadnienia dotyczące





programu przedłużania czasu pracy, stanowiących podstawę polskiej energetyki, bloków 200 MW oraz konieczności zorganizowania systemowego podejścia do zarządzania ich infrastrukturą techniczną dla zapewnienia dalszego, blisko 20-letniego okresu, bezpiecznej i ekonomicznie uzasadnionej eksploatacji.

W specjalnej sesji **Prezentacje Firm** swoje aktualne oferty przedstawiły firmy: **Veolia Water Systems Sp. z o.o.**, **ECOL Sp. z o.o.**, **Emerson Process Management Sp. z o.o.**, **Weber Polska Sp. z o.o.**, **Nalco Mobotec Polska Sp. z o.o. (An Ecolab Company)**, **General Electric Company Polska Sp. z o.o.**

Tradycyjnie konferencji towarzyszyły stoiska wystawowe, gdzie 17 firm krajowych i zagranicznych prezentowało swoje najnowsze produkty i technologie mogące mieć zastosowanie w eksploatacji i w pracach remontowych urządzeń energetycznych.

- **Ashland Poland Sp. z o.o.**
- **BK Giulini Polska Sp. z o.o.**
- **BUDMECH WT Sp. j.**
- **DST Polska Sp. z o.o.**
- **EBRO ARMATUREN GmbH**
- **ECOL Sp. z o.o.**
- **GE Company Polska Sp. z o.o.**
- **Georg Fischer Sp. z o. o.**
- **Grupa Konsultingowo-Inżynieryjna KOMPLEKS S.A.**
- **NALCO MOBOTEC Polska Sp. z o.o.**
- **Pall Poland Sp. z o.o.**
- **PKPU „ORIONTEC” Krzysztof Jasik**
- **ProMinent Dozotechnika Sp. z o.o.**
- **Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” Sp. z o.o.**
- **RADUS Sp. z o.o.**
- **TECHNOPOMIAR Sp. z o.o.**
- **Weber Sp. z o.o.**
- **Veolia Water Systems Sp. z o.o.**

