

Szanowni Państwo,

Biuletyn *Pro Novum*, którego lekturę właśnie Państwu proponujemy, zawiera artykuły opracowane na podstawie wybranych referatów wygłoszonych podczas XI Sympozjum DIAGNOSTYKA I REMONTY URZĄDZEŃ CIEPLNO-MECHANICZNYCH ELEKTROWNI, które odbyło się w dniach 30 września – 2 października 2009 r. w Hotelu STOK w Wiśle i przebiegało pod hasłem:

Wydłużanie czasu pracy urządzeń energetycznych – szanse i ograniczenia

Oprócz referatów specjalistów *Pro Novum* zamieściliśmy artykuł firmy *Energoremont Sp. z o.o.*, który zawiera pełną i atrakcyjnie opracowaną strategię postępowania z wymiennikami ciepła, przydatną, zwłaszcza podczas modernizacji bloków energetycznych mających na celu wydłużanie ich czasu pracy, nawet powyżej 300 000 godzin.

Mamy nadzieję, że zaprezentowane artykuły okażą się podczas lektury tak samo ciekawe, jak w trakcie ich słuchania na Sympozjum, z którego szerszą relację prezentujemy na stronach 134 – 135 niniejszego wydania *Energetyki*.

Redakcja Biuletynu Pro Novum

Zbigniew Ekalt, Tomasz Lorens, Dariusz Ptak, Kazimierz Ruszniak, Jakub Sawa
ENERGOREMONT Sp. z o.o. – Krasnystaw

Przegląd kierunków modernizacji i typowych zakresów napraw długoeksploatowanych wymienników ciepła

Po długim okresie eksploatacji wymienników ciepła konieczne są prace remontowe. Użytkownik zwykle stara się poprawić i usprawnić remontowane wymienniki według nowych wymagań lub najnowszych trendów w technice wymiennikowej. Remont czy modernizacja wymiennika zależy od wielu czynników, których użytkownik powinien być świadomy.

W niniejszym opracowaniu wyeksponowano kilka zagadnień, uważanych za ważne z punktu widzenia firmy remontującej rurowe wymienniki ciepła, oraz przedstawiono typowe zakresy prac dla najczęściej występujących obiektów w elektrowniach.

Zagadnienia modernizacyjne

Aktualizacja stosowanych gatunków materiałów

Niezależnie od woli użytkownika przy każdym remoncie urządzenie podlega zmianom. Z reguły tak właśnie jest, zwłaszcza

jeżeli urządzenie jest stare, a materiały i technologie naprawy są inne niż przy jego produkcji. Nazwijmy to „uaktualnieniem konstrukcji” urządzenia. W szczególności chodzi o materiały konstrukcji nośnej, materiał rur – nowe gatunki, uszczelnienia – eliminacja azbestu, izolacji – nowe generacje materiałów i AKPIA – aparatura cyfrowa.

Dostosowanie do aktualnych norm i przepisów

Polskie normy i przepisy dotyczące budowy urządzeń w ostatnich 10 latach zostały dostosowane do dyrektyw i przepisów unijnych. Stąd węzłowe elementy konstrukcji są ponownie przeliczane według aktualnych norm. Przeważnie aktualizuje się obliczenia den sitowych – są sztywniejsze (grubsze) niż w pierwotnej konstrukcji, zwłaszcza dla nowych wkładów do wymienników produkcji radzieckiej, rzadziej do wyprodukowanych w Polsce. Obecnie stosowane połączenia kotłownicze według nowych przepisów są sztywniejsze.

Eliminacja wad konstrukcyjnych wynikłych w trakcie eksploatacji

Następnym zagadnieniem jest zmiana konstrukcji wymienników mająca na celu wyeliminowanie wad ujawnionych w czasie eksploatacji (nadmierne erozje elementów, występowanie stref przewężenia strumienia pary lub wody powodujące zwiększone prędkości przepływu, błędy montażowe). Zdarza się, że wymiennik zaprojektowany do pracy w czystym kondensacie musi sprostać przepływowi kondensatu zanieczyszczonego krzemionką lub hematytami. W miejscach o dużej prędkości przepływu występuje silna erozja niszcząca elementy wymiennika. W trakcie remontu musi zostać przebudowana konstrukcja w celu zmniejszenia prędkości przepływu.



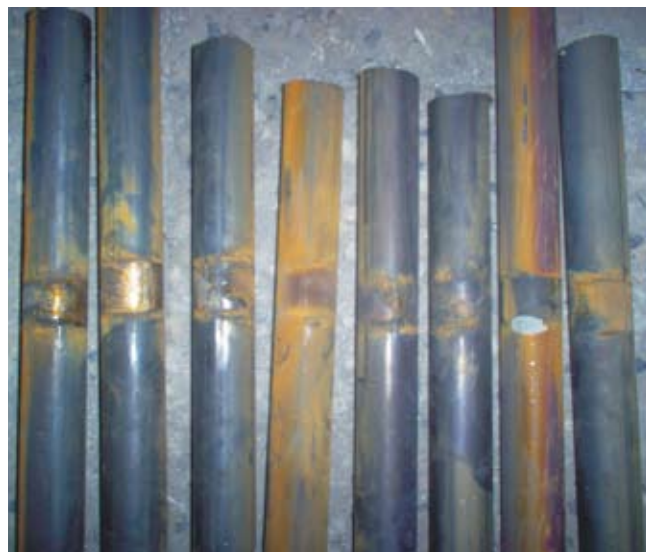
Przykład erozji rur wywołanej wypływem zanieczyszczonego kondensatu z nieostojonego króćca (spływającego kaskadowo z wyższego stopnia regeneracji wysokoprężnej).
Konieczna jest zabudowa osłony króćca po wymianie uszkodzonych rur

Dostosowanie do nowych wydajności, obciążeń lub zmian w procesie technologicznym

Jeżeli w trakcie eksploatacji bloku poszczególne jego urządzenia są modernizowane, przy remoncie wymiennika występuje konieczność dostosowania go do parametrów zmienionych przez inne urządzenia na linii technologicznej – wymiennik stanowi tzw. wąskie gardło.

Z reguły jest tak, że ten wymiennik przed remontem dobrze pracował przy nowych parametrach mediów, ale odtworzenie go w pierwotnej wersji często prowadzi do przedwczesnego zużycia. Przykład: kondensatory turbin 200 MW przy wymianie rur wymagają zmian polegających na zastosowaniu pogrubionych rur na obrysie lub zagęszczeniu przegród podporowych, lub zastosowaniu klinowania pęczków.

Bez tych zabiegów nowe pęczki zostaną uszkodzone na skutek wibracji. Stare rury przed wymianą miały dużą bezwładność wynikającą z zanieczyszczeń powierzchni wewnętrznych i zewnętrznych, stąd były znacznie odporniejsze na wibracje niż nowe, czyste rury. Inny przykład: W procesie zagęszczania soku w wyparkach cukrowniczych w latach 90. zaczęto dodawać



Ślady wibracji starych rur kondensatorowych stwierdzone podczas demontażu.
Po zamontowaniu nowych rur należy zastosować jedną z metod zapobiegania wibracjom

do soku cukrowniczego środka zapobiegające osadzeniu się węglanów (zmniejszających przewodność ciepłą) na ściankach rur wyparkowych wykonanych ze stali węglowych. W wyparkach pracujących kolejny sezon nie stwierdzano żadnych negatywnych zmian po zastosowaniu tych środków. Po wymianie rur na nowe dochodziło do perforacji ścianek już w pierwszej kampanii cukrowniczej. Proces niszczenia był charakterystyczny i występował w drugim dziale wyparki. Powstał spór pomiędzy producentami rur a ich użytkownikami dotyczący jakości rur.

W większości przypadków szkody usuwali producenci rur lub ich dostawcy, niektóre sprawy kończyły się w sądzie odszkodowaniem za dostawy wadliwych rur. Tymczasem prawdziwym sprawcą był kwas szczawiowy powstający przy określonych parametrach występujących w drugim dziale wyparki. W przypadku rur pracujących wiele sezonów ścianki rur chronione były poprzez naturalnie wytwarzającą się szczelną warstwę osadu tlenkowo-węglanowego. Po wymianie na nowe rury oraz wykorzystywaniu w procesach produkcji cukru środków hamujących wydzielanie się osadów, wydzielający się w procesie produkcji cukru kwas szczawiowy wchodził w reakcję z materiałem czystej rury i powodował degradację na całej jej grubości. Rzeczywistą przyczyną nie była jakość rur, ale zmiana w procesie produkcyjnym cukru, która uruchamiała destrukcyjny proces niszczenia. Obecnie, w drugim dziale wyparki montuje się tylko rury ze stali nierdzewnej.

Mierzalna poprawa sprawności

Przy kapitalnych remontach bloków zwykle dąży się do poprawy sprawności poprzez zwiększenie próżni w skraplaczu i obniżenie parametrów wylotowych pary z turbiny.

Kiedyś naturalną barierą była niska jakość zawalcowanych rur w dnie sitowym i jakość samych rur. Np. w kondensatorach turbin 200 MW montowano przy dnach sitowych tzw. przegrodę brudnego kondensatu; mającą odciągać osobno kondensat zanieczyszczony przeciekami przez dno sitowe. Równie istotną barierą

były wibracje łopat ostatnich stopni wirników turbin akcyjnych. Przyczyną tu przypadek „nieświadomej” załogi eksploatującej blok kondensacyjny 50 MW po przerurowaniu skraplacza. Po dwóch tygodniach od uruchomienia bloku otrzymujemy telefon gratulacyjny za rewelacyjnie spisujący się skraplacz po remoncie i imponującą próżnię, o jakiej kiedyś mogli pomarzyć. W trzecim tygodniu mamy wezwanie do awarii tego skraplacza. Eksploatacja przy wysokiej próżni spowodowała wibracje łopat wirnika i „wysypanie się” stellitów. Odłamki stellitów poprzecinały górne rurki skraplacza.

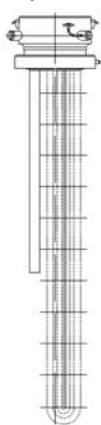
Zastosowanie wyników badań i nowych technologii produkcji do remontowanych wymienników

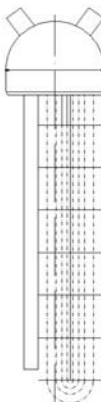
Na długo eksploatowanych blokach energetycznych obserwujemy szereg modernizacji wynikłych z rozwoju nowych konstrukcji np. niektóre kondensatory 200 MW mają przebudowane profile

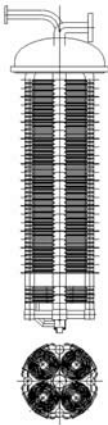
pęczków rur na tzw. gotyckie okna lub wydłużone płaszcze, zamontowany sprawniejszy system odsysania „gazów inertnych” oraz inne usprawnienia wzorowane na najnowszym trendach rozwoju tych urządzeń.

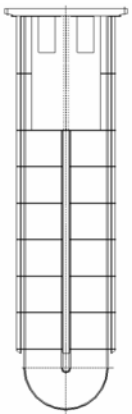
Rozwój technik wytwarzania energii elektrycznej w blokach ciepłych idzie w kierunku parametrów nadkrytycznych pary na wlocie do turbiny i głębokiej próżni na wylocie. Po drodze bloki uzbraja się w rozbudowany system regeneracji kondensatu. Rozwój nowych materiałów i tanich technik wytwarzania tradycyjnych materiałów prowadzi do konstrukcji stanowiących kompromis pomiędzy sprawnością, trwałością i ekonomią. W rezultacie na blokach pracują wymienniki „jednorazówki”, bez możliwości wymiany rur. Do rangi sztuki można zaliczyć operacje walcowania nierdzewnych rur w wiotkim nierdzewnym dnie sitowym skraplacza, albo techniką trwałego mocowania rur w dnie sitowym o grubości 480 mm wymienników regeneracji wysokoprężnej.

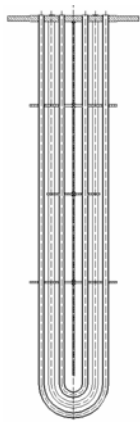
Najczęściej wykonywane zakresy prac na wymiennikach blokowych


Typ wymiennika	Opis	Uszkodzenia eksploatacyjne	Zakresy prac po długiej eksploatacji	Uwagi
<p>U-rurowy podgrzewacz regeneracji wysokoprężnej z walcową komorą wodną</p> 	<p>Dno sitowe gr. 150 - 480 mm. Komora wodna w kształcie walca spawana do dna sitowego, zamykana jednym krążkiem. Konstrukcja u-rurowa ścianki fi 16 x 2- 2.6 mm. Materiał 15Mo3,16M. Wkład wyjmowany z płaszcza do góry. Komora parowa uszczelniana uszczelką membranową.</p>	<p>Końkowania w strefie kondensacji wywołane pocienieniem rur od przepływu skroplin wewnątrz rur, końkowanie rur w strefie chłodnicy wywołane intensywnym przepływem skroplin zanieczyszczonych hematytami. Końkowanie rur wynikiem z defektów połączeń rury z dnem sitowym. Erozja elementów wewnętrznych i osłon.</p>	<p>Wymiana rur, wymiana konstrukcji wsporczej rur, wszystkich przegród i osłon. Regeneracja zamknięcia komory wodnej.</p>	<p>W przypadku przecieku wody pomiędzy rurką a ścianą sitową nie możliwa jest regeneracja otworu. U-rura musi być wyeliminowana poprzez trwałe zamontowanie kołka na całą grubość dna sitowego i zaspawaniu go z obu stron dna sitowego.</p>

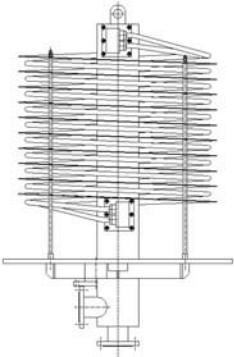
Typ wymiennika	Opis	Uszkodzenia eksploatacyjne	Zakresy prac po długiej eksploatacji	Uwagi
<p>U-rurowy podgrzewacz regeneracji wysokoprężnej z kulistą komorą wodną</p> 	<p>Dno sitowe gr. 150 - 480 mm. Komora wodna w kształcie półkuli spawana do dna sitowego. Dostęp do dna sitowego poprzez właz. Konstrukcja u-rurowa ścianki fi 16 x 2- 2,6 mm. Materiał 15Mo3,16M. Wkład wyjmowany z płaszcza do góry. Komora parowa uszczelniana uszczelką membranową.</p>	<p>Końkowania w strefie kondensacji wywołane pocienieniem rur od przepływu skroplin wewnątrz rur. Końkowanie rur w strefie chłodnicy wywołane intensywnym przepływem skroplin zanieczyszczonych hematytami. Końkowanie rur wynikiem z defektów połączeń rury z dnem sitowym. Erozja płaszczy wewnętrznych i osłon.</p>	<p>Wymiana rur, wymiana konstrukcji wsporczej rur, wszystkich przegród i osłon. Regeneracja zamknięcia komory wodnej z uwagi na budowę komory wodnej konieczna jest operacja odcinania czaszy od dna sitowego. Ponowne spawanie czaszy do dna sitowego po przerurowaniu wymaga operacji wyżarzania spoiny.</p>	<p>W przypadku przecieku wody pomiędzy rurką a ścianą sitową nie możliwa jest regeneracja otworu. U-rura musi być wyeliminowana poprzez trwałe zamontowanie kołka na całą grubość dna sitowego i zaspawaniu go z obu stron dna sitowego.</p>

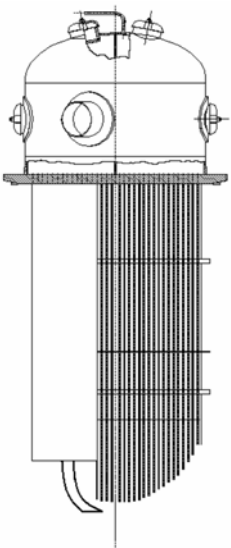
Typ wymiennika	Opis	Uszkodzenia eksploatacyjne	Zakresy prac po długiej eksploatacji	Uwagi
<p>Spiralny podgrzewacz regeneracji wysokoprężnej</p> 	<p>Woda zasilająca dopływa do dwóch pionowych kolektorów skąd przepływa przez rury spiralne do kolektorów odpływowych. Para dopływa do całej przestrzeni kondensacyjnej od góry. Strefa chłodzenia skroplin znajduje się w dolnej części wiązki. Rury spiralne mat. stal kottowa, fi 31,8 x 4. Rury kolektorowe mat. P265GH.</p>	<p>Pocienienie ścianek na łukach o najmniejszych promieniach. Perforacje spoin przy niedbrym spawaniu. Pocienienie na łukach ścianek rurociągów dolotowych i wylotowych skroplin.</p>	<p>Dokładne badania elementów konstrukcji i zwykle wymiana wszystkich rur spiralnych i kolektorów.</p>	<p>Każda nieszczelność wymiennika podczas pracy wymaga wyjmowania wkładu z płaszczu. Z uwagi na wielokrotne wymiany pojedynczych spiral grzewczych silnej degradacji podlega materiał kolektorów w strefie gniazd pod spawanie.</p>

Typ wymiennika	Opis	Uszkodzenia eksploatacyjne	Zakresy prac po długiej eksploatacji	Uwagi
<p>U-rurówce podgrzewacze niskoprężne</p> 	<p>Dno sitowe gr. 60 - 150 mm, materiał St41K, St44K, St36K, P265GH. U-rury fi 16 - 19 x 1 - 1.6. Materiały rur: mosiądze: M70, MC70, MA77, stal kottowa, K10, K18, P265GH, austenity 1.4301, 1.4541. niektóre wymienniki mają wydzieloną strefę schładzania pary.</p>	<p>Zaślepiąca strefa schładzania pary, rozdęte i popękane osłony strefy schładzania, wyerodowane fragmenty przegród sitowych, wyerodowane powierzchnie uszczelniające.</p>	<p>Wymiana eksploatowanych u-rur. Z uwagi na jakość wykonania i bardzo cienkie elementy przegród i konstrukcji w większości przypadków również wymianie podlega cała konstrukcja wsporcza u-rur i osłony.</p>	<p>Nierzadko powierzchnie przegród noszą ślady po palniku wykonane na etapie pasowania wkładu do płaszczu.</p>

Typ wymiennika	Opis	Uszkodzenia eksploatacyjne	Zakresy prac po długiej eksploatacji	Uwagi
<p>U-rurówce chłodnice oparów z dławic</p> 	<p>Prosta wiązka wymiennikowa. Dno sitowe od góry lub od dołu wiązki, gr. 60 - 100 mm materiał St41K, P265GH U-rury fi 16 - 19 x 1 - 1.6. Materiały rur: mosiądze: M70, MC70, MA77, stal kottowa, K10, K18, P265GH, austenity 1.4301, 1.4541.</p>	<p>Uszkodzone rury - przegrzane wskutek braku skroplin w chwili podania pary. Typowe perforacje wskutek starzenia się rur.</p>	<p>Wymiana u-rur często z zamianą mosiądzów na stal kottową lub nierdzewną.</p>	

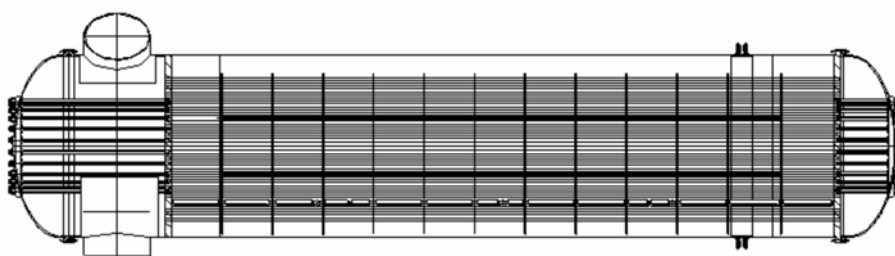
Typ wymiennika			
Prostorurowe chłodnice oparów z dławic			
Opis	Uszkodzenia eksploatacyjne	Zakresy prac po długiej eksploatacji	Uwagi
Dwa dna sitowe gr. 90-100 mm na stałe zespane z płaszczem rury mosiężnej fi 20-25.	Uszkodzenie rur i zużycie wskutek wyeksploatowania. Pognięte przegrody wewnątrz płaszczki.	Wymiana rur i przegród wewnątrz płaszczki.	

Typ wymiennika	Opis	Uszkodzenia eksploatacyjne	Zakresy prac po długiej eksploatacji	Uwagi
Spiralne chłodnice oparów z dławic	Budowa kolumnowa rury chłodzące fi 25 mosiężne M70, MC70, zwinięte spiralnie od kolektora wlotowego do wylotowego.	Uszkodzenie rur, uszkodzone powierzchnie przylgowe w kolektorach. Zakamienienie rur wewnątrz.	Wymiana rur spiralnych i wymiana kolektorów.	Problemem w tych wymiennikach jest szybkie narastanie osadów wewnątrz rur. Wymiennik powinien być włączony w ciąg regeneracji skroplin.
				

Typ wymiennika	Opis	Uszkodzenia eksploatacyjne	Zakresy prac po długiej eksploatacji	Uwagi
U - rurowe podgrzewacze podstawowe i szczytowe.	Podgrzewacze pracujące w układzie pionowym a czasem poziomym. Z reguły komora wodna na stałe przyspawana do dna sitowego lub na połączeniu kołnierzym. U - rury fi 17.2 – 20,3 x 1.5 -2 mm Gat. K10, K18, M70, MC70, 1.4301 SAF 2205.	Uszkodzenie u-rur, deformacje kołnierzy na połączeniach komory wodnej z dnem sitowym.	Wymiana u-rur.	Wymienniki łatwe w remontach zwłaszcza jeżeli komora wodna jest na stałe przyspawana do dna sitowego. Duże wymiary komory wodnej ułatwiają wymianę rur.
				

Typ wymiennika

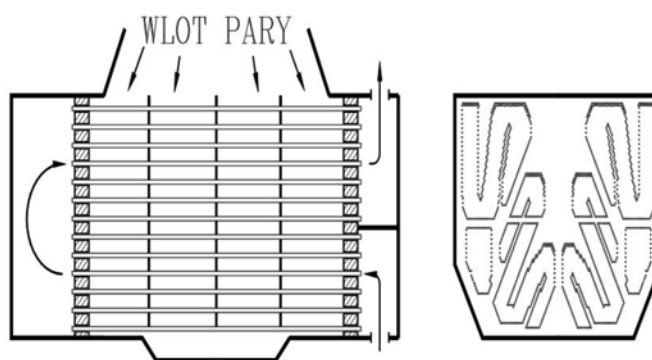
Podturbinowe
podgrzewacze ciepłownicze



Opis	Uszkodzenia eksploatacyjne	Zakresy prac po długiej eksploatacji	Uwagi
<p>Wymienniki zabudowane bezpośrednio pod turbiną. Konstrukcja prostorurowa, dwa dna sitowe, rury fi 19 – 25 x 1 – 2,5, Materiał rur M70, MC70, MA77, MNŻ101, 1.4301 Duże gabaryty, np. fi 3000x8000. Dna sitowe i płaszcze komór wodnych i parowych zbudowane z blachy kotłowej.</p>	<p>Zużycie rur, występowanie grubych osadów hematytów. Erozje na płaszcach w części parowej. Osadzanie się wewnątrz rur węglanów wapnia i magnezu. Odształcenie poziomej przegrody dzielącej komorę wlotową i wylotową wody. Korozja wodorotlenkowa dolnej strefy komór wodnych. Uszkodzenia korozyjne zamków na połączeniach kołnierzowych komór wodnych.</p>	<p>Wymiana rur, przegląd odpowietrzeń, regeneracja połączeń kołnierzowych, naprawy ubytków korozyjnych.</p>	<p>Z reguły należy modernizować komory wodne w kierunku wzmocnień i usztywnień przegród wodnych i połączeń kołnierzowych.</p>

Typ wymiennika

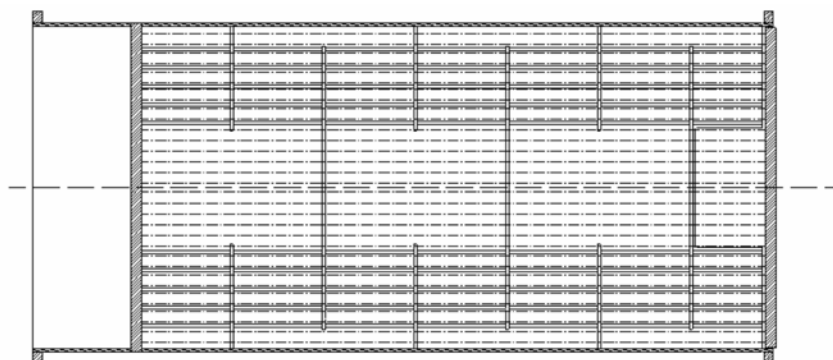
Skraplacz turbin



Opis	Uszkodzenia eksploatacyjne	Zakresy prac po długiej eksploatacji	Uwagi
<p>Największe urządzenie wymiennikowe w obiegu parowym turbin ciepłych. Budowa: płaszcz parowy i komory wodne wykonane z blach stalowych. Dna sitowe grubości 20 – 40 mm z blach stalowych. Rury fi 20 – 30 mm w gatunkach M70, MC70, MA77, MNŻ101, 1.4541, tytan. Skraplacze często bywają wyposażone w instalacje ciągłego czyszczenia rur z osadów.</p>	<p>Korozja i erozja rur kondensatorowych. Pocienia i wytarcia ścianek rur po stronie wewnętrznej od piachu w wodzie lub kulek instalacji Tapproge. Uszkodzenia mechaniczne rur na wskutek wibracji. Osady na rurach z krzemionki lub hematytu po zewnętrznej stronie. Uszkodzenia korozyjne mostków w dnach sitowych. Korozja tlenkowa i wodorotlenkowa powierzchni wewnętrznych komór wodnych. Uszkodzenia korozyjne na powierzchniach uszczelniających ścian szczytowych.</p>	<p>Wymiana rur, wykonanie zabezpieczeń antywibracyjnych pęczków rur, regeneracja mostków na dnach sitowych. Regeneracja powierzchni uszczelniających na szczytach. Wykonanie zabezpieczeń antykorozyjnych komór wodnych. Montaż nowych płyt protektorowych.</p>	<p>Podczas prac demontażowych należy zwrócić szczególną uwagę na ślady uszkodzeń wibracyjnych. Jeżeli na rurach są wybicia w miejscach podparć lub otarcia rur o siebie. Konieczne musi być wykonane zabezpieczenie w postaci zabudowy dodatkowych podparć. Zabudowy na obrysach pogrubionych rur lub klinowanie pęczków rur. Pęczek nowych rur jest bardziej podatny na wibracje niż takie same rury ale z warstwą osadu.</p>

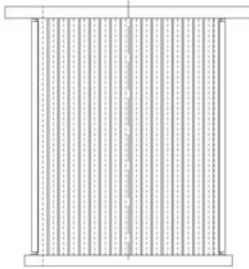
Typ wymiennika

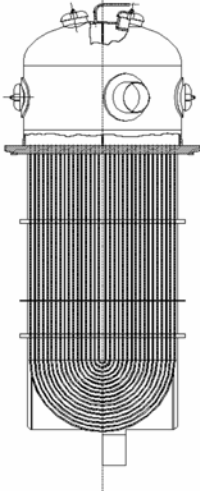
Wymienniki woda-woda

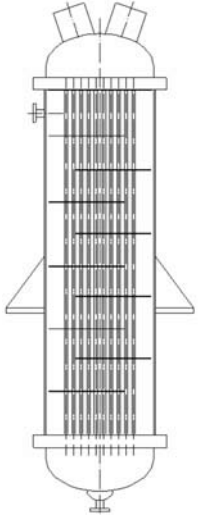


Opis	Uszkodzenia eksploatacyjne	Zakresy prac po długiej eksploatacji	Uwagi
Prostorurowe wymienniki chłodzące wodę w czasie kiedy brak jest odbiorców ciepła z miasta. Gabarytami podobne do wymienników podturbinowych.	Uszkodzenia rur, wszystkie rodzaje korozji miedzi, korozja przegród i konstrukcji wewnętrznej płaszczu. Zamulenie przestrzeni międzyrurowej.	Wymiana rur, wymiana wszelkich powierzchni stalowych wewnątrz płaszczu. Zabezpieczenie antykorozyjne wszelkich wewnętrznych powierzchni stalowych.	Wyjątkowo niekorzystne warunki pracy wszelkich elementów tych wymienników. W przypadku dużych ubytków korozyjnych należy rozważyć zabudowę całkowicie nowych wymienników.

Typ wymiennika	Opis	Uszkodzenia eksploatacyjne	Zakresy prac po długiej eksploatacji	Uwagi
<p>Chłodnice oleju</p>	Prostorurowe wymienniki o gęsto zabudowanej przestrzeni międzyrurowej. Dwa dna sitowe grubości 20 – 40 mm. Rury fi 10 – 19 x 1 w gatunkach M70, MC70, MA77.	Uszkodzenie rur, korozja den sitowych i wszelkich powierzchni komór wodnych.	Wymiana rur i den sitowych. Zabezpieczenie antykorozyjne komór wodnych.	Niektóre konstrukcje z uwagi na technologię ich produkcji wymagają wymiany wszystkich przegród sitowych po stronie oleju.

Typ wymiennika	Opis	Uszkodzenia eksploatacyjne	Zakresy prac po długiej eksploatacji	Uwagi
Chłodnice generatorów powietrza lub wodoru 	<p>Prostorurowe wymienniki z rurami żebrowanymi z reży z materiałów kolorowych w gatunkach M70, MC70, MA77 MNŻ101. Żebra wykonane z blach miedzianych, drutów miedzianych zwiniętych w spirale lub wytłaczane z aluminium. Wykonania rur w różnych technologiach mocowania żeber lutowanie, klejenie, wyciskanie.</p>	<p>Uszkodzenia rur żebrowanych, ewentualnie znaczna korozja den sitowych.</p>	<p>Wymiana rur żebrowanych, ewentualnie wymiana den sitowych.</p>	<p>Proste konstrukcje w formie prostopadłościanów.</p>

Typ wymiennika	Opis	Uszkodzenia eksploatacyjne	Zakresy prac po długiej eksploatacji	Uwagi
Wymienniki rozruchowe kotła 	<p>U-rurowe wymienniki konstrukcyjnie podobne do podgrzewaczy gorącej wody zamontowane w strefie kotła. Wszystkie elementy wymiennika wykonane ze stali kottowej.</p>	<p>Korozja postojowa rur i powierzchni stalowych prowadząca do uszkodzeń rur.</p>	<p>Wymiana orurowania.</p>	<p>Wskazana jest instalacja osuszająca przestrzeń międzyrurową na czas postoju wymiennika.</p>

Typ wymiennika	Opis	Uszkodzenia eksploatacyjne	Zakresy prac po długiej eksploatacji	Uwagi
Chłodnice odsolin 	<p>U-rurowe wymienniki konstrukcyjnie proste służące do odzysku ciepła z odsolin.</p>	<p>Korozja wszelkich powierzchni stalowych.</p>	<p>Odbudowa wkładu.</p>	

Czystość kotłów parowych jako istotny warunek wydłużenia czasu ich bezawaryjnej eksploatacji

Obecne XI Sympozjum Informacyjno – Szkoleniowe, ma na celu określenie – w gronie kadry inżyniersko-technicznej elektrowni oraz specjalistów firm diagnostyczno-remontowych warunków, które powinny być spełnione, aby można było wydłużyć czas pracy urządzeń ciepłno-mechanicznych powyżej 350 000 godzin.

Jednym z podstawowych urządzeń bloku energetycznego, mających kluczowy wpływ na jego dyspozycyjność, jest kocioł. Złożoność procesów ciepłno-chemicznych zachodzących na powierzchniach ogrzewalnych kotła czy to po stronie wewnętrznej, czy zewnętrznej, stymulowanych warunkami eksploatacji w poszczególnych elektrowniach stawia kocioł na jednym z pierwszych miejsc wśród wariantów przyszłościowej pracy bloków energetycznych. Utrzymywanie prawidłowych reżimów chemicznych w całym układzie wodno-parowym i sukcesywne diagnozowanie stanu wewnętrznych powierzchni rur kotłowych stwarza możliwości pracy kotłów powyżej 300 tys. godzin. Jednakże nawet poprawne chemiczne warunki pracy bloków nie wykluczają potrzeby okresowego chemicznego ich czyszczenia. Osady w kotłach, oprócz pogorszenia wymiany ciepła, stanowią zagrożenie wystąpienia procesów korozyjnych – tzw. korozję podosadową powodującą najczęściej kruchość wodorową metalu.

Obecnie problem korozji rur od strony wewnętrznej jest mniej dostrzegalny z uwagi na to, że w ramach prac remontowych kotła prowadzi się wymianę całych płaszczyzn ekranów w rejonach występowania korozji niskotlenowej. Prace te powodują, że z kotła eliminowane są rury, na których występują również wżery korozyjne od strony wewnętrznej.

W sytuacji, gdy w elektrowniach wprowadza się technologie zabezpieczania powierzchni zewnętrznej kotła powłokami mającymi hamować procesy korozji niskotlenowej problemy, w których powodem odstawiania kotłów będzie korozja wewnętrzna rur staną się problemami podstawowymi. Sposobem najprostszym przeciwdziałania tym zjawiskom korozyjnym są procesy efektywnego chemicznego czyszczenia kotła z osadów eksploatacyjnych. Całkowite usunięcie tych osadów gwarantuje deaktywację wszystkich ognisk korozyjnych i możliwość wytworzenia się na czystych powierzchniach metalu magnetykowej warstewki ochronnej.

Źródła zanieczyszczeń rur ekranowych kotłów wysokoprężnych

Jednym z najważniejszych czynników zapewniających trwałość rur kotłowych w warunkach eksploatacji jest utrzymywanie

odpowiedniej czystości wody zasilającej i kotłowej oraz stosowanie odpowiednio skutecznego dla tych warunków sposobu korekacji chemicznej tych czynników. Eksploatowane w elektrowniach i elektrociepłowniach wysokoprężne kotły są zasilane wodą o bardzo wysokiej jakości, zawierających jednak śladowe ilości żelaza i miedzi oraz innych zanieczyszczeń przedostających się do wody zasilającej przez nieszczelności układu kondensacji bądź z układu ciepłowniczego. Obserwuje się również w ostatnich czasach wzrost zawartości w wodzie zasilającej zanieczyszczeń zdyspergowanych, tak zwanych tlenków wędrujących, które w wyniku procesów erozyjno-korozyjnych zachodzących w urządzeniach układu zasilającego, wraz z wodą, są wnoszone do kotła.

Również niektóre korygenty chemiczne, takie jak aminy, tworzą z miedzią i żelazem związki kompleksowe niemierzalne w podstawowych badaniach laboratoryjnych, które wraz z wodą zasilającą są transportowane do kotła, gdzie łącznie z pozostałymi zanieczyszczeniami osadzają się na wewnętrznych powierzchniach ogrzewalnych kotła. Zanieczyszczenia te tworzą na wewnętrznych powierzchniach rur parowników warstewki osadów – głównie tlenków, które oprócz pogorszenia efektu wymiany ciepła stymulują procesy korozyjne. Osady tlenków metali wydzielają się nierównomiernie na wewnętrznych powierzchniach rur, głównie w miejscach najbardziej obciążonych cieplnie, jak również w miejscach wadliwych spoin, gdzie występuje wrzenie lokalne. Widok tych osadów przedstawiono na rysunku1 (a – d).



Rys. 1.

W miarę zanieczyszczania się powierzchni rur osadami tlenków metali pogarsza się proces wymiany ciepła i zwiększa się intensywność procesów korozyjnych, tzw. korozji podosadowej. Zahamowanie tych destrukcyjnych zjawisk zachodzących w kotle i przywrócenie właściwych warunków jego dalszej eksploatacji można uzyskać poprzez chemiczne czyszczenie. W zależności od ilości i składu chemicznego osadów opracowuje się i stosuje skuteczne, a jednocześnie bezpieczne dla materiału, z którego wykonane są rury ekranowe, technologie wykorzystujące:

- zainhibitowane roztwory kwasów nieorganicznych lub organicznych;
- związki kompleksujące, takie jak sól czterosodowa kwasu wersenowego lub sól sodowa kwasu nitrylotrójoctowego.

Jako kryterium decydujące o potrzebie chemicznego czyszczenia kotła w energetyce krajowej przyjęto

dopuszczalną ilość osadów na wewnętrznych powierzchniach ogrzewalnych w zależności od ciśnienia roboczego w kotle. Kryteria te wynoszą:

- dla kotłów o ciśnieniu roboczym 4 MPa – 800 g/m²;
- dla kotłów o ciśnieniu roboczym 4 – 11 MPa – 400 g/m²;
- dla kotłów o ciśnieniu roboczym > 11 MPa – 300 g/m².

W ostatnich latach ukazało się szereg publikacji wnioskujących o zaostrzenie tych kryteriów, sugerujących nie tylko obniżenie tych wartości, ale kierowanie się w ocenach ilością zanieczyszczeń występujących na połówce rury od strony ogniowej.

W firmie *Pro Novum* na podstawie długoletnich doświadczeń z oczyszczaniem roztwo rami kwasu kilkuset kotłów preferowane są dwie technologie chemicznego czyszczenia wykorzystujące:

- 1) inhibitowany ok. 20 % roztwór kwasu solnego;
- 2) sól sodową kwasu nitrylotrójoctowego.

Wybór technologii uzależniony jest od ilości i rodzaju zanieczyszczeń (osadów) znajdujących się w rurach parownika kotła, stopnia porażenia korozją rur, parametrów pracy i czasu postoju kotła oraz możliwości zrzutu ścieków.

Procesy chemicznego czyszczenia powierzchni ogrzewalnych mają zwykle na celu usunięcie skutków (zanieczyszczeń) lepszej lub gorszej eksploatacji urządzeń. Określenie właściwego w czasie momentu wykonania procesu chemicznego czyszczenia czy też sama świadomość konieczności wykonania takiego procesu w perspektywie czasu wymaga prowadzenia właściwej kontroli parametrów z szeroko pojętej diagnostyki eksploatacyjnej i remontowej, istotnych z punktu widzenia dynamiki przyrostu zanieczyszczeń na powierzchniach ogrzewalnych.

Optymalna z uwagi na kompletności danych wydaje się kontrola wraz z analizą zdarzeń w sposób systemowy, uwzględniający całość zagadnień mogących mieć wpływ na niezawodność pracy urządzeń przy jednoczesnym uwzględnieniu interakcji pomiędzy różnymi danymi wynikającym z kontroli eksploatacji oraz diagnostyki remontowej.

Czyszczenie kotłów roztworem kwasu solnego

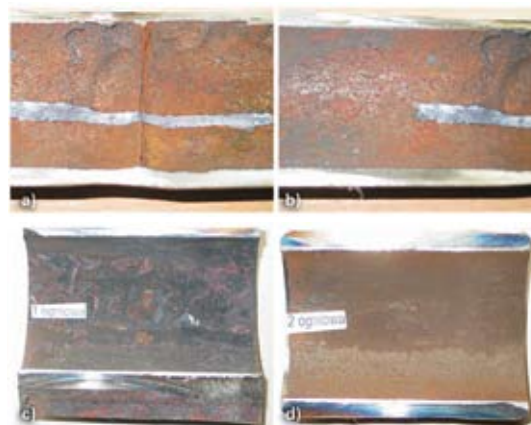
Nie podlega dyskusji, że efekt oczyszczania zależy głównie od rodzaju środka chemicznego zastosowanego w procesie usuwania osadów. Głównymi składnikami osadów występujących w kotłach wysokoprężnych energetyki zawodowej są tlenki żelaza i miedzi. W mniejszych, czasem śladowych ilościach występują w osadach związki wapnia, magnezu, fosforu i krzemionka.

Technologie oparte na zainhibitowanych kwasach mineralnych (głównie kwasie solnym) pozwalają z dużą skutecznością usuwać wszystkie zanieczyszczenia znajdujące się na wewnętrznych powierzchniach rur kotłowych. Ustalenie rodzaju i stężenia kwasu oraz rodzaju i stężenia inhibitorów prowadzi się w laboratoriach na odcinkach rur pobranych z kotła przeznaczonego do chemicznego czyszczenia. Dotyczy to również ustalenia warunków technologii obejmującej proces czyszczenia, płukania, neutralizacji, pasywacji jak również czasu prowadzenia procesu. Właściwie dobrany zestaw inhibitorów ogranicza działanie kwasu do rozpuszczania warstwy osadów pokrywających powierzchnie metali, co w konsekwencji zmniejsza w maksymalnym stopniu jego ubytek w procesie chemicznego czyszczenia.

Usuwanie osadów z kotła zależy od wielu czynników, takich jak:

- stężenie użytego kwasu;
- czas trwania procesu;
- skład chemiczny zanieczyszczeń;
- ilość zanieczyszczeń;
- stan techniczny kotła.

Główne składniki osadów na wewnętrznych powierzchniach, to tlenki żelaza FeO, Fe₂O₃, Fe₃O₄, które są w różnym stopniu rozpuszczalne w kwasach – w tym w kwasie solnym. Skuteczność ich rozpuszczania w kwasach mineralnych, takich jak kwas solny, przebiega w następującej kolejności: FeO, Fe₂O₃, Fe₃O₄. Szczególnie trudno rozpuszczalny jest magnetyt Fe₃O₄. Szybkość rozpuszczania tlenków żelaza w kwasie 80 XI Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe, Wiśła 2009 r. – referaty solnym jest proporcjonalna do jego stężenia. Szczególnie trudno w procesie czyszczenia kotła usuwa się osad miedzi, który często procentowo jest drugim składnikiem osadów. Dlatego ażeby uzyskać wysoką skuteczność usuwania osadów tlenkowych z rur parownika kotła, gdzie jednym z podstawowych tlenków jest magnetyt i skrócić czas oddziaływania kwasu na metal już pozbawiony osadów, w *Pro Novum* preferowana jest technologia oparta na ok. 20% kwasie solnym. Z doświadczeń własnych wynika, że stosując wysokoprocenowy roztwór kwasu solnego można usunąć z powierzchni rur wszystkie osady, w tym również związki miedzi. Stosując niższe stężenia kwasu – zawarta w osadach miedź nie zostaje usunięta z kotła i wydziela się na powierzchni wewnętrznej oczyszczanych rur jako tak zwana miedź kontaktowa. Z praktyki wiadomo, że usunięcie tej miedzi w procesie chemicznego odmiedziowania jest sprawą bardzo trudną. Wycinki kontrolne rur po chemicznym czyszczeniu kotła niskimi stężeniami kwasu, mimo procesu odmiedziowania wykazują na powierzchni rur oczyszczonych obecność miedzi – rysunek 2 (a – b).



Rys. 2.

W pracach remontowych kotłów, głównie w pracach spawalniczych, miedź ta powoduje kruchość i pękanie połączeń spawanych. Często przy stosowaniu w procesach czyszczeń wysokich stężeń kwasu solnego napotyka się problem występowania nieuszczelnności, głównie na wadliwie wykonanych połączeniach spawanych. Powoduje to pewnego rodzaju niechęć służb remontowych do preferowania procesów chemicznego czyszczenia kotłów wysokimi stężeniami kwasów.

Jeżeli w elektrowni nie ma odpowiedniej instalacji pomocniczej, do której można wyczołować kwas z kotła w celu jego doszczelnienia, istnieje problem, co robić z kwasem znajdującym się w kotle. Jeżeli nieuszczelnność jest duża pozostaje tylko decyzja opróżnienia kotła, co skutkuje jego niedoczyszczeniem. Niecałkowite usunięcie osadów z kotła uniemożliwia wytworzenie się na powierzchniach rur warstewki magnetytowej i w sposób oczywisty powoduje przyspieszenie procesów korozyjnych powierzchni wewnętrznych rur kotła eksploatowanego.

Pro Novum rozwiązuje problem braku stałej instalacji pomocniczej na terenie elektrowni stosując tzw. instalację mobilną, składającą się z system kolejowych lub samochodowych, pomp i specjalnego panelu sterującego. Wygląd takiej instalacji przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3

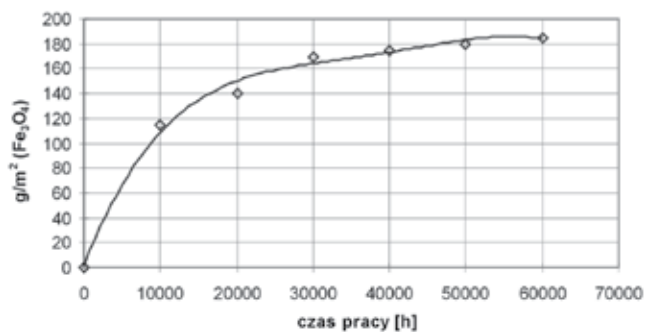
Wysokie stężenia kwasu, stosowane w technologiach Pro Novum, powodujące ewentualne rozszczelnienia kotła uważamy za pozytywne, ponieważ kwas ujawnia tylko miejsca osłabione, które i tak potencjalnie pokazałyby się przy próbie wodnej lub – co gorsze – w czasie dalszej eksploatacji (konieczność odstawienia). Podsumowując, stosowanie wysokich stężeń kwasu solnego daje gwarancję pełnego oczyszczenia kotła z osadów, w tym związków miedzi, jak również pozwala na ujawnienie osłabionych korozyjnie rur kotłowych.

Chemiczne czyszczenie kotłów walczkowych roztworami związków kompleksujących

Technologia oparta na związkach kompleksujących jest w Pro Novum określana jako technologia chemicznego doczyszczania kotła, ponieważ pozwala ona na usunięcie około 30% osadów znajdujących się na wewnętrznych powierzchniach parownika kotła. Jest to technologia proekologiczna, pozwalająca na częściowe wyeliminowanie metod opartych na mocnych kwasach, niosących ze sobą znaczne ilości ścieków potekologicznych. Tego typu technologie popularne

są również w krajach zachodnich, gdzie przepisy proekologiczne wymuszają stosowanie takich metod. Stosowanie tej metody przez Pro Novum jest zalecane, gdy ilość zanieczyszczeń eksploatacyjnych na powierzchni wewnętrznej rur wynosi 150 – 200 g/m².

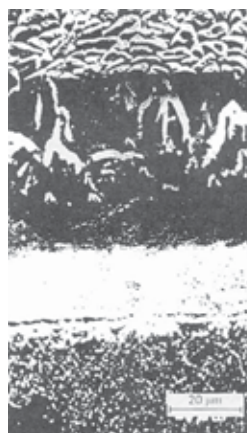
W pierwszym okresie eksploatacji kotła po procesie chemicznego czyszczenia na powierzchniach czystych wytwarza się magnetytowa warstewka ochronna, która jest najlepszym sposobem ochrony przed korozją rur ekranowych. Szybkość tworzenia się magnetytowej warstewki ochronnej w rurach kotłowych przedstawia rysunek 4.



Rys. 4

Jednakże w czasie eksploatacji kotła na warstewce tej tworzy się następna warstwa osadów o dużej porowatości, w skład której wchodzi mieszanina tlenków żelaza, głównie Fe₂O₃ i innych metali, jak również związki twardościowe i zanieczyszczenia pochodzące z korekacji wody kotłowej.

Na rysunku 5 [4] przedstawiono przekrój przez typową warstwę osadów znajdujących się na wewnętrznej powierzchni rury kotłowej.



3

2

1

Rys. 5. Przekrój przez warstwę magnetytu na powierzchni wewnętrznej materiału rury

- 1) stal
- 2) warstwa topotaktyczna
- 3) warstwa epitaktyczna

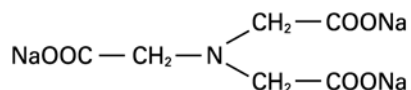
Dolną warstwę na rysunku stanowi materiał rury. Następną warstwą ściśle przylegającą do podłoża jest ochronna warstwa tlenków żelaza, składająca się głównie z magnetytu. Warstwę tę nazywamy często warstwą topotaktyczną. Kolejna zewnętrzna warstwa osadów, znana jako powłoka epitaktyczna, mocno porowata, wpływa niekorzystnie na przewodnictwo cieplne.

Porowatość tej warstewki, wyrażona ilorazem objętości porów do całkowitej objętości osadów, wynosi przeciętnie od 0,75 do 0,85. Dla porównania, porowatość warstewki topotaktycznej (ochronnej magnetytowej) bezpośrednio przylegającej do metalu wynosi przeciętnie 0,15 – 0,25. Z literatury wiadomo, że grubość warstewki porowatej stanowi zwykle 2 – 5-krotną wartość grubości warstewki niskoporowatej.

Taki rodzaj osadów nie tylko utrudnia przewodzenie ciepła, ale również sprzyja powstawaniu procesów korozyjnych w kotle. Dlatego też wskazane jest, ażeby grubość warstwy epitaktycznej (porowatej) była jak najmniejsza.

Stosowana przez *Pro Novum* technologia oczyszczania – lub jak często mówimy – doczyszczania kotła za pomocą związków kompleksujących, pozwala na usunięcie z powierzchni ogrzewalnej znacznych ilości osadów tworzących warstwę epitaktyczną, nie naruszając warstwy topotaktycznej.

Na podstawie danych literaturowych oraz uzyskanych wyników badań i doświadczeń eksploatacyjnych stwierdzono, że najkorzystniejsze w procesie takiego oczyszczania jest stosowanie soli sodowej kwasu nitylotrójowego o umownym uproszczonym wzorze Na_3NTO i o następującym wzorze strukturalnym:



W zależności od ilości i składu chemicznego zanieczyszczeń na wewnętrznych powierzchniach rur dokonuje się wyboru technologii (stężenie i czas oddziaływania roztworu kompleksującego).

Proces oczyszczania kotła prowadzony jest przy obojętnym i alkalicznym odczynie pH oraz temperaturach nieprzekraczających 180°C .

Ponieważ wiązanie jonów żelaza Fe^{2+} zachodzi w odpowiednim obszarze $\text{pH} \leq 9$, natomiast reakcja z jonami Fe^{3+} zachodzi w obszarach kwaśnych, dlatego też w procesie oczyszczania stosuje się silne środki redukujące Fe^{3+} do Fe^{2+} . W wyniku rozpuszczania się związków żelaza następuje usunięcie również innych składników warstwy porowatej, które w postaci luźnych zanieczyszczeń są usuwane z kotła.

Wykonane za granicą badania nad agresywnością korozyjną roztworów Na_3NTO wykazały dla stali zwykłej i niskostopowej oraz chromowej i chromo-niklowej znikome ubytki niewpływające nawet po kilkunastu oczyszczaniach w najmniejszym stopniu na trwałość rur.

Poprzednio Wydział Chemiczny *ZIAD Katowice* i obecnie *Zakład Chemii Energetycznej Pro Novum* doczyścił tą metodą około:

- 50 kotłów OP-650;
- 5 kotłów OP-430
- 41 kotłów OP-380;
- 4 kotły OP-230;
- 5 kotłów OP-215
- 3 kotły OP-210.

Metoda ta jest wygodna w stosowaniu, gdyż nie wymaga dodatkowych instalacji pomocniczych. Główne jej zalety to: jest przyjazna ekologicznie i nie tworzy dużych ilości kłopotliwych ścieków, jakie powstają przy stosowaniu technologii opartych na kwasach mineralnych. Można ją stosować bezpośrednio przed oddaniem kotła do eksploatacji i może być zamiennikiem alkalicznego gotowania kotła ze zdecydowanie większym efektem usunięcia niepożądanych osadów.

Podsumowanie

Długoletnie doświadczenia pracowników *Pro Novum* w chemicznym czyszczeniu kotłów zainstalowanych w elektrowniach i elektrociepłowniach upoważniają do następujących stwierdzeń:

- stosowanie technologii chemicznego czyszczenia kotłów przy pomocy wysokoprocentowych roztworów kwasu solnego gwarantuje całkowite usunięcie osadów, w tym związków miedzi, znajdujących się na wewnętrznych powierzchniach rur ekranowych;
- ewentualne wystąpienie nieszczelności w kotle oczyszczanym chemicznie roztworami o wysokim stężeniu kwasu solnego należy traktować jako pozytywne, ponieważ inhibitowany roztwór kwasu ujawnia tylko miejsca wadliwych spoin lub głębokich wżerów korozyjnych;
- elementem negatywnym technologii chemicznego czyszczenia opartej na wysokich stężeniach kwasu solnego są ścieki i ewentualna potrzeba ich neutralizacji; jeżeli istnieje możliwość zrzutu tych ścieków na składowisko popiołu przy okazji ścieki te mają wpływ na oczyszczanie rurociągów zrzutu popiołów i żużla oraz rurociągów wody powrotnej;
- w elektrowniach, w których istnieje problem zrzutu lub neutralizacji ścieków *Pro Novum* zaleca stosowanie metody okresowego (co 2 – 3 lata) doczyszczania kotłów przy pomocy związków kompleksujących; przy stosowaniu tej technologii nie jest wymagana skomplikowana instalacja pomocnicza, jak w technologiach opartych na kwasach mineralnych;
- zalecana metoda doczyszczania kotła związkami kompleksującymi jest technologią proekologiczną; oczyszczanie kotła przebiega w środowisku alkalicznym i dlatego nie wymaga ona zatwierdzenia i nadzorowania przez Urząd Dozoru Technicznego; powstające w tym procesie ścieki są łatwe do użycia;
- proces chemicznego doczyszczania kotła prowadzony na krótko przed uruchomieniem kotła eliminuje potrzebę ewentualnego jego rozkonserwowania oraz konieczność wykonania alkalicznego gotowania;
- dotychczasowa praktyka zdobyta przy doczyszczaniu związkami kompleksującymi dużej liczby kotłów wskazuje na słusność takich kierunków działania, które w określonych okolicznościach ograniczają konieczność wykorzystania technologii czyszczenia kotłów roztworami kwasów mineralnych;
- zintegrowana w jednym miejscu wiedza diagnostyczna wynikająca z historii eksploatacji, bieżącej kontroli eksploatacyjnej oraz diagnostyki remontowej, zbierana w sposób systemowy np. z wykorzystaniem systemu informatycznego LM System Pro, pozwala z odpowiednim wyprzedzeniem zaplanować konieczność wykonania chemicznego czyszczenia urządzeń wytwórczych przy wykorzystaniu optymalnej technologii w danych uwarunkowaniach technologicznych.

LITERATURA

- [1] Twardowski S.: ZPBE Energopomiar sp. z o.o. Gliwice. VII Konferencja Naukowo-Techniczna, Szczyrk 20 – 23 maja 1998
- [2] Plant Service Bulletin, Babcock & Wilcox 2000
- [3] Maciejewski H.: Wzrost efektywności warstewek magnetytowych w wyniku oczyszczania kotłów roztworami soli sodowej kwasu nitylotrójowego. VI Konferencja Naukowo-Techniczna, Bielsko-Biała 23 – 25 maja 1996
- [4] Maciejewski H.: Chemiczne oczyszczanie wewnętrznych powierzchni ogrzewalnych kotłów roztworem soli sodowej kwasu nitylotrójowego. V Konferencja Naukowo-Techniczna, Bielsko-Biała, 26 – 27 maja 1994
- [5] Śliwa A., Robok H.: Chemiczne oczyszczanie kotłów walczakowych roztworami związków kompleksujących. *Energetyka* 2002, nr 5

Wytyczne oceny spoin, kolan rurociągów i komór pracujących w warunkach pełzania

Ekonomiczne zaburzenia w gospodarce, powstałe w ostatnich latach, doprowadziły do zmiany strategii rozwoju krajowej energetyki. Zamiast pokrywania zużycia energii budową nowych, zaczęto stosować naciski na przedłużenie okresu eksploatacji już istniejących obiektów.

Dla realizacji tego celu koniecznym jest dysponowanie procedurami, które by umożliwiły, w sposób wiarygodny, dokonanie oceny stanu oraz prowadzenie, w sposób niezawodny, przedłużonej eksploatacji urządzenia.

Istniejąca tendencja, do przedłużania obliczeniowego czasu eksploatacji urządzeń energetycznych wymaga doskonalenia techniki ich oceny. W pierwszej kolejności dotyczy to rurociągów i komór, a szczególnie kolan i spoin jako najsłabszych ich elementów, długo pracujących w warunkach pełzania, tj. powyżej temperatury granicznej dla danego gatunku stali.

Charakter uszkodzeń

Spoiny

Uszkodzenia spoin, w postaci pęknięć obwodowych (rys. 1), występują w strefie wpływu ciepła (SWC) i mogą być związane z procesami wydzieleniowego starzenia metalu lub niedotrzymaniem warunków cieplnej obróbki po spawaniu.

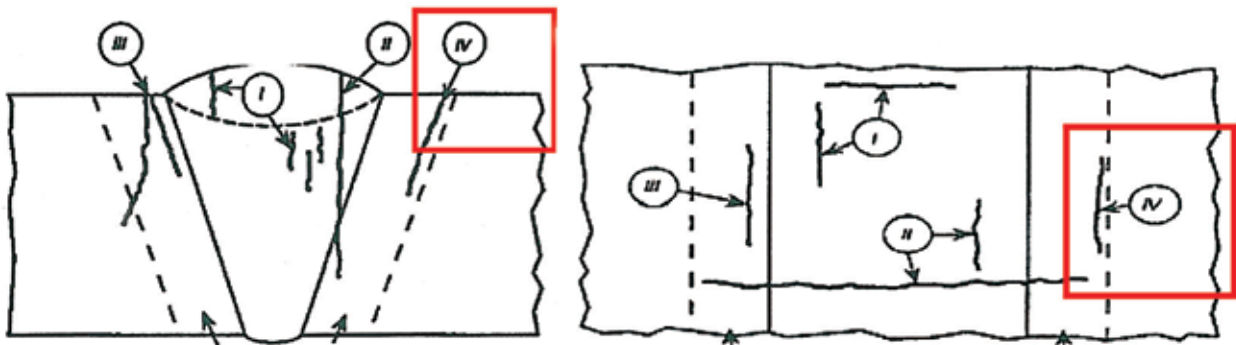
Doświadczenia eksploatacyjne wykazują, że pęknięcia powstają:

- po przpracowaniu ok. 100 000 – 120 000 h w przypadku stali typu HMF, a w przypadku stali martenzytycznych typu 9-12CrVMoN, po 50 000 h,
- gdy naprężenia osiowe (od ciśnienia) stanowią co najmniej 2/3 wartości naprężeń obwodowych.



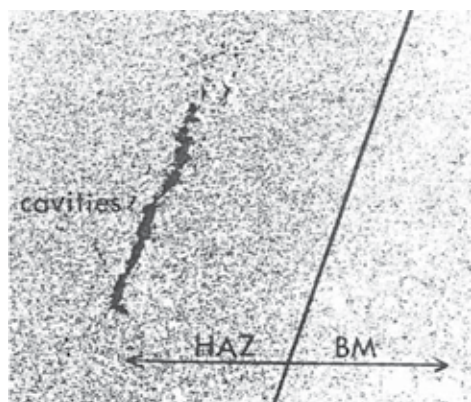
Rys. 1. Obwodowe pęknięcia spoin rurociągu w strefie wpływu ciepła [9, 10]

W elementach walcowych naprężenia osiowe nie przekraczają 1/2 wartości naprężeń obwodowych. Przekroczenie tych wartości może jedynie zaistnieć w przypadkach, gdy na element (rurociąg, komorę) działają naprężenia zewnętrzne, np. od niewłaściwej kompensacji wydłużeń cieplnych, ciężaru własnego, niesprawnych zamocowań itp. Wszystkie pęknięcia spoin, które powstają po pewnym czasie eksploatacji, należą do tzw. rodzaju IV (rys. 2) i są umiejscowione w strefie grzania metalu



Rys. 2. Rodzaje pęknięć w spoinie (IV rodzaj) – pęknięcia związane z czasem eksploatacji [2]

powstającej w czasie spawania w zakresie temperatur między A_{c1} – A_{c3} – raczej w pobliżu A_{c1} i rozprzestrzeniają się wzdłuż strefy drobnoziarnistej. Pęknięciom tym towarzyszą pustki pełzaniowe (rys. 3) obniżające znacznie odporność na odkształcenie co, w porównaniu z trwałością materiału rodzimego, jest powodem przedwczesnego uszkodzenia spoiny.



Rys. 3. Skupisko pustek w spoinie [2]

Kolana

Uszkodzenia kolan rurociągów parowych można podzielić na:

- pęknięcia zmęczeniowo-korozyjne wewnętrznej powierzchni w obojętnej strefie gięcia kolan rurociągów pracujących w temperaturze do 390°C ,
- pęknięcia pełzaniowe na zewnętrznej powierzchni w strefie rozciąganej kolan rurociągów pracujących w temperaturze wyższej niż 390°C .

Na trwałość kolan rurociągów parowych pracujących w warunkach pełzania mają wpływ wymienione poniżej czynniki.

- Metalurgiczne – zmiany własności mechanicznych (zwłaszcza plastyczność) wskutek niewłaściwej obróbki cieplnej kolana.
- Technologiczne – zmiany geometrii przekroju poprzecznego (owalizacja oraz grubość ścianki w strefie rozciągania), wynikające z nieodpowiedniej technologii gięcia kolana. W praktyce, w polskich elektrowniach, zwłaszcza w przypadku dostaw radzieckich, spotykało się kolana o stopniu owalizacji od 8 do 12%, co powodowało przekraczanie dopuszczalnych naprężeń, co skutkuje powstawaniem zmian pełzaniowych. Kolana o owalizacji przekraczającej 8% powinny być eliminowane z eksploatacji, zwłaszcza gdy przepracowały więcej niż 100 000 h. Współczesne technologie gięcia umożliwiają produkcję i dostawę kolan, których owalizacja nie przekracza 4%. W przypadku kiedy owalizacja jest $\leq 2\%$, to naprężenie w kolanie może być niższe niż naprężenie odcinka prostego. Wynika to z kształtu kolana, którego łuk jest wycinkiem toru, a w torze naprężenia obwodowe są mniejsze niż w odcinku prostym (walcowym) – ma to decydujący wpływ na żywotność.
- Eksploatacyjne – tu decydujący wpływ mają zmiany grubości ścianek i pęknięcia zmęczeniowo-korozyjne. Największy wpływ na trwałość kolan rurociągów parowych mają oczywiście ścięcenie ścianki i owalizacja, gdyż powodują wzrost naprężeń obwodowych.

Analiza uszkodzeń połączeń spawanych wykonanych ze stali drobnodispersyjnych (z dodatkiem wanadu, molibdenu, chromu, azotu) rurociągów i komór po przepracowaniu 20 000 – 100 000 h wykazały, że najczęściej występują one na elementach pracujących w warunkach pełzania:

– rurociągach pary świeżej	60%	} wszystkich badanych spoin
– rurociągach pary wtórnej gorącej	20%	
– trójnikach	40%	
– komorach (denka)	30%	

Najmniej uszkodzeń występuje na połączeniach rur z jednakową grubością ścianki.

Uszkodzalność połączeń spawanych pracujących powyżej temperatury granicznej wzrasta o rząd wielkości ze wzrostem temperatury pracy, co świadczy o istotnym wpływie pełzania, które jest podstawową przyczyną powstawania uszkodzeń, zarówno spoin jak i kolan rurociągów.

Doświadczenia eksploatacyjne, potwierdzone badaniami diagnostycznymi, wskazują, że poszczególne elementy tego samego rurociągu mogą wyczerpywać się w bardzo różnym stopniu.

W przypadku kolan przyczyną przedwczesnego wyczerpania trwałości są naprężenia (geometria, układ zawieszzeń), zmiany strukturalne oraz towarzyszące im obniżenie wytrzymałości czasowej i wady technologiczne.

Przy spoinach rurociągów parowych najczęściej powodem wykrywanych uszkodzeń są: obniżona wytrzymałość czasowa w SWC, niewłaściwa praca, często niesprawność zamocowania, przeciwpady oraz uginanie się odcinków prostych w stanach nieustalonych.

Metody oceny dalszej przydatności elementów pracujących w warunkach pełzania

Problem, jak już wspomniano, trwałości elementów urządzenia energetycznego, a szczególnie oceny ich dalszej przydatności, coraz bardziej nabiera aktualności.

To zagadnienie jest uwarunkowane koniecznością przedłużania czasów eksploatacji urządzeń oraz stosowania nowych gatunków stali o wysokiej żaroodporności i żarowytrzymałości i tak, np. w miarę stosowania stali martenzytycznych rośnie liczba uszkodzeń połączeń spawanych.

Istnieje kilka sposobów dokonywania oceny stanu technicznego i żywotności elementów krytycznych eksploatowanych w temperaturach przekraczających wartości graniczne dla danego gatunku stali, czyli takich, które są liczone na wytrzymałość czasową, a ich podstawowym procesem niszczenia jest pełzanie.

Można wyróżnić dwa sposoby podejścia:

- ocena elementów krytycznych na podstawie badań diagnostycznych (niszczących i nieniszczących) wykonywanych okresowo w czasie planowanego odstawienia urządzenia,
- ocena na podstawie ciągłego śledzenia, w czasie eksploatacji, parametrów pracy i obliczanie, na bieżąco, stopnia wyczerpania elementu, a tym samym i całego urządzenia.

Pierwszy sposób kontroli daje precyzyjną, ale okresową ocenę stanu technicznego badanych elementów i całego urządzenia. Ocena taka umożliwi dokonanie aktualnego przeglądu, od remontu do remontu, oraz zastosowanie właściwych zabiegów w postaci naprawy, modernizacji, wymiany itp. Podejście takie obejmuje wszystkie elementy krytyczne danego urządzenia.

Drugi sposób daje mniej dokładne wyniki, lecz umożliwia Użytkownikowi otrzymanie informacji o wpływie warunków pracy na stan urządzenia; nie obejmuje jednak elementów krytycznych pracujących poniżej temperatury granicznej, a więc niepracujących w warunkach pełzania.

Dużą część urządzeń energetycznych, bądź ich części, ulega uszkodzeniom na skutek działania zjawisk, które mają charakter deterministyczny. Jednak deterministyczne podejście (z punktu widzenia analizy niezawodności) nie jest wiarygodne. Dlatego celowe jest wprowadzenie metody oceny, która uwzględniałaby losowy charakter eksploatacyjnych i konstrukcyjnych mechanizmów określonych przez odpowiednie rozkłady naprężeń i wytrzymałości. Jeżeli oba rozkłady są określone, to istnieje możliwość wyznaczenia prawdopodobieństwa uszkodzenia elementu, a w dalszej konsekwencji stopnia ryzyka.

Ryzyko w diagnostyce materiałowej rozumiane jest jako możliwość wystąpienia nieoczekiwanych okoliczności, o negatywnym wpływie na prawidłową pracę całego urządzenia, przy znanym prawdopodobieństwie ich wystąpienia.

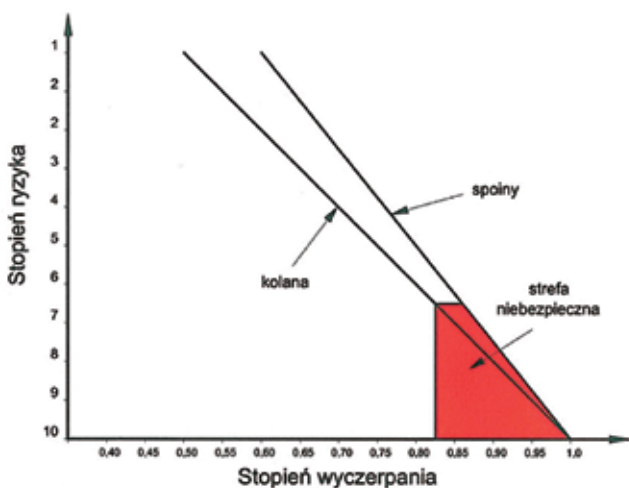
W przypadku omawianych obszarów (kolana, spoiny) ryzyko określane jest jednym procesem.

Prawdopodobieństwo wystąpienia uszkodzenia, spowodowanego pełzaniem jest niższe niż np. uszkodzenia korozyjnego i korozyjno-naprężeniowego.

Mechanizm zniszczenia korozyjno-naprężeniowego nie stanowi tematu niniejszego artykułu.

Natomiast uszkodzenia pełzaniowe, o czym należy pamiętać, są nienaprawialne, a porażone elementy powinny być wymienione.

W zasadzie wielkość ryzyka może być oceniana jedynie po wartościach granicznych $R_n = 1$ zadowalający, $R_n = 10$ niezadowalający (R_n – ryzyko powstania uszkodzenia). Przedstawiono to na rysunku 4.



Rys. 4. Ocena indywidualna elementów krytycznych w ocenie ryzyka

Obliczeniowa ocena stopnia wyczerpania

Obliczenia trwałości wykonywane wg normy EN można wykonywać wg danych nominalnych; temperatura, ciśnienie,

geometria lub rzeczywistych, wyniki których nie zawsze są zgodne ze sobą. Trwałość wg parametrów rzeczywistych może 1,5 – 2 razy przewyższać trwałość wg danych nominalnych. W przypadku obliczenia wg parametrów rzeczywistych, kiedy uwzględniana jest średnia temperatura pracy metalu przeliczana z grubości warstwy tlenków oraz współczynnik wytrzymałościowy spoiny, obliczeniowe rzeczywiste czasy prognozowane są na 300 000 i 350 000 h.

Współczynnik wiarygodności obliczeń (WO) wynosi niestety $\pm 20\%$.

Rzeczywistą, indywidualną trwałość ustanawia się przez porównanie naprężeń zredukowanych σ_z z wytrzymałością czasową $R_{z/t}$ przy spełnieniu warunku $\sigma_z \leq R_{z/t}$ oraz oceny zapasu wytrzymałości.

Naprężenie zredukowane powinno uwzględniać wszystkie możliwe rodzaje naprężeń panujących w danym obszarze (kolano, spoina) elementu. W ten sposób wiarygodność obliczeń może być podwyższona od 40 do 70%.

W obliczeniowych metodach oceny stosuje się trzy pojęcia obliczeniowej trwałości:

- trwałość projektowa „ τ_p ” (projektowy czas) liczona na parametry i współczynniki w obliczeniach koncesyjnych; trwałość projektowa dla długo eksploatowanych elementów opiera się często na danych wytrzymałościowych na 100 000 h, takie były dostępne do urządzeń długo eksploatowanych,
- trwałość konstrukcyjna „ τ_z ” (nominalna) to ponowne przeliczenia elementów przy parametrach znamionowych, ale z uwzględnieniem danych wytrzymałościowych na 250 000 h i 300 000 h,
- trwałość indywidualna „ τ_i ” – uwzględniająca aktualnie dostępne dane wytrzymałościowe na 250 000 h i 300 000 h (dla stali eksploatowanych) i rzeczywiste parametry tj. średnia temperatura metalu (rzeczywista grubość tlenków na powierzchni wewnętrznej) i rzeczywista geometria (średnice i grubości ścianek) – owalizacja.

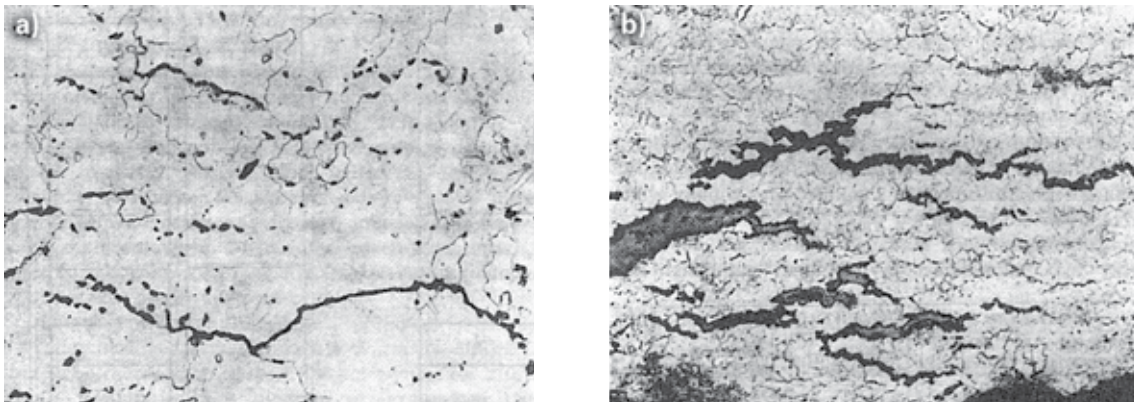
Trwałość nominalna może się wahać w granicach 90 000 – 300 000 h, a indywidualna 170 000 – 400 000 h.

Potwierdzają to również dane z literatury światowej, wg których elementy projektowane na 100 000 h przepracowały do tej pory bezawaryjnie 200 000 h, a ich indywidualny czas przewidyuje się do 300 000 – 400 000 h.

Ocena stopnia wyczerpania wg struktury

Priorytetowe znaczenia dla oceny żywotności ma badanie metalograficzne tj. metalograficzna analiza replik, a szczególnie próbek niszczących, których ocena wyników charakteryzuje się dużą wiarygodnością – ponad 90%. Metoda oceny struktury pozwala wyznaczyć stopień wyczerpania wg rzeczywistego stanu metalu, w najbardziej wyłożonych odcinkach elementów krytycznych.

Biorąc pod uwagę, że typowe uszkodzenia spoin i kolan pracujących długotrwale w warunkach pełzania występują na powierzchni zewnętrznej w spoinach, w strefie drobnoziarnistej i na kolanach, na łukach zewnętrznych, to znajomość tych charakterystycznych obszarów pozwala wybrać miejsca najbardziej niebezpieczne i poddawać je systematycznej kontroli.



Rys. 5. a) Orientowane skupisko mikroporów, pow. 320x [1] b) mikro- i makropęknięcia w pobliżu kolana, pow. 50x [1]

Należy pamiętać, że struktura metalu w strefie uszkodzenia zależy od jego struktury początkowej, jak i czasu pracy kolana. Im dłuższy jest czas pracy do uszkodzenia kolana, tym częściej stwierdza się homogenizację struktury, której efektem końcowym jest rozpad bainitu i perlitu. Uszkodzenia, pęknięcia na kolanach są poprzedzone występowaniem dużej ilości mikroporów ułożonych na granicy ziaren (charakter pojedynczych pęknięć, międzykrystaliczny) i zorientowanych prostopadłe do naprężeń obwodowych (rys. 5).

Największą liczbą pustek pełzaniowych objęta jest zewnętrzna powierzchnia kolana. W miarę oddalania się od osi pęknięcia, po obwodzie i po grubości, liczba mikroporów maleje. Zależnie od znamionowych wymiarów komory czy kolana, szerokość porowatego pasma wynosi od 20 do 60 mm, a długość od 100 do 300 mm.

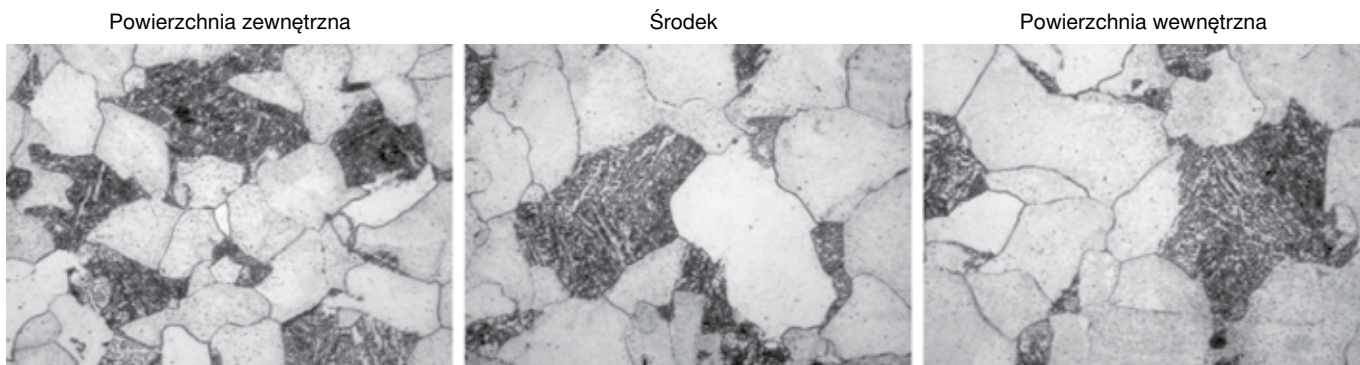
Analizy stosowanych metod oceny stopnia wyczerpania wskazują, że najbardziej wiarygodna ocena jest uzyskiwana na podstawie badań struktury, a szczególnie pustek pełzaniowych, ich miejsca występowania, wielkości i gęstości.

Stopień wiarygodności oceny według struktury zależy od miejsca jej badania. Na powierzchni spoin w przeciwieństwie do kolan, gęstość porów jest mniejsza niż w głębi grubości ścianki elementu.

W przypadku kolan eksploatowanych powyżej 200 000 h, właściwe jest pobranie korka w celu ustalenia stanu struktury na całym przekroju, co daje bardzo wiarygodny wynik, nie powodując zniszczenia, a więc konieczności wymiany kolana jak w przypadku wykonania badań wytrzymałościowych próbek pobranych z wycinków kontrolnych. Podobny sposób można zastosować w odniesieniu do komory (rys. 6 i 7).



Rys. 6. Struktura korka na przekroju kolana, pow. 200x [10]



Rys. 7. Struktura na przekroju komory z pobranych korków, pow. 500x [10]

Podsumowanie

Większość specjalistów uważa, że graniczny czas eksploatacji jest indywidualny i zależy od następujących czynników:

- nieuwzględnionych naprężeń własnych lub powstałych dodatkowo w czasie eksploatacji,
- rozkładu naprężeń stałych i zmiennych w poszczególnych miejscach demontażu,
- temperatury eksploatacji podwyższonej lub obniżonej w stosunku do obliczeniowej,
- rodzaju pracy jednostek – podstawowy lub szczytowy,
- początkowy okres obsługi związany z obiektywnymi i subiektywnymi czynnikami,
- wpływ środowiska, np. korozja,
- możliwości istnienia nieuwzględnionych, w czasie projektowania, mechanizmów niszczenia metalu, jak np. korozja naprężeniowa i zmęczeniuowa,
- własności metalu różniących się od średnich podanych w normach.

W celu ustalenia czasu granicznego stanu metalu, elementów krytycznych jednostek energetycznych, należy określić zespół kryteriów oceny. Tego rodzaju kryteria zależą z kolei od warunków eksploatacji oraz mechanizmów uszkodzenia, które zależą od takich zjawisk jak:

- pęczanie,
- zmęczenie,
- korozja,
- erozja

oraz ich różnorodnych kombinacji.

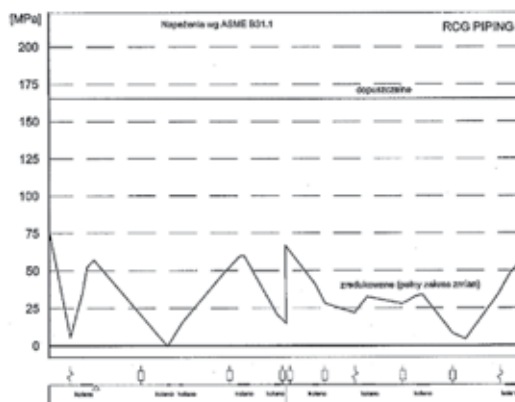
Dlatego należy:

- ocenić realne – rzeczywiste warunki eksploatacji za cały okres wykorzystania urządzenia,
- wykonać ponowne obliczenia wytrzymałościowe na podstawie sprawdzonych danych eksploatacyjnych oraz rzeczywistych wymiarów oraz nowych danych wytrzymałościowych,
- sprawdzić stan obecny wykorzystując badania diagnostyczne, wg tabeli 1,
- zastosować badania diagnostyczne:
- ocenić stopień wyczerpania i postawić diagnozę, a następnie prognozę.

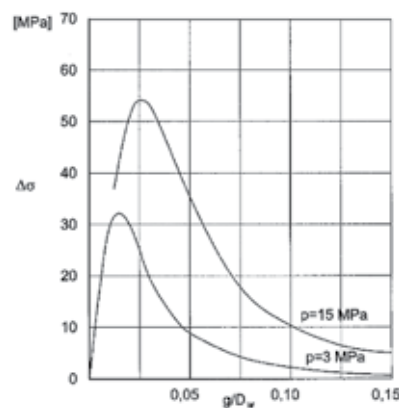
Na podstawie obliczeń i praktyki należy wytypować najbardziej wyczerpane części elementów krytycznych, a następnie ocenić ich stan badaniami diagnostycznymi.

Ustalenie parametru limitującego trwałość (naprężenie w funkcji grubości) wyróżnia, szczególnie rurociągi wysokoprężne, od pozostałych elementów energetycznych (np. walczaków, komór, kadłubów, zaworów itp.), a to ze względu na różnorodność kształtów poszczególnych części składowych (kształtki, kolana, kadłuby itp.), które, nawet w granicach jednego rurociągu, mogą mieć różne grubości. Dlatego tak istotnym jest porównywanie obliczeniowych i rzeczywistych grubości ścianek, co może zmienić dalszą ich przydatność. Wynika to z faktu, że grubość ścianki niekoniecznie jest parametrem limitującym trwałość elementu. Przykładowy poziom sumarycznych naprężeń występujących na długości całego rurociągu przedstawiono na rysunku 8.

Krzywe wpływu względnej grubości ścianki i ciśnienia na wartość naprężeń spowodowanych owalizacją wskazują, że znajomość tych wartości może w sposób istotny decydować o dalszej eksploatacji kolana czy wręcz o jego wymianie (rys. 9).



Rys. 8. Poziom naprężeń zredukowanych na przekroju i dopuszczalnych wg ANSI/ASME B 31.1 dla rurociągu pary świeżej bloku 200 MW [5]



Rys. 9. Krzywe wpływu względnej grubości ścianki i ciśnienia na wartość naprężeń spowodowanych owalizacją [5]

Modne ostatnio są różnego rodzaju liczniki stopnia wyczerpania, jednakże są mało przydatne dla dokonania oceny przyrostu wyczerpania eksploatowanych elementów grubościennych, ponieważ:

- miejsca pomiaru parametrów, a szczególnie temperatury, nie są miejscami krytycznymi,
- brak danych z okresu przed wprowadzeniem pomiarów,
- brak danych rzeczywistych dotyczących geometrii elementów, a tym samym panujących naprężeń.

Własności metalu i wartości naprężeń, odbiegające od podanych w normach i użytych do obliczeń trwałości, a szczególnie od zmęczenia w środowisku agresywnym, są mało przydatne, ponieważ reguły jednoczesnego działania i sumowania tych czynników na metal są bardzo złożone i niedostatecznie rozważane.

Obecnie wiadomo, że zasada liniowego sumowania wartości (stopni) niszczenia od różnych procesów jest niewłaściwa, ponieważ rzeczywista zależność współdziałania tych czynników jest bardzo złożona, co znacząco obniża wiarygodność różnych programów oceny eksploatacyjnego stopnia zużycia. Jest to szczególnie widoczne w przypadku występowania zmęczenia korozyjnego.

Charakterystyki metod stosowanych do badań diagnostycznych

Metoda badania	Oznaczenie	Czułość	Wykrywalne wady	Skuteczność metod	
				mikropęknięcia	makropęknięcia
Wizualna	VTO	>1,0 mm	powierzchniowe	nie wykrywa	raczej wykrywa
Endoskop	VTE	>1,0 mm	powierzchniowe	nie wykrywa	raczej wykrywa
Ultradźwięk	UTT	2 – 7 mm ²	wewnętrzne	wykrywa	nie wykrywa
Magnetyczno-proszkowa	MT	0,3 mm	powierzchniowe i podpowierzchniowe h – do 2 mm	nie wykrywa	wykrywa
Prądowirowa	ET	0,3 mm	powierzchniowe i podpowierzchniowe h – do 15 mm	nie wykrywa	wykrywa
Penetracyjna	PT	0,3 mm	powierzchniowe	nie wykrywa	wykrywa
Metalografia – repliki	REP	1 mm	powierzchniowe	wykrywa	wykrywa
Metalografia – niszczące	MET	< 1 mm	powierzchniowe i wewnętrzne	wykrywa	wykrywa

Tabela 2

Dane	Poziom I ryzyko $R < 4$	Poziom II ryzyko $4 < R > 6$	Poziom III ryzyko $6 < R > 7$
Historia eksploatacji	zapisy i protokoły elektrowni	zapisy i protokoły elektrowni	zapisy i protokoły elektrowni
Wymiary	nominalne	pomierzone lub nominalne	pomierzone
Stan techniczny	nominalny	wyniki kontroli	wyniki szczegółowej kontroli
Temperatura i ciśnienie	projektowe	eksploatacyjne	pomierzone
Naprężenia	projektowe	proste obliczenia	złożone analizy
Własności materiałowe R_z	minimum wg normy	minimum wg normy	własności rzeczywiste
Pobór próbek	nie	nie	tak

Dla kolan i spoin można ustalić związek pomiędzy intensywnością uszkodzeń (liczba uszkodzeń) a ich stanem technicznym określonym za pomocą badań diagnostycznych. Obliczeniowe wartości stopnia wyczerpania i ryzyka powstania uszkodzenia mieszczą się w pasmie rozrzutu o szerokości +/- 20%, co wynika z danych materiałowych znajdujących się w normach oraz stosowanych do obliczeń metod probabilistycznych. Wobec powyższego wskazane jest sprawdzanie stanu urządzenia przez wykonywanie niszczących i nieniszczących badań diagnostycznych.

Zalecany sposób postępowania w ocenie stanu elementów krytycznych w powiązaniu ze stopniem ryzyka przedstawia tabela 2.

LITERATURA

- [1] Dobosiewicz J.: Uszkodzenia kolan rurociągów pracujących w warunkach pełzania. *Energetyka* 1991, nr 4
- [2] P/T91. Damage mechanisms and Inequity/life Assessment” European Technology Development Lit Uk London, September
- [3] Zbroińska-Szczechura E.: Trwałość elementów rurociągów parowych. *Energetyka* 1993, nr 7
- [4] Zbroińska-Szczechura E.: Niektóre kryteria oceny trwałości elementów ciśnieniowych bloków energetycznych pracujących w warunkach pełzania. *Energetyka* 1996, nr 1
- [5] Szczygielski M., Pizon E.: Diagnostyka kolan rurociągów parowych. *Energetyka* 2002, nr 5
- [6] Dobosiewicz J.: Uszkodzenia elementów rurociągów parowych. *Energetyka* 2002, nr 12
- [7] Zbroińska-Szczechura E.: Obliczenia trwałości elementów rurociągów parowych eksploatowanych powyżej 150 000 h. *Energetyka* 2002, nr 12
- [8] Dobosiewicz J., Zbroińska-Szczechura E.: Ocena stopnia zużycia ciśnieniowych elementów kotłów pracujących w warunkach pełzania. IX Sympozjum Informatyczno-Szkoleniowe, Ustroń 2007
- [9] Dobosiewicz J.: Problem przedłużania eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni. X Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe, Ustroń 2008
- [10] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 122.2246/2008. Niepublikowane
- [11] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 35.2321/2009. Niepublikowane
- [12] Salomon J. i inni: Life extension of hot steam piping after 200 000 h of services. Baltica VII „Life management an Maintenance or Plants” vol. 1. 2007
- [13] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 67.2353/2009. Niepublikowane

Monitorowanie pracy urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni jako istotny element prognozowania ich żywotności w ostatniej fazie wydłużonej eksploatacji

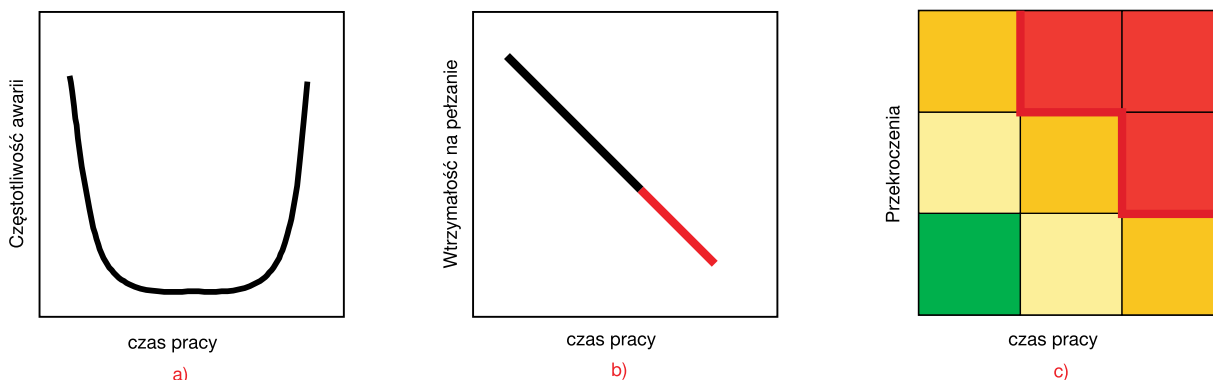
Urządzenia energetyczne ze względu na planowany czas pracy, min. 200.000 godzin oraz bezpieczeństwo eksploatacji projektowane są ze znacznym współczynnikiem bezpieczeństwa. Szczególnie najstarsze, jeszcze eksploatowane, projektowane ca 50 – 60 lat temu można uznać za bardzo „przewymiarowane”, o czym świadczą zarówno ich długi, bezawaryjny czas pracy jak i znaczna tolerancja na błędy eksploatacyjne. Stabilne, w typowych warunkach pracy, struktury zastosowanych materiałów są źródłem stabilnych własności. Cechy j.w. sprzyjają znacznej tolerancji na błędy obliczeń. Do pewnego czasu eksploatacji mniej więcej 250 – 300 tys. godzin błędy towarzyszące obliczeniom stopnia wyczerpania trwałości czy dopuszczalnego czasu pracy nie były (nie są) krytyczne. Jeśli przyjąć, że urządzenia ciepłno-mechaniczne elektrowni miałyby pracować, przy nominalnych parametrach, powyżej 300 tys. godzin ich stan techniczny powinien być oceniany na podstawie badań i obliczeń w sposób gwarantujący większą dokładność [1].

Problemy prognozowania trwałości urządzeń długoeksploatowanych

Wraz ze wzrostem czasu eksploatacji w sposób „naturalny” rośnie częstotliwość (rys. 1a) i ryzyko uszkodzeń (rys. 1c) jako rezultat zmiany własności (rys. 1b) oraz kumulacji negatywnego wpływu przekroczeń parametrów pracy.

Dynamika tych zmian nie jest w prosty sposób zależna od czynników, które na nią wpływają, może mieć charakter regularnie zmienny lub zmienny skokowo. Uszkodzenia pętlaniowe ewoluują powoli i regularnie – od wykrycia pierwszych oznak do zmian fizycznych może upłynąć ok. 30.000 h. Uszkodzenia zmęczeniowe mogą pojawiać się i podlegać wzrostowi znacznie szybciej, w pewnych okolicznościach mogą nawet propagować lawinowo. Na dynamikę pojawiania się i rozwoju uszkodzeń duży wpływ wywierają warunki pracy, których szczególnym przypadkiem są niesprawności urządzeń oraz błędy eksploatacji, np. w przypadku uszkodzeń termoszkokowych [2].

W przypadku ekstremalnie długich czasów pracy pojawiają się specjalne problemy związane z ograniczonym zakresem danych eksperymentalnych tj. charakterystyk materiałowych, które mogłyby być wykorzystywane do obliczeń. O ile w początkowych fazach eksploatacji przeszkadza często zbyt duży – jak na kryteria inżynierskiej przydatności – błąd obliczeniowy o tyle podczas ekstremalnie długich czasów eksploatacji może okazać się niemożliwe nawet oszacowanie jego wartości, szczególnie wtedy gdy jedynym źródłem danych jest aproksymacja wykresów przy pomocy linijki.



Rys. 1. Konsekwencje długotrwałej eksploatacji:
a) rosnące prawdopodobieństwo awarii, b) spadek wytrzymałości na pełzanie oraz ograniczona liczba danych eksperymentalnych, c) wzrost poziomu ryzyka.

Ograniczanie błędów obliczeniowych przy prognozowaniu trwałości

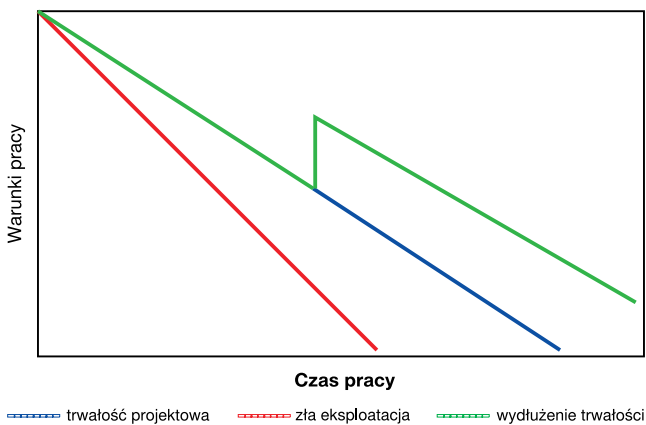
Z praktycznego punktu widzenia znaczenie mają dwa podejścia.

- wyniki obliczeń traktować należy z rezerwą, uznając ich przybliżony status, kłaść nacisk raczej na umiejętną ich interpretację, niż fizyczny sens konkretnych wartości,
- preferować wyniki badań, przyjmując, że stan metalu, który można określić na podstawie badań NDT i DT ma zdecydowanie większą przydatność do prognozowania czasu pracy niż wskaźniki uzyskane na drodze obliczeniowej.

W praktyce warto stosować obydwie podejścia mając świadomość ich słabości i zalet.

Praktyczne korzyści analizy warunków pracy

Określona podczas postoju ocena stanu i prognoza ma często ograniczoną przydatność (nie tylko dla urządzeń długoeksploatowanych) ponieważ warunki pracy mogą, nawet istotnie, różnić się od tych które były podstawą prognozy (rys. 2).



Rys. 2. Wpływ warunków pracy i stanu urządzenia (elementu) na jego trwałość

Często można spotkać, nieprawdziwą opinię, że Kontrola Eksploatacji analizuje wystarczająco dokładnie ten problem. Niestety tak nie jest, bowiem przedmiotem jej analizy bywają głównie zakłócenia o charakterze awarii. Wpływu przekroczeń na trwałość elementów w średnim i dłuższym horyzoncie czasowym raczej nikt nie analizuje. Jednym z powodów tej sytuacji jest to, że analiza taka nie jest prosta, wymaga doświadczenia, odpowiednich metod, najlepiej zaimplementowanych w formie inteligentnego oprogramowania.

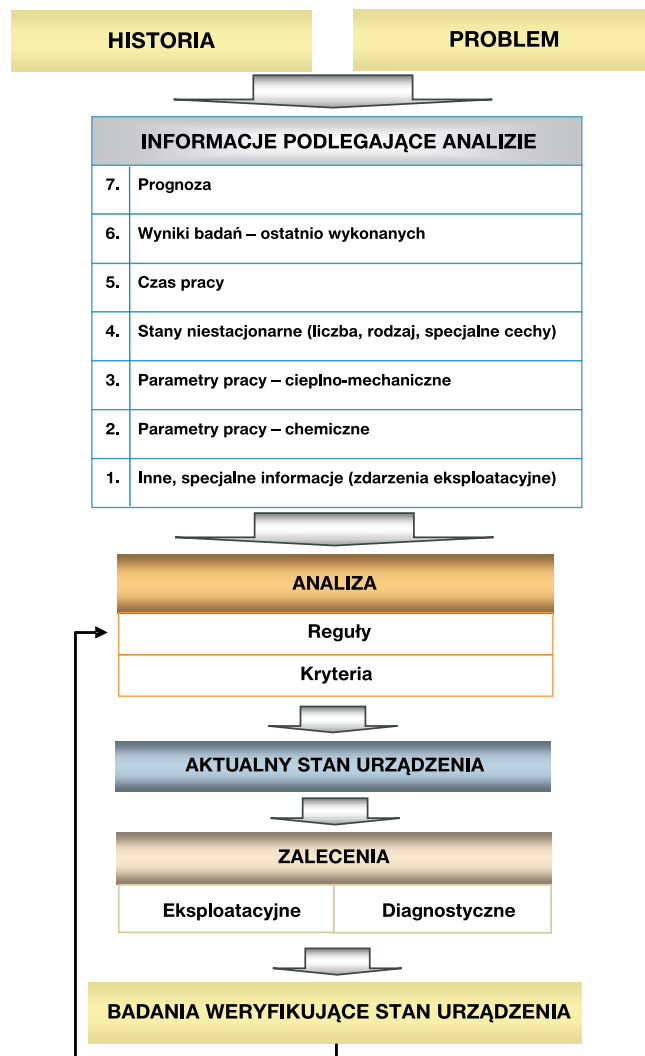
Co i w jaki sposób analizować?

Analizy jakie wykonuje Kontrola Eksploatacji nie mogą przynieść sukcesu także z tego powodu, że wpływu sposobu eksploatacji (nawet z uwzględnieniem analizy zakłóceń) nie da się wykonać bez uwzględnienie szeregu innych danych takich jak:

- wyniki badań,
- przyczyny (rzeczywiste) awarii i skuteczność ich usunięcia,
- jednoczesna analiza parametrów:
 - cieplno-mechanicznych,
 - chemicznych,
- sposobu postępowania z urządzeniem podczas postoju, zakładając, że uwzględnienie wpływu:
 - czasu pracy,
 - typowych stanów niestacjonarnych,
 jest brane pod uwagę.

Analiza wszystkich w/w danych, praktycznie, nie jest możliwa bez odpowiednich narzędzi – oprogramowania, które rejestruje i przetwarza informacje j.w., z uwzględnieniem określonych reguł i kryteriów [3-5]. Sam program to jeszcze nie wszystko, jego aplikacji musi towarzyszyć ekspert (grupa ekspertów) nie wszystko warto zaprogramować – przy sensownych nakładach, część potrzebnych możliwości jak wiedza i doświadczenie nie da się zaprogramować, przynajmniej na razie (rys. 3).

Takie podejście musi być odpowiednio zintegrowane z eksploatacją, czyli zahacza o organizację elektrowni (grupy elektrowni) w zakresie utrzymania.



Rys. 3. Analiza warunków pracy urządzenia zapewniająca monitorowanie aktualnego stanu technicznego generująca korekcyjne zalecenia eksploatacyjne i weryfikujące zalecenia diagnostyczne

Podsumowanie i wnioski

- Ostatnia faza eksploatacji urządzenia wiąże się z wykorzystaniem indywidualnego zapasu trwałości najdłużej eksploatowanych elementów. Aby, w tych warunkach, zapewnić ich bezpieczną pracę należy – po wykonaniu oceny stanu technicznego – wymienić je lub eksploatować nadal monitorując ich rzeczywiste warunki eksploatacji. Indywidualny zapas trwałości może być wykorzystany bezpiecznie i racjonalnie tylko podczas „indywidualnego” nadzoru ich aktualnego stanu technicznego.
- Zdecydowanie lepszym, niż wykonanie skomplikowanych obliczeń naprężeń, odkształceń, stopni wyczerpania trwałości etc. jest inteligentna analiza eksploatacji wsparta (zintegrowana) z odpowiednio zaplanowaną diagnostyką.
- Podejście j.w. może okazać się szczególnie przydatne na blokach długoeksploatowanych. Wydłużeniu czasu pracy powyżej 300 tys. godzin powinno towarzyszyć odpowiednie zorganizowanie diagnostyki, najlepiej w formie serwisu, która w czasie rzeczywistym zapewniałaby:
 - a) rejestrację historii eksploatacji,
 - b) weryfikację prognozy,
 - c) zalecenia eksploatacyjne
- Serwis diagnostyczny można wykonywać w sposób zdalny, co ma wpływ zarówno na jego cenę jak również jakość (udział ekspertów o najwyższych kompetencjach).

Pro Novum jest w trakcie wdrażania takiej usługi w kilku krajowych elektrowniach.

Możliwe, że także na nowych blokach powstaną sprzyjające dobre warunki do niezależnego, od dostawcy, monitorowania

Filip Klepacki
Pro Novum Sp. z o.o.

Własności długo eksploatowanej miedziowej stali walczakowej

Walczaki już od wielu lat są wykonywane ze stali węglowych i stopowych (zawierających Cu, Ni, Mo, Nb, Ti). Pierwiastki takie, jak Ni, Cu powodują tworzenie się większej liczby dyslokacji, co powoduje wyraźny przyrost granicy plastyczności oraz obniżenie udarności.

Wysoka wytrzymałość doraźna (wysokie R_e oraz R_m) spowodowała, że grubościennie elementy ciśnieniowe (walczaki) mogą być budowane z mniejszą grubością ścianki niż przy zastosowaniu stali kotłowych. Jednak w kraju, pomimo wysokiej wytrzymałości, w latach 1986 – 1989 uległy całkowitemu zniszczeniu dwa walczaki: tj. w EC-3 Łódź oraz w Elektrownia Łaziska. Podobne awarie miały miejsce również w elektrowniach zagranicznych, m.in. w Anglii – Elektrownia Cockerzie. Walczaki ulegały uszkodzeniom przede wszystkim w trakcie wykonywania prób ciśnieniowych. Wnikliwe badania wykazały,

stanu technicznego urządzeń. VGB przedstawiło – w ostatnim czasie -propozycję wymagań dla dostawców urządzeń w zakresie minimum informacji technicznych, jakie powinny być przekazywane Użytkownikowi wraz z oddaniem urządzenia do eksploatacji [6].

LITERATURA

- [1] Dobosiewicz J.: Badania diagnostyczne urządzeń ciepłno-mechanicznych w energetyce. Część I. Turbiny i Część II. Kotle i rurociągi. Biuro Gamma, Warszawa 1998
- [2] Trzecznyński J.: Termozok jako czynnik ograniczający trwałość elementów ciśnieniowych pracujących powyżej temperatury granicznej. Biuletyn Pro Novum nr 3/2006, Energetyka Grudzień 2006
- [3] Duda A., Gawron P., Śliwa A.: Rejestracja wybranych wielkości chemicznych w LM System PRO® elementem oceny stanu technicznego urządzeń i prognozy ich trwałości. Materiały konferencyjne X Sympozjum: Diagnostyka i Remonty Długoeksploatowanych Urządzeń Energetycznych. Ustroń, Hotel BELWEDER 1-3.10.2008
- [4] Trzecznyński J.: Concept and Present state of implementation of LM System PRO® – The System supporting Maintenance of Thermo-Mechanical Power Equipment 3rd ETC Generation &Technology Workshop. Dublin, 30th October
- [5] Trzecznyński J.: Remote diagnostic systems for assessment of thermo-mechanical equipment of Power Plants. 2 nd ECCC Creep Conference. 21 – 23 April 2009, Zurich
- [6] Richnow J.: VGB - Anforderungen an Technische Anlagendaten für den Kraftwerksbetrieb. VGB Power Tech 8/2009

że bezpośrednią przyczyną uszkodzeń była niska plastyczność stali w temperaturze otoczenia. Materiał uszkodzonych walczków charakteryzował się niską udarnością wskutek podniesienia progu kruchości – obniżona ciągliwość.

Wspomniane badania wykazywały również, że niska udarność stali miedziowych nie tylko jest związana z jej składem chemicznym ale również z czasem i warunkami pracy. Ten pogląd budził wiele kontrowersji i wielokrotnie, na łamach prasy, był kontestowany [1, 2].

Uwzględniając powyższe oraz biorąc pod uwagę współczesne wymagania krajowej energetyki ukierunkowanej na jak najdłuższą eksploatację obecnych urządzeń i maszyn (programy 350 tys. godzin „i może jeszcze dłużej”) wykonano badania materiałowe miedziowej stali walczakowej po przepracowaniu ok. 320 tys. godzin.

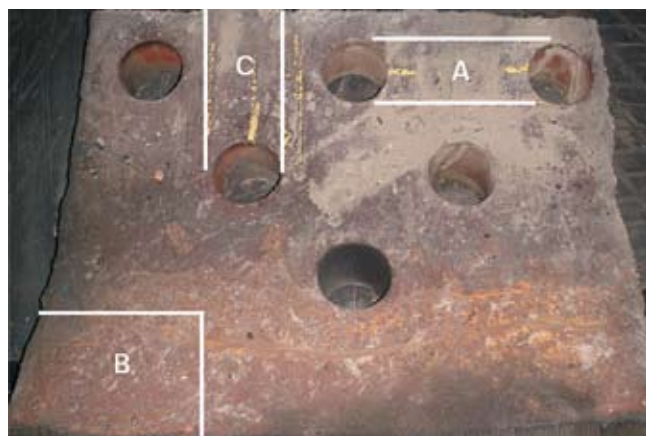
Przedmiot badań materiałowych

Badania materiałowe zostały wykonane na „próbce” – blacha o wymiarach 600 x 600 – pobranej z dolnej części walczaka kotła OP-140 wraz z otworami i mostkami pod rury opadowe. Producentem walczaka była firma *Pauker*, natomiast wytwórcą blachy *Rheinrohr*. Gatunek stali walczaka wg norm branżowych firmy *Rheinrohr*, to CuNi47, natomiast wg norm DIN to 17CuNi4. Skład chemiczny oraz własności mechaniczne wg norm branżowych zawarto w tabeli 1.

Tabela 1

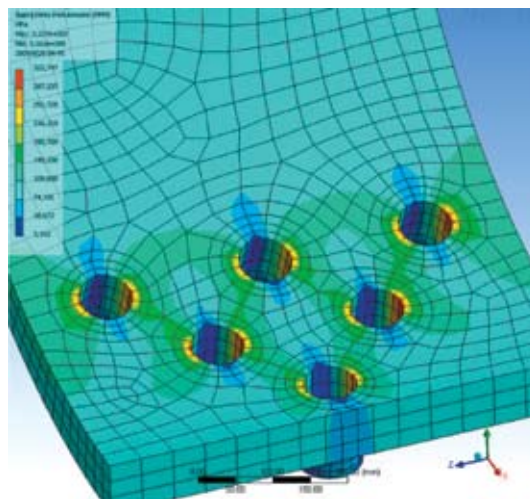
C	Mn	Si	Ni	Cu	P	S
max. 0,18	~0,70	~0,40	~0,90	~0,90	max. 0,04	max. 0,04
R _e , MPa		R _m , MPa		R _{e(350)} , MPa		KCU, j/cm ²
340		470 – 560		250		69

Próbka została podzielona na trzy obszary, które następnie podlegały badaniom. Obszary do badań dobrano wg stopnia wyężenia, tj. by porównać obszary o najwyższym stopniu wyężenia z obszarami o najniższym stopniu. Próbkę z zaznaczonymi obszarami wraz z analizą wyężeniową przedstawiono na rysunkach 1 i 2.



Rys. 1. Próbkę dostarczoną do badań wraz zaznaczonymi obszarami badań

Z analiz metodą elementów skończonych wynika (rys. 2), że najbardziej wyężonym obszarem jest krawędź otworu w obszarze „A”, „średnio” wyężonym jest obszar „B”, a najmniejsze naprężenia występują na krawędzi otworu w obszarze „C”.



Rys. 2. Analiza wytrzymałościowa elementu walczaka poddanego badaniom

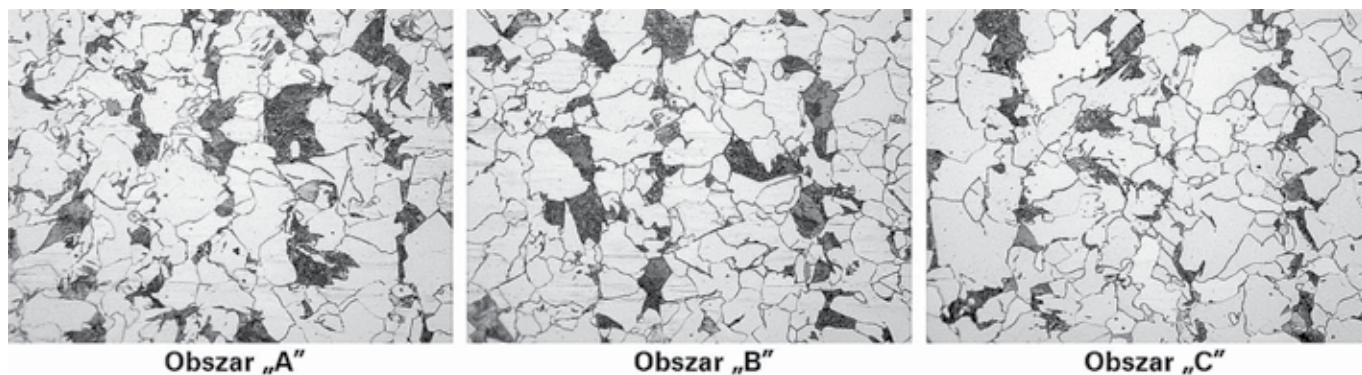
Wyniki badań materiałowych

Metalografia

Badania metalograficzne zostały wykonane na próbkach pobranych z całej grubości ścianki wycinków. W przypadku wycinków z mostkami metalografie wykonano wzdłuż tworzącej otworów. We wszystkich przekrojach mikrostruktura jest podobna, ferrytyczno-perlityczna z wyraźnym pasmowym ułożeniem ziaren. Przykładowe struktury dla poszczególnych obszarów zestawiono na rysunku 3.

Statyczna próba rozciągania

Wyniki statycznej próby rozciągania przedstawiono w tabeli 2.



Rys. 3. Struktura w poszczególnych obszarach przy pow. 200x

Tabela 2

Obszar	Temp. badania, °C	R _e , MPa	R _m , MPa	Wydłużenie	Przeważenie	R _e /R _m
				A _g , %	Z, %	
„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

Próba udarności

Badania udarnościowe wykonano na próbkach Charpy V wzdłużnych (wszystkie obszary) oraz poprzecznych (tylko obszar „B”). Niestety producent blach jak i normy podają jedynie udarność KCU.

W trakcie prób udarnościowych wykazano również, że temperatura przejścia w stan kruchy wynosi 20°C.

Tabela 3

Obszar	KV, J	KCV, J/cm ₂
„A”	59	74
„B”	59	74
„C”	62	77

Wg katalogów firmy Rheinrohr średnia wartość udarności KCU powinna wynosić 69 J/cm₂.

Analiza składu chemicznego metalu

Analiza składu chemicznego (tabela 4) potwierdziła gatunek stali.

Tabela 4

C	Mn	Si	Ni	Cu	P	S
0,13	0,66	0,32	0,88	0,86	0,04	0,20

Pomiary twardości

Twardość pomierzono na przekroju blachy dla obszaru „B” i po tworzącej otworów dla pozostałych obszarów, zaczynając od powierzchni wewnętrznej do zewnętrznej. Zmierzono również

Tabela 5

Obszar	Umiejscowienie	Pomiar twardości HV ₃₀									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
„A”	powierzchnia wewnętrzna	175	175	175	175	179	178	174	178	175	175
„B”		175	175	175	175	179	178	174	178	175	175
„C”		172	171	173	168	169	169	171	173	172	172
„A”	przekrój	176	176	185	179	182	182	179	180	180	181
„B”		176	176	185	179	182	182	179	180	180	181
„C”		179	179	183	189	186	187	187	183	179	179

twardość na powierzchni wewnętrznej blachy walczaka poszczególnych obszarów. Wyniki przedstawiono w tabeli 5.

Podsumowanie

Struktura stali, w każdym badanym obszarze, jest taka sama, tj. ferrytyczno-perlityczna, brak oznak degradacji struktury. Dodatkowo, mimo braku wyjściowych badań metalograficznych, można stwierdzić, iż struktura jest zbliżona do stanu wyjściowego.

Właściwości wytrzymałościowe (R_e i R_m) stali spełniają, ze znaczną nadwyżką, minimalne wymagania dla stali 17CuNi4 zawarte w katalogu producenta tej blachy, tj. firmy Rheinrohr AG.

Jednakże otrzymany stosunek R_e/R_m jest względnie wysoki i dla temperatury pokojowej wynosi 0,82.

Producent podaje jedynie udarność KCU (69 J/cm²), natomiast w badaniach materiałowych wykazana została udarność KCV (74 – 77 J/cm²). Mimo iż nie można porównywać obu wartości zawsze uzyskiwane udarności z karbem U są większe od udarności z karbem V, co sugeruje, że rzeczywista udarność KCU dla badanego materiału będzie wyższa od zmierzonej KCV. Stąd też wynika, że udarność materiału walczaka jest wyższa od nominalnej.

Temperatura przejścia w stan kruchy wynosi 20°C.

Skład chemiczny odpowiada stali 17CuNi4 wg DIN.

Twardości na powierzchni wewnętrznej blachy walczaka zawierają się w zakresie 167 – 179 HV₃₀, natomiast na przekroju blachy w zakresie 176 – 189 HV₃₀. Wartości te odpowiadają twardościom odczytanym z normy PN-93/H-04357 dla wyznaczonej wytrzymałości na rozciąganie (R_m).

Wnioski

Miedziowe stale walczakowe – przy założeniu, że konstrukcja walczaka jak i jego eksploatacja są prawidłowe – są stalami odpornymi na zmiany strukturalne, a ich trwałość nie jest ograniczona.

Właściwości mechaniczne, jak również struktura miedziowej stali walczakowej nie zmienia się w sposób istotny z czasem eksploatacji.

Stosunek R_e/R_m jest wysoki (R_e/R_m = 0,82), co sugeruje, iż badana stal jest podatna na kruche pęknięcie. Jednakże wysoka udarność oraz niska temperatura przejścia w stan kruchy dowodzi, że wysoki stosunek R_e/R_m nie koniecznie musi wskazywać na podatność stali na kruche pęknięcia.

LITERATURA

- [1] Zbroińska-Szczuchura E., Dobosiewicz J.: Całkowite zniszczenia walczaków kotłów parowych. Biuletyn Pro Novum, tom I
- [2] Dobosiewicz J., Zbroińska-Szczuchura E.: Zmiany własności mechanicznych metalu podczas eksploatacji niektórych walczaków. Biuletyn Pro Novum, tom II

XI SYMPOZJUM Informacyjno-Szkoleniowe DIAGNOSTYKA I REMONTY URZĄDZEŃ CIEPLNO-MECHANICZNYCH ELEKTROWNI

Wisła, Hotel STOK, 30.09-2.10.2009 r.

Kolejne XI Sympozjum: **DIAGNOSTYKA I REMONTY URZĄDZEŃ CIEPLNO-MECHANICZNYCH ELEKTROWNI**, w tym roku, pod hasłem: **„Warunki eksploatacji urządzeń energetycznych powyżej 300 000 godzin”**

odbyło się w dniach 30.09-02.10 w Hotelu STOK, w Wiśle.

Patronat honorowy nad Sympozjum objął – podobnie jak w latach ubiegłych – Prezes Urzędu Dozoru Technicznego, Pan Marek Walczak. Głównymi partnerami Pro Novum przy organizacji tegorocznej edycji Sympozjum były firmy: Południowy Koncern Energetyczny S.A., Zakłady Remontowe Energetyki „Katowice” S.A., Energoremont Sp. z o.o., Ecol Sp. z o.o. i Hydro-Pomp Sp. z o.o.

Udział w Sympozjum wzięło 190 osób, w większości przedstawicieli polskich elektrowni, firm remontowych i diagnostycznych, Urzędu Dozoru Technicznego oraz uczelni. Podczas trzech sesji wygłoszono 18 referatów.

Sympozjum otworzył Jerzy Trzeszczyński, Prezes Zarządu Pro Novum. W swoim wystąpieniu m.in. zwrócił uwagę, że problematyka modernizacji mających na celu wydłużenie czasu pracy bloków energetycznych jest ciągle tematem niepopularnym a nawet „wstydlivym”. Założono, trochę a priori że praca powyżej 300 000 godzin jest możliwa i nie musi jej towarzyszyć większy intelektualny wysiłek. Można nawet spotkać się z poglądem, że zamiast modernizacji wystarczy wykonać „wydłużony remont” z dostosowaniem bloku do wymagań ekologicznych. Wyraził nadzieję, że w referatach i dyskusji pojawią się poglądy polemizujące z takimi uproszczeniami. Kontynuując swoją wypowiedź, Prezes Jerzy Trzeszczyński wyraził pogląd, że bez specjalnego podejścia diagnostycznego przed, w trakcie i po modernizacji, bez zastosowania, w niektórych przypadkach, specjalnych technologii oraz bez akceptacji działań przez Urząd Dozoru Technicznego i firmy ubezpieczeniowe, wykonanie dobrze zaplanowanych modernizacji zapewniających odpowiednią trwałość, dyspozycyjność i bezpieczeństwo, mogą okazać się niemożliwe.

Barierom związanym z szybkim budowaniem nowych źródeł poświęcił, w znacznym stopniu, swoje wystąpienie Prezes Południowego Koncernu Energetycznego S.A., Jan Kurp. Prezes PKE S.A. stwierdził, że PKE SA ma zarówno duże potrzeby inwestycyjne jak również od dawna dobrze przygotowane projekty budowy nowych źródeł ale występują problemy, które przekraczają możliwości Koncernu bo nie tylko nie ma „armat” tzn. odpowiednich środków na ich budowę, ciągle także brakuje sektorowi energetycznemu w Polsce kompleksowej i realistycznej strategii. „Zamiast budować nowe bloki energetyczne, mówimy, że będziemy je budować, zamiast zamykać finansowanie inwestycji... informujemy ile będą kosztować”, kończył w ten sposób swoją wypowiedź Prezes Jan Kurp.

Następne wystąpienie Herberta Gabrysia można potraktować, jako potwierdzenie w liczbach, wcześniej wygłoszonych, pesymistycznych opinii. Na trwający od lat regres sektora wytwórczego, w szczególności jego części wykorzystującej jako paliwo węgiel kamienny, nałożył się globalny kryzys, który skutkuje nie tylko spadkiem produkcji i rentowności, ale także utrudni dostęp do kredytów, bez których o budowie nowych bloków energetycznych można tylko pomarzyć.

W referatach wygłoszonych przez przedstawicieli Centrum Zarządzania PKE, Elektrowni Łaziska, Elektrowni Rybnik, Elektrowni Pątnów i Elektrowni Kozienice przedstawiono, w różnych fazach zaawansowane przygotowania do remontów modernizacyjnych mających na celu przygotowanie bloków energetycznych do pracy, nawet powyżej 300 000 godzin. Wydaje się, że najbardziej zaawansowane są prace mające na celu dostosowanie tych bloków do wymagań ekologicznych, (głównie w zakresie redukcji NO_x) po 2016 roku. Powszechnie przyjmowano założenie, że wydłużanie czasu pracy jest strategicznie racjonalne, ekonomicznie realne i technicznie wykonalne. Najmniej skomplikowaną strategię, w tym zakresie posiada Elektrownia Turów, która po 2012 roku planuje wyłączenie długoeksploatowanych bloków 200 MW z eksploatacji i ... wybudowanie, nowego równoważnego pod względem utraconej mocy źródła.

Najbardziej optymistycznie zabrzmiały referaty wygłoszone przez przedstawicieli firm diagnostycznych i remontowych: ZRE Katowice S.A., Energoremont Sp. z o.o., Ecol Sp. z o.o., Pro Novum Sp. z o.o. i Hydropomp Sp. z o.o. W referatach tych firm przedstawiono specjalne technologie remontowe, metody badań i kompletne systemy diagnostyczne, dedykowane modernizacją wydłużającym czas pracy urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni. Szczególnie imponująco wypadło wystąpienie ZRE Katowice S.A. dot. naprawy przez spawanie wirników turbin oraz regeneracji łopatek. Jerzy Kurzak, Prezes Zarządu ZRE Katowice S.A. poinformował o właśnie rozpoczętej rozbudowie Centrum Produkcyjnego w Jaworznie z wykorzystaniem wsparcia finansowego Unii Europejskiej.

W ostatnim dniu Sympozjum, podczas sesji Prezentacje Firm swoje aktualne oferty przedstawiły firmy: ZRE Katowice S.A., Conco East Sp. z o.o., TurboLab Sp. z o.o., Ecol Sp. z o.o., Energoremont Sp. z o.o., Climbex Sp.j. i Pro Novum Sp. z o.o. oraz Towarzystwo Przyjaciół Muzeum Energetyki przy Elektrowni Łaziska.

Wśród wielu ciekawych, nowych technologii, rozwiązań, metod badań, a nawet nowych, dużych inwestycji (ZRE Katowice S.A.) na uwagę zasługuje projekt Centrum Diagnostyki i Profilaktyki realizowany aktualnie przez Pro Novum. Twórcy tego projektu zakładają, że w pierwszej kolejności może być to centrum wiedzy i zaawansowanych usług badawczych i eksperckich dla bloków 200 MW, które planuje się jeszcze eksploatować przez 15÷20 lat.

Szczególnie interesująco przebiegało ostatnie spotkanie, tj. Forum Dyskusyjne. Mniej oficjalny charakter wystąpienia, sprawił, że publicznie przyznawano się do szeregu wątpliwości związanych z technicznymi kryteriami dopuszczenia krytycznych elementów kotłowe (wałczaki, rurociągi) i turbin (wirniki, tarcze kierownicze, kadłuby i komory zaworowe) do ekstremalnie długiej eksploatacji.

Z uwagą przyjęto wystąpienie przedstawiciela Alstom Power, Aleksandra Malca, który przedstawiając szereg argumentów technicznych wskazywał, że dopuszczenie m.in. wirników turbin do pracy powyżej 300 000 godzin powinno być poprzedzone szeregiem technicznych analiz i specjalnych badań.

Część uczestników Forum Dyskusyjnego skierowała do organizatora Sympozjum, firmy Pro Novum apel/zobowiązanie, do podjęcia wraz z Urzędem Dozoru Technicznego prac mających na celu opracowanie wytycznych oraz zasad o charakterze dobrych praktyk inżynierskich dot. wydłużania eksploatacji – podlegających nadzorowi UDT – ciśnieniowych części bloków energetycznych.





XI
symposium



XI
symposium



XI
symposium



XI
symposium



XI
symposium



Organizacja
pro.vum
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES
Centrum Badawczo - Rozwojowe



Patronat Honorowy:
Urząd Dozoru Technicznego



Partner Organizacyjny:
Tech-Expo Bielsko- Biała

Współpraca:
Izba Gospodarcza Energetyki
i Ochrony Środowiska
Zespół Elektrowni
Pątnów-Adamów-Konin S.A.
PGE Elektrownia Turów S.A.
PKE S.A. Elektrownia Jaworzno III
PKE S.A. Elektrownia Łaziska
Elektrownia Rybnik S.A.
Elektrownia Kozienice S.A.

Patronat Medialny:
Energetyka
Przegląd Energetyczny
Nowa Energia
Dozór Techniczny
Cire.pl



XI
symposium



XI
symposium



XI
symposium



XI
symposium



XI
symposium

