

Szanowni Państwo,

Mija 30 lat, gdy na łamach „Energetyki” ukazał się pierwszy numer Biuletynu Pro Novum. Od tego czasu miał on 63 wydania. Autorami prawie trzystu artykułów byli, i są nadal, przede wszystkim specjaliści naszej Firmy. Część artykułów napisali lub byli ich współautorami specjaliści z polskich elektrowni i elektrociepłowni oraz przedstawiciele współpracujących z nami firm inżynierskich i uczelni technicznych. Artykuły w pierwszym rzędzie prezentują naszą wiedzę i doświadczenia zdobyte podczas badań diagnostycznych urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków energetycznych.

Diagnostykę zawsze traktowaliśmy, i robimy to nadal, jako źródło wiedzy dla strategii eksploatacji urządzeń energetycznych, stąd znacząca część naszych działań i publikacji dotyczy przedłużania trwałości głównych urządzeń energetycznych, zwłaszcza na blokach klasy 200 MW, poprawy bezpieczeństwa, dyspozycyjności, efektywności oraz elastyczności. Od prawie dwudziestu lat prezentujemy nasze kolejne osiągnięcia w zakresie zdalnej diagnostyki wspieranej przez algorytmy wykorzystujące zaawansowaną analitykę, modelowanie konstrukcji i procesów oraz sztuczną inteligencję.

Niektóre artykuły to wersje referatów wygłaszanych podczas dwudziestu dwóch sympozjów organizowanych przez Pro Novum, a także VGB oraz podczas zagranicznych konferencji: w Słowenii, Serbii, Bośni i Hercegowinie, Rosji, Niemczech, Wielkiej Brytanii, Irlandii, Izraelu i na Ukrainie.

Nasze publikacje można traktować jako zapis transformacji polskiej energetyki w okresie ostatnich trzydziestu lat. W okresie jednego pokolenia, zapoczątkowanego ustrojową transformacją, miało miejsce kilka etapów modernizacji polskiej energetyki w kierunku bardziej efektywnych, ekologicznie przyjaznych oraz dyspozycyjnych źródeł energii dostosowywanych do coraz mniej typowych dla elektrowni konwencjonalnych warunków eksploatacji.

Niestety nie wszyscy z nas doczekali jubileuszu Biuletynu Pro Novum, stąd postanowiliśmy przypomnieć niektórym z tych, których już nie ma pośród nas. W tym celu publikujemy jeden z pierwszych artykułów naszego Biuletynu (nr 2/1992) w formie reedycji.

Przed nami chyba trudniejsze niż dotąd czasy. Polska energetyka znalazła się pod silną presją transformacji w wydaniu Unii Europejskiej. Najbliższe lata zdecydują, co z wymagań UE i naszych deklaracji jest realistyczne. Jaka będzie polska energetyka za 5, a zwłaszcza za 15 lat? Postaramy się jak dotąd wspierać proces transformacji polskiej energetyki i dokumentować jej przebieg.

Życzymy przyjemnej lektury i zapraszamy do współpracy.

Jerzy Trzeszczyński & Jerzy Dobosiewicz

Wirtualne Środowisko Diagnostyczne

Virtual diagnostic environment

Zorganizowano i opisano wirtualne środowisko pracy jako odpowiednio zabezpieczoną przestrzeń informatyczną, umożliwiającą zdalną komunikację z obiektami badań w trybie on-line i off-line oraz warunki dla efektywnej współpracy specjalistów pracujących w zdalnym trybie w dowolnej lokalizacji. Pracę wykonują na wirtualnych maszynach wyposażonych w oprogramowanie dostosowane do indywidualnych potrzeb. Szczególną użyteczność wirtualne środowisko wykazuje przy realizacji zaawansowanych technicznie projektów wymagających modelowania geometrii konstrukcji i procesów oraz ich symulacji. Wirtualne środowisko diagnostyczne to idealne miejsce do konstruowania i korzystania z cyfrowych bliźniaków elementów i całych instalacji. Możliwości, jakie stwarza wirtualizacja diagnostyki zostały zidentyfikowane znacznie wcześniej niż epidemia koronawirusa uzmysłowiła ich wyjątkową atrakcyjność.

Słowa kluczowe: wirtualne środowisko diagnostyczne, zdalna komunikacja, zdalna diagnostyka, modelowanie konstrukcji i procesów, cyfrowe bliźniaki, symulacje

A virtual work environment was organized and described as an adequately secured IT space enabling remote communication with tested objects in the on-line and off-line mode as well as conditions for effective cooperation of specialists working remotely in different locations. They work on virtual machines equipped with software tailored to individual needs. The virtual environment is particularly useful in the implementation of technically advanced projects requiring modeling of the geometry of structures and processes and their simulation. The Virtual Diagnostic Environment is a perfect place to construct and use digital twins of components and entire installations. The possibilities offered by virtualization of diagnostics were identified much earlier than the coronavirus epidemic made them very attractive.

Keywords: virtual diagnostic environment, remote communication, remote diagnostics, structure and process modeling, digital twins, simulations

Światowa energetyka podąża od dłuższego czasu w kierunku dekarbonizacji, decentralizacji i cyfryzacji. Proces ten dotyczy także, a może w największym stopniu, energetyki opartej na spalaniu węgla zarówno w obszarze generacji, przesyłu jak i dystrybucji. Industrial Internet of Things (IIoT), Big Data, Advanced Analytics, Artificial Intelligence (AI), Digital Twins, Cloud and Mobility są intensywnie rozwijane w obszarze generacji energii. Cyfryzacja elektrowni będzie koncentrować się na: komunikacji, monitoringu, analizie, predykcji i optymalizacji.

Współcześnie najszybciej rozwija się komunikacja zarówno pomiędzy sensorami a urządzeniami, jak również systemami zarządzania majątkiem i ludźmi [1, 2]. Zdalna diagnostyka jest m.in. najbardziej widocznym efektem tego procesu [3, 5-7]. Cyfryzacja w obszarze energetyki węglowej będzie wpływać na tempo transformacji sektora i sposób, w jaki będzie zastępowana przez generację z OZE i ze źródeł rozproszonych. Zapewnienie bezpieczeństwa, dyspozycyjności i ekonomicznej efektywności energetyki węglowej jest korzystne zarówno dla niej samej, jak i dla nowych technologii generacji energii, przed którymi jeszcze wiele problemów do rozwiązania. Bloki węglowe mogą być bardziej elastyczne i atrakcyjne dla operatora systemu elektroenergetycznego bez potrzeby kosztownych modernizacji [4].

Digitalizacja środowiska diagnostycznego

Diagnostyka to proces zintegrowany z procesem eksploatacji. Na podstawie retrospekcji, wymagań dostawcy oraz obowiązującego prawa opracowywany jest harmonogram i zakres badań. Gdy bloki konwencjonalne w coraz większym stopniu stabilizują system elektroenergetyczny, warunki pracy głównych urządzeń ciepłno-mechanicznych często odbiegają od tych, dla których zostały zaprojektowane. W takich warunkach konwencjonalne po-

dejście do diagnostyki i remontów może okazać się niewystarczające. Jeśli utrzymanie stanu technicznego urządzenia wykonuje się według strategii CBM, RBM lub RCM to najkorzystniej, tj. przy najniższych kosztach, bezpieczeństwo i dyspozycyjność można zapewnić wykonując ją w trybie zdalnym. Jeszcze większe korzyści oraz komfort może zapewnić wirtualizacja środowiska diagnostycznego. Jego zasadniczym komponentem jest tzw. Wirtualne Środowisko Testowe (WST), rysunek 2 [10]. Należy je rozumieć jako odpowiednio zabezpieczoną przestrzeń informatyczną umożliwiającą zdalną komunikację z obiektami badań w trybie on-line i off-line oraz warunki dla efektywnej współpracy specjalistów pracujących w zdalnym trybie w dowolnej lokalizacji.

Specjaliści wyposażeni w maszyny wirtualne z oprogramowaniem pozwalającym zarówno na zaawansowaną analizę danych procesowych jak również modelowanie konstrukcji, włącznie z obsługą parametrycznych bliźniaków cyfrowych wybranych elementów konstrukcji, jak również całych urządzeń, np. kocioł parowy czy turbina oraz instalacji, np. rurociągi i kolektory parowe bloków energetycznych, mają wyjątkowy komfort pracy (rys. 1). Obecnie można modelować nie tylko konstrukcję urządzeń i instalacji, ale także praktycznie wszystkie procesy towarzyszące eksploatacji. Tak skonstruowane środowisko cyfrowe, jeśli wyposażono je w zdalną komunikację z obiektem rzeczywistym, pozwala wykonywać diagnostykę na podstawie ciągłej analizy warunków pracy oraz stanu naprężenia cyfrowego bliźniaka. Symulacje skutków napraw, wymian elementów, ich modernizacji jak również konsekwencji zmiany warunków eksploatacji są także możliwe.

W Wirtualnym Środowisku Testowym (WST) można przygotować testy bloku energetycznego np. w celu oceny możliwości i skutków zwiększenia jego elastyczności. Poprawia to znacznie bezpieczeństwo oraz redukuje koszty testów wykonywanych na obiektach rzeczywistych. Przebieg testów można obserwować i analizować zdalnie. Prace specjalistów w WST można łatwo

nadzorować, jak również zapewnić bezpieczeństwo pracy oraz jej wyników. WŚT umożliwia także ich współpracę, a poszczególne części projektów można łatwo testować i integrować. W najbardziej technicznie zaawansowanych projektach Wirtualne Środowisko Testowe zostało zintegrowane ze Stacjami Obiektowymi {7} i Inżynierskimi {3} (rys. 2), zlokalizowanymi w infrastrukturze informatycznej elektrowni, z zachowaniem wszystkich procedur cyberbezpieczeństwa.

Tak zorganizowana i wykonywana diagnostyka zapewnia nie tylko bezpieczeństwo, ale także może być źródłem zaawansowanej wiedzy dla strategii eksploatacji urządzeń energetycznych w końcowej fazie ich pracy [4,6,7], jak również umożliwiającą zdobywanie kompetencji w zakresie eksploatacji i utrzymania technicznego zmodernizowanych i nowych urządzeń oraz instalacji.

Architektura Wirtualnego Środowiska Diagnostycznego

WŚD to bezpieczna, monitorowana, informatyczna infrastruktura składająca się z odpowiedniego sprzętu i oprogramowania. Użytkownikami WŚD są specjaliści *Pro Novum* oraz wydziałów zarządzania majątkiem elektrowni. W najbardziej zaawansowanych projektach, skoncentrowanych zwłaszcza na bezpieczeństwie, informacje generowane przez algorytmy predykcyjne mogą być wizualizowane na maskach operatorskich. Do WŚD przesyłane są dane i informacje procesowe w celu:

- zapewnienia bezpieczeństwa danych oraz prowadzenia prac nad rozwojem aplikacji informatycznych;

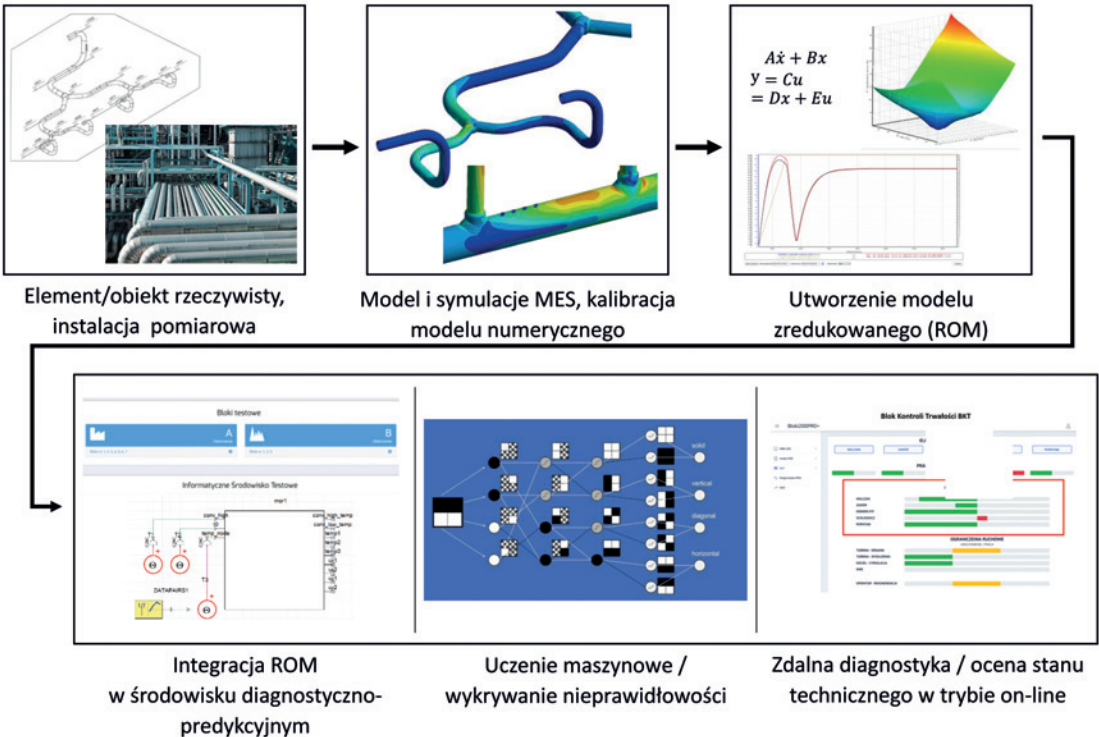
- modelowania, symulacji, kalibracji, testowania i walidacji rozwiązań z zakresu eksploatacji, diagnostyki i serwisu;
- przygotowania nowych/zmodyfikowanych algorytmów sterowania i ich testowanie przed zaimplementowaniem w DCS {4};
- testowania funkcjonalności aplikacji informatycznych przed ich zaimplementowaniem na Stacji Operatorskiej.

Ważną częścią projektów wirtualizacji diagnostyki jest audyt istniejącego systemu pomiarowego oraz w razie takiej potrzeby jego uzupełnienie o dodatkowe czujniki. Nowe czujniki podłączone są do rejestratorów, które zapewniają archiwizację danych pomiarowych i udostępniają wartości sygnałów dla DCS oraz Stacji Inżynierskiej

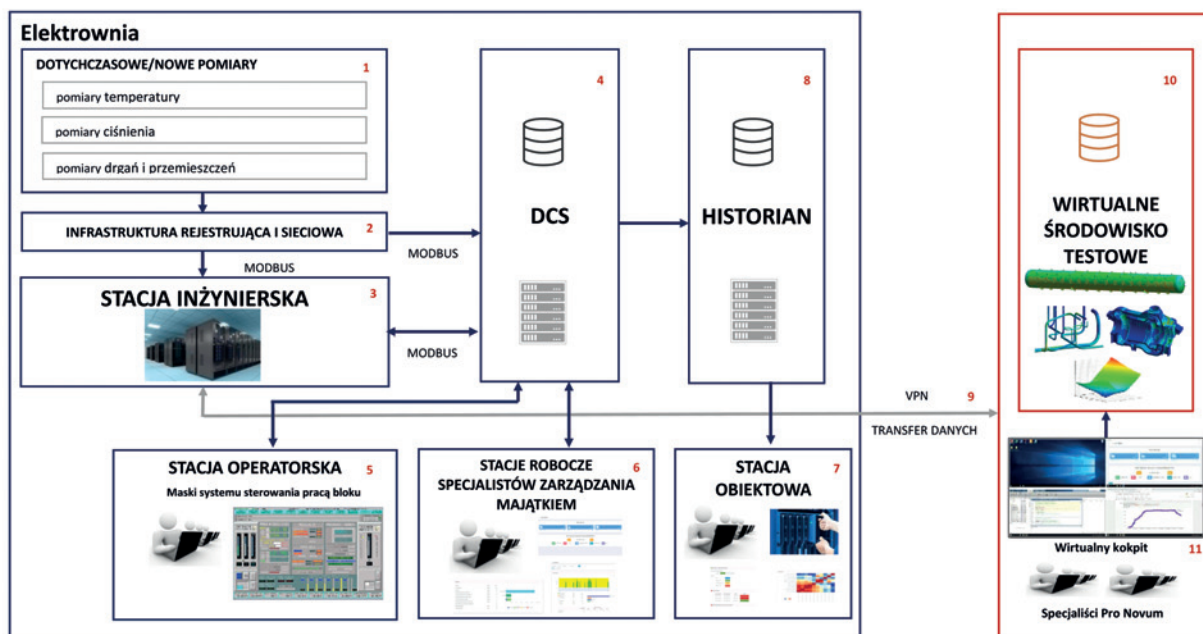
Jak wspomniano wcześniej, w najbardziej zaawansowanych projektach może występować potrzeba prezentowania operatorowi bloku komunikatów wygenerowanych przez programy predykcyjne. Wtedy do DCS trafiają sygnały także z nowego opomiarowania oraz komunikaty wizualizowane na maskach systemu sterowania blokiem. W takich przypadkach DCS udostępnia bieżące wartości dotychczasowych i nowych sygnałów dla Stacji Inżynierskiej.

Stacja Inżynierska {3} to odpowiednio oprogramowany serwer, który wyposaża się w możliwość realizacji następujących funkcji:

- odbieranie i archiwizacja istniejących i nowych sygnałów pomiarowych;
- praca aplikacji analitycznych i wizualizacja wyników ich działania;
- zapewnienie komunikacji z Wirtualnym Środowiskiem Testowym;



Rys. 1. Kolejne fazy digitalizacji infrastruktury technicznej elektrowni. Cyfrowe modele obiektów rzeczywistych jako autonomiczne modele zredukowane ROM zintegrowane ze środowiskiem diagnostyczno-predykcyjnym



Rys. 2. Architektura systemu zdalnej komunikacji pomiędzy obiektem rzeczywistym a Wirtualnym Środowiskiem Testowym

- transfer do DCS komunikatów na potrzeby operatora bloku;
- komunikowanie się ze Stacją Operatorską;
- umożliwienie realizacji wybranych funkcji Wirtualnego Środowiska Testowego.

W bardziej zaawansowanych projektach na maskach Stacji Operatorskiej {5} wizualizuje się komunikaty, zwłaszcza dotyczące bezpieczeństwa eksploatacji. Dla bloków konwencjonalnych eksploatowanych w coraz bardziej nietypowych warunkach taka potrzeba może okazać się nieodzowna.

Głównymi użytkownikami opisanego w artykule systemu są specjaliści wydziałów zarządzania majątkiem oraz zarządzania produkcją i kontrolą eksploatacji {6}. Powinni oni dbać o jakość i aktualność informacji transferowanych do WST {10}. Od tego zależy, w dużym stopniu, jakość i aktualność bieżących informacji oraz raportów udostępnianych przez system diagnostyczny w trybie LTDSA (Long Time Diagnostics Service Agreement).

Podsumowanie

Współczesne technologie cyfrowe w zakresie rejestracji sygnałów procesowych, ich zaawansowanej analizy, komunikacji z obiektem oraz specjalistami elektrowni i firmy diagnostycznej, a zwłaszcza możliwość kreowania bardzo dokładnych modeli cyfrowych rzeczywistych obiektów infrastruktury technicznej elektrowni zmieniają, w niektórych przypadkach już zmieniły, sposób wykonywania diagnostyki czy szerzej – serwisu w zakresie utrzymania stanu technicznego urządzeń i instalacji energetycznych. Badania znacznie rzadziej wykonywane niż kiedyś, w większym stopniu weryfikują ocenę stanu technicznego z pomocą cyfrowego bliźniaka niż są źródłem wiedzy o wybranych właściwościach obiektu rzeczywistego.

Wyniki badań obiektów rzeczywistych oraz konsekwencje czynności remontowych wykorzystuje się przede wszystkim do tuningowania cyfrowego modelu, aby jego jakość czyniła go równorzędnym obiektem analizy jak jego rzeczywistego odpowiednika.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Qian Zhu, *Digital transformation of the coal sector*. „VGB PowerTech” 2021, No 7.
- [2] Richter M., Oeljeklaus G., Gorner K., *Dynamic simulation of flexibility measures for coal-fired power plants*. „VGB PowerTech” 2020, No 4.
- [3] Trzeczcyński J., Mordalski W., Kijowski M., *Zdalny nadzór nad bezpieczeństwem i dyspozycyjnością instalacji rurociągowych*. XXII Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe „Diagnostyka i Remonty Urządzeń Energetycznych. Diagnostyka źródłem wiedzy dla strategii Eksploatacji”. Katowice, Courtyard by Marriott Katowice City Center, 8-9 października 2020.
- [4] *Innowacyjna metoda poprawy elastyczności bloków klasy 200 MW. Program Bloki 200+*. Niepublikowana. W trakcie realizacji.
- [5] Trzeczcyński J., *Concept and Present State of Implementation of LM System PRO® – the System Supporting Maintenance of Thermo-Mechanical Power Equipment*. 3rd ETC Generation and Technology Workshop “Life Time Management of Pressurized Equipment”, Dublin 2007.
- [6] Trzeczcyński J., Trzeczcyńska E., *Diagnostic as a source of knowledge and strategy for units of coal flexible fired power plants*. VGB Conference „Maintenance in Power Plants 2019”. 19-20 February 2019. Potsdam/Germany.
- [7] Trzeczcyński J., Stanek R., Rajca S., Staszalek K., Sobczyszyn A., *Diagnostics of Long Time Operated Power Units Planned for Flexible Operation*. VGB Workshop „Materials and Quality Assurance”. 18-19 May 2017 in Maria Enzersdorf/Austria.

Uszkodzenia różnoimiennych złączy spawanych w elementach przegrzewacza pary kotła na parametry nadkrytyczne

Damage to unlike welded joints in the elements of the boiler steam superheater for supercritical parameters

Coraz wyższe wymagania stawiane urządzeniom pracującym w energetyce węglowej bezpośrednio przekładają się na konieczność poszukiwania i wdrażania nowych, często bardzo wyrafinowanych rozwiązań technologicznych. W obszarze materiałowym jest to realizowane m.in. poprzez zastosowanie nowoczesnych gatunków stali, które dzięki swoim charakterystycznym właściwościom mogą zostać lepiej dopasowane do lokalnych warunków pracy na przykład przegrzewacza pary. Takie rozwiązanie nieraz jednak wymaga łączenia różniących się od siebie materiałów, co przy zastosowaniu nieodpowiedniej technologii spawania lub błędach w trakcie samego spawania, może prowadzić do osłabienia złącza, a w przyszłości do awarii. Przedstawiono wyniki badań uszkodzonego złącza spawanego łączącego stal martenzytyczną P91 (X10CrMoVNb9-10) ze stalą austenityczną TP347-HFG (X6CrNiNb18-10) oraz określono przyczyny powstania tego uszkodzenia.

Słowa kluczowe: kotły parowe, złącza spawane, stale martenzytyczne, stale austenityczne, przyczyny uszkodzeń, zapobieganie awariom

Increasingly higher requirements for equipment operating in the coal-based power sector make it necessary to search for and implement new, often very sophisticated, technological solutions. In the area of materials, it is implemented, among others, by the use of modern steel grades, which, thanks to their characteristic properties, can be better adapted to local operating conditions, e.g. steam superheaters. Such a solution, however, sometimes requires joining materials that differ from each other, which, if the wrong welding technology is used or errors occurring during the welding itself, may lead to joint weakening and in the future to failure. The paper presents the results of examinations of a damaged welded joint connecting martensitic steel P91 (X10CrMoVNb9-10) with austenitic steel TP347-HFG (X6CrNiNb18-10) and the causes of this damage were determined.

Keywords: steam boilers, welded joints, martensitic steels, austenitic steels, causes of damage, failure prevention

Wstęp

Zwiększenie parametrów pary (ciśnienia i temperatury) do wartości nadkrytycznych wiąże się z koniecznością zastosowania w części ciśnieniowej kotła odpowiednio wytrzymałych i odpornych stali. Materiały te powinny charakteryzować się wysoką wytrzymałością na długotrwałą pracę w wysokiej temperaturze oraz być odporne na utlenianie i korozję. Różnicowane warunki pracy i rozwiązania konstrukcyjne determinują zastosowanie konkretnej stali, co często prowadzi do konieczności łączenia różnoimiennych materiałów. Taką sytuację przedstawiono w niniejszym artykule, w którym opisano przypadek awarii złącza spawanego łączącego stal martenzytyczną P91 ze stalą austenityczną TP347-HFG.

Wymienione materiały zostały zastosowane w układzie przegrzewacza pary, a sama spoina łącząca króciec (P91) z węzownicą (TP347-HFG) znajduje się poza obszarem oddziaływania spalin. Uszkodzenie złącza nastąpiło po ok. 66 000 godzin pracy. Warto zaznaczyć, że podobna awaria (na innej spoinie) miała miejsce na tym przegrzewaczu 5 lat wcześniej.

Zakres i wyniki badań

Badaniom poddany został fragment węzownicy i króciec $\varnothing 51 \times 11$ mm wraz z uszkodzoną spoiną. Badania wykonano w następującym zakresie:

- oględziny,
- badania radiograficzne,
- badania metalograficzne (makroskopowe i mikroskopowe),

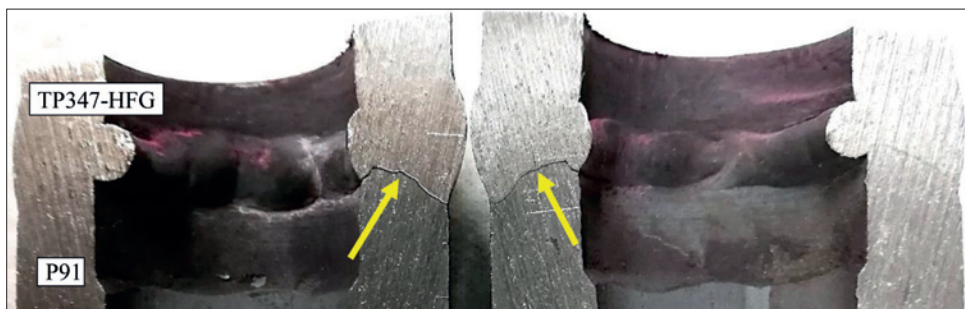
- pomiar twardości,
- analiza składu chemicznego metalu rur i spoiwa,
- analiza pierwiastkowa EDS w wytypowanych obszarach złącza.

Poniżej przedstawiono i omówiono najważniejsze wyniki przeprowadzonych badań.

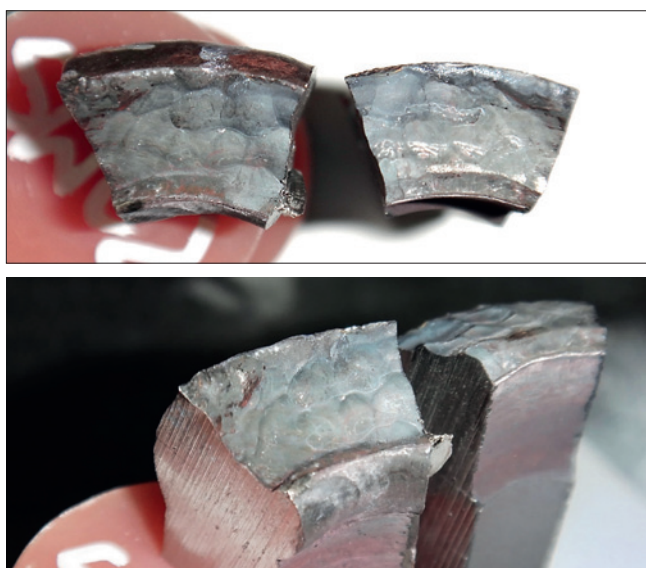
Oględziny próbki w okolicy spoiny wykazały pęknięcie w obszarze SWC (w miejscu linii wtopienia) po stronie materiału P91 (rys. 1). Próbkę przecięto wzdłuż osi rury w środku pęknięcia, na jego krańcach oraz poza uszkodzeniem. Oględziny potwierdziły obecność pęknięcia na wskroś linii wtopienia złącza spawanego (rys. 2). Przełom nieprawidłowości (o charakterze zbliżonym do „przyklejenia”) z wyraźnym kształtem ściegów zamieszczono na rysunku 3.



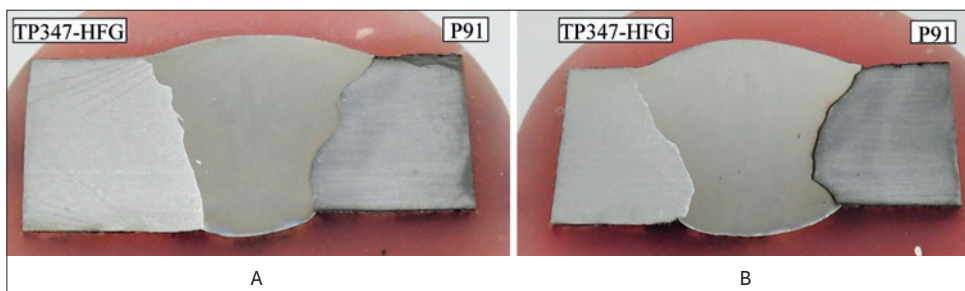
Rys. 1. Pęknięcie w SWC spoiny po stronie materiału P91



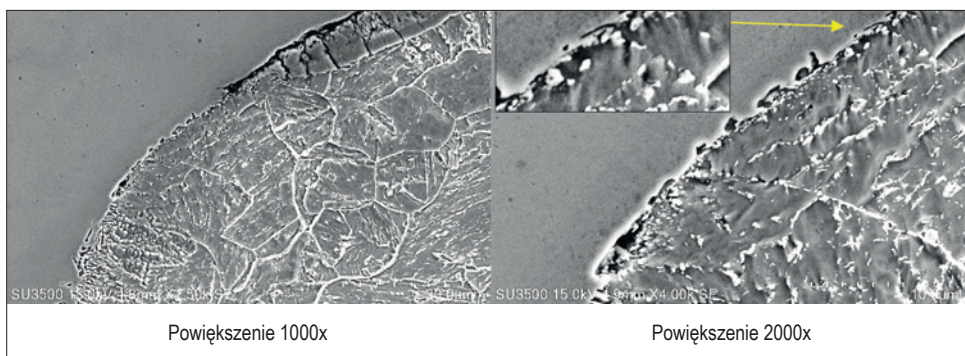
Rys. 2. Pęknięcie w SWC – przekrój



Rys. 3. Przetłom pęknięcia



Rys. 4. Makrostruktura nieuszkodzonego (A) i uszkodzonego (B) fragment spoiny



Rys. 5. Mikrostruktura uszkodzonego fragmentu spoin w okolicy początku pęknięcia

Badania radiograficzne złącza spawanego w trzech ekspozycjach wykonano przed jego badaniami niszczącymi. Badania potwierdziły obecność przyklejenia.

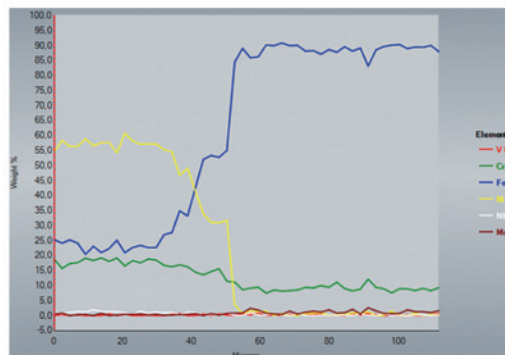
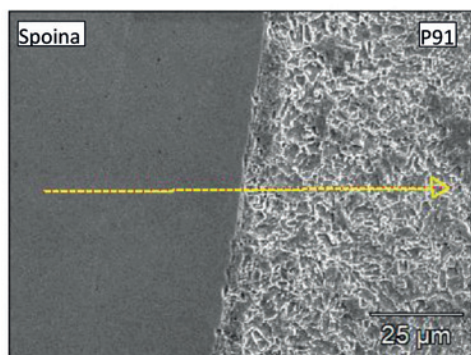
Badania metalograficzne materiału rodzimego P91 i TP347-HFG oraz spoiny w wybranych obszarach poza uszkodzeniem (rys. 5A) nie wykazały zmian fizycznych. W linii wtopienia po stronie TP347-HFG stwierdzono nieznaczne wymieszanie materiału spoiwa i stali. W linii wtopienia po stronie P91 widoczne było cienkie pasmo wydzielen węglkowych oraz stwierdzono brak wymieszania metalu króćca ze spoiwem.

W obszarze uszkodzenia widoczne było pęknięcie na wskroś w SWC złącza spawanego po stronie P91, w linii wtopienia (rys. 4B, 5). Pod wierzchołkiem pęknięcia zaobserwowano drobne nieciągłości. Wnętrze pęknięcia było wypełnione tlenkiem. Na powierzchni zewnętrznej próbki po stronie P91 w miejscu pęknięcia oraz poza uszkodzeniem widoczne były drobne wżery i cienka warstwa częściowo odspojonych produktów korozji.

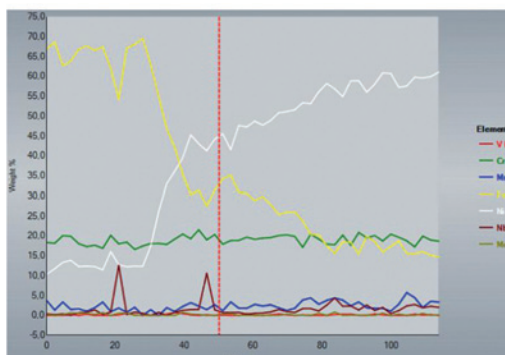
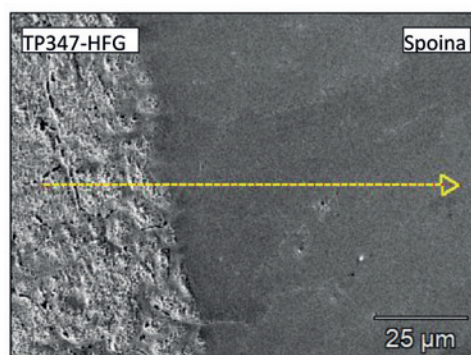
Pomiary twardości wykazały wzrost twardości o ok. 40 HV w obszarze pęknięcia, w SWC po stronie rury ze stali P91.

Analiza składu chemicznego metalu rur wykazała wartości zgodne z wymaganiami norm. Skład chemiczny spoiwa odpowiada składowi drutu spawalniczego według informacji producenta wyrobu.

Analiza liniowa składu pierwiastkowego EDS w linii wtopienia wykazała gwałtowny spadek zawartości niklu (z 55% nawet do 0) w SWC na odcinku spoina-P91. Analizowany obszar oraz wyniki w postaci wykresów przedstawiono na rysunkach 6 i 7.



Rys. 6.
Analiza składu
pierwiastkowego
na linii wtopienia
P91



Rys. 7.
Analiza składu
pierwiastkowego
na linii wtopienia
TP347-HFG

Przyczyny bezpośrednie i pośrednie awarii

Ekspertyzy poawaryjne wykonuje się w celu określenia bezpośrednich i pośrednich przyczyn awarii. Przez przyczynę bezpośrednią należy rozumieć mechanizm niszczący, który doprowadził do powstania uszkodzenia. Przyczyna pośrednia to zespół warunków, w wyniku których ten mechanizm mógł zaistnieć. Prawidłowa identyfikacja przyczyn pośrednich awarii pozwala na ograniczenie lub całkowite wyeliminowanie ryzyka podobnych awarii na przyszłość.

Bezpośrednią przyczyną uszkodzenia opisanego złącza było jego lokalne osłabienie w linii wtopienia po stronie materiału P91, które stworzyło warunki do zainicjowania i wzrostu pęknięcia na wskroś ścianki.

Za przyczynę pośrednią awarii należy uznać zastosowaną technologię spawania elementów z materiałów o strukturze martenzytycznej i austenitycznej. Spawanie takich materiałów stwarza ryzyko dla uzyskania złącza o odpowiedniej jakości w celu zapewnienia odporności zarówno na inicjację jak i rozwój pęknięć o charakterze termozmęczeniowym (obecność dodatkowych naprężeń wynikających z różnych współczynników rozszerzalności liniowej oraz przewodnictwa ciepła).

Podczas spawania różnorodnych materiałów, szczególnie o strukturze martenzytycznej i austenitycznej, może dochodzić do niedostatecznego wymieszania się metalu materiału rodzimego i spoiwa (co zostało wykazane w badaniach składu pierwiastkowego EDS i badaniach metalograficznych). W takim obszarze złącze będzie więc osłabione i bardziej podatne na zardokowanie i propagację pęknięć.

Uwzględniając powyższe spostrzeżenia należałoby podjąć następujące działania w celu wyeliminowania/ograniczenia podobnych awarii w przyszłości:

- wykonać badania penetracyjne pozostałych złączy różnorodnych elementów; pozwoli to wykryć pęknięcia, które jeszcze się nie ujawniły w postaci nieszczelności;
- przeanalizować i zmodyfikować technologię spawania pod kątem zapewnienia wymieszania się składników złącza;
- rozważyć zastosowanie wstawek buforowych pomiędzy omawianymi materiałami, co – przy odpowiednio dobranym składzie chemicznym takich wstawek – ułatwi wymieszanie się pierwiastków stopowych w linii wtopienia.

Podsumowanie

Uszkodzeń wynikających z błędów konstrukcyjnych lub remontowych zazwyczaj spodziewamy się w początkowym okresie eksploatacji lub w okresie następującym po postoju remontowym. Przeprowadzona analiza wykazała, że istnieją również przypadki awarii, które chociaż swoje źródła mają w założeniach konstrukcyjnych i/lub błędach wykonawczych, to ujawniają się dopiero po wielu latach eksploatacji. Ewentualne wątpliwości, co do konstrukcyjno-wykonawczego charakteru uszkodzeń powinny rozwiązać wyniki dodatkowych, wymienionych badań. Warunki pracy, chociaż istotne, w tym przypadku wydają się mieć drugorzędne znaczenie. Wyniki badań nieniszczących pozostałych spoin łączących króćce z węzłownicami pozwolą odpowiedzieć na pytanie: z jakim prawdopodobieństwem możemy spodziewać się kolejnych, podobnych awarii?

Wpływ warunków eksploatacji na żywotność elementów turbosespołu

Impact of operating conditions on the lifetime of the turbine set elements

Elementy turbosespołu pracują w odmiennych warunkach, przez co narażone są na różne mechanizmy degradacji struktury materiału i utraty trwałości. Dotrzymanie parametrów pracy rekomendowanych przez producenta zabezpiecza przed awaryjnym zagrożeniem, jednak nie chroni całkowicie przed szkodliwym oddziaływaniem czynników fizycznych i chemicznych. Przedstawiono wpływ warunków pracy na żywotność poszczególnych komponentów turbin. Wskazano na znaczenie diagnostyki, zarówno w formie tradycyjnej, jak również zdalnej, która umożliwia bieżące monitorowanie stanu technicznego głównych elementów turbosespołów stwarzając warunki dla szybkiego reagowania na ewentualne zagrożenia dla bezpieczeństwa i oczekiwanej dyspozycyjności turbosespołu.

Słowa kluczowe: turbosespół, warunki eksploatacji, degradacja własności materiałów, uszkodzenia eksploatacyjne, badania diagnostyczne, diagnostyka zdalna

Elements of turbine set work in different conditions, which means that they are exposed to various mechanisms of material structure degradation and durability loss. Compliance with the operating parameters recommended by the manufacturer protects from the risk of failure however it does not completely protect against the harmful effects of physical and chemical factors. The influence of operating conditions on the service life of individual turbine components is presented. The authors indicate the importance of diagnostics both in the traditional and remote form, which enables the ongoing monitoring of the technical condition of the main components of the turbine sets, creating conditions for a quick response to possible threats to safety and the expected availability of the turbine set.

Keywords: turbine set, operating conditions, degradation of material properties, operational damage, diagnostic tests, remote diagnostics

Wstęp

Utrzymanie dobrego stanu technicznego elementów urządzeń energetycznych jest warunkiem ich bezpiecznej eksploatacji i wysokiej dyspozycyjności. Zapobiega zwłaszcza awariom, które mogą stanowić zagrożenie dla obsługi, a prawie zawsze pociągają za sobą znaczne koszty napraw i utraty produkcji.

Na stan techniczny urządzeń ma wpływ wiele czynników. W pierwszej kolejności ich jakość na etapie wytwarzania. Elementy maszyn mogą zawierać wady, które powstały już na etapie produkcji. Następnie na stan techniczny urządzeń wpływ wywierają jego ewentualne modernizacje, warunki eksploatacji oraz jakość utrzymania stanu technicznego. Podczas remontów można nie tylko odtwarzać stan techniczny urządzeń i elementów, ale także usuwać wady i niedoskonałości produkcyjne. Pamiętać jednak należy, że modernizacje i remonty mogą być także źródłem kolejnych nieprawidłowości.

Degradacja własności materiałów i utrata cech użytkowych elementów

Na stan techniczny turbosespołu eksploatowanego zgodnie z instrukcją eksploatacji wpływa w pierwszym rzędzie historia i warunki jego pracy. Stopień degradacji struktury, własności materiałów oraz cech użytkowych poszczególnych elementów zależy od czasu pracy, liczby uruchomień, a także rodzaju i liczby zdarzeń o awaryjnym charakterze. Przyjmuje się na ogół, że uruchomienia ze stanu zimnego w największym stopniu przyczyniają do inicjacji i wzrostu pęknięć o charakterze termo-

zmęceniowym. Czas pracy powyżej temperatur granicznych dla poszczególnych materiałów prowadzi do wyczerpania trwałości od pełzania. Zjawisko to jednak rzadko wywołuje uszkodzenia w postaci mikropustek czy pęknięć pełzaniowych. Elementy grubościennych turbin w największym stopniu narażone są na pęknięcia zmęczeniowe, które na ogół należą do uszkodzeń łatwo naprawialnych (przez ich usunięcie lub naprawę przez spawanie) [1].

W obszarach o dużej koncentracji naprężeń, w wilgotnej atmosferze mogą powstawać uszkodzenia wywołane korozją naprężeniową, np. w tarczach osadzanych na skurcz, pracujących w tzw. strefach Wilsona. Na korozję chemiczną w największym stopniu narażone są elementy układu przepływowego, zwłaszcza łopatki podczas dłuższych postojów (powyżej 20 dni), gdy nie wykonuje się żadnych procesów zabezpieczających przed tym zjawiskiem. Łopatki, zwłaszcza ostatnich stopni części NP, często ulegają erozji, zwłaszcza wtedy, gdy proces rozprężania pary prowadzi do wykraplania się wody/kondensatu.

Na stan techniczny elementów układu przepływowego, zwłaszcza wirników i tarcz kierowniczych istotnie wpływa prawidłowe uruchamianie turbiny, tj. kontrola wydłużeń bezwzględnych i względnych. Błędy obsługi w tym zakresie mogą prowadzić do przytarć (przykłady na rys. 1 i 2), a nawet do groźnych awarii ze skrzywieniem wirnika włącznie.

Uruchomienia turbosespołów wykonuje się zwykle pod kontrolą systemów sterowania; wykonywane są automatycznie lub z niewielką ingerencją obsługi. W jednym i drugim przypadku kompetencje obsługi decydują o jakości uruchomień i ograniczeniu negatywnych skutków tych, coraz częściej występujących zdarzeń eksploatacyjnych.



Rys. 1. Przykład przytarcia łopatek



Rys. 2. Przykład przytarcia łopatek i bandaży

Nadmierne i często występujące naprężenia, zwłaszcza w tzw. potencjalnych strefach uszkodzeń, prowadzą do wyczerpania trwałości materiału zwłaszcza o charakterze zmęczeniowym. Przywracanie użytkowych cech elementów nie zawsze można wykonać poprzez prostą naprawę. Jeśli ubytek po usunięciu pęknięcia ma nadmierne rozmiary wymagane jest jego uzupełnienie przez spawanie i obróbkę cieplną, lokalną. Natomiast, gdy stan materiału wyklucza spawanie z uwagi na zbyt niską plastyczność (zagrożenie występowania wtórnych naprężeń spawalniczych) odpowiednia obróbka cieplna powinna być wykonana dla całego elementu, w piecu przy odpowiedniej kontroli tego procesu. Takiemu procesowi, zwanemu rewitalizacją, towarzyszy regeneracja struktur; może być także połączony z termiczną korektą geometrii. Wykonanie w odpowiednim zakresie obróbki mechanicznej elementów zapewnia możliwość optymalnych luzów w układzie przepływowym, co nie tylko przywraca pierwotne własności użytkowe, ale także sprawność danej części układu przepływowego, a w konsekwencji także całego turbozespołu.

Nie sposób nie wspomnieć również o układzie olejowym turbozespołu w kontekście zapewnienia poprawnego smarowania i chłodzenia układów *czop wirnika – panewka łożyska*. Znaczny wzrost temperatury oleju może powodować wyraźne pogorszenie ich jakości, a ostatecznie dojść może nawet do zerwania filmu olejowego. Skutkować to może bardzo silnymi przytarciami panewek łożysk oraz czopów wirnikowych. Przykład rys obwodowych na czopie został pokazany na rysunku 3.

Należy zauważyć jednak, że nie tylko przekraczanie temperatur wpływa na pogarszanie stanu technicznego poszczególnych elementów turbiny. W przypadku elementów grubościennych nie sposób nie uwzględnić ich studzenia podczas procesu odstawienia turbozespołu [2, 4]. Generowanie znacznych gradientów temperatur w przekroju danego elementu może skutkować pojawianiem się pęknięć oraz ich wzrostem. Dla zachowania prawidłowej geometrii układów przepływowych duże znaczenie ma różnica temperatur

między górnymi a dolnymi częściami korpusów. Najbardziej niebezpiecznym skutkiem zbyt dużych różnic temperatur jest możliwość przytarcia, łącznie ze skrzywieniem wirnika.

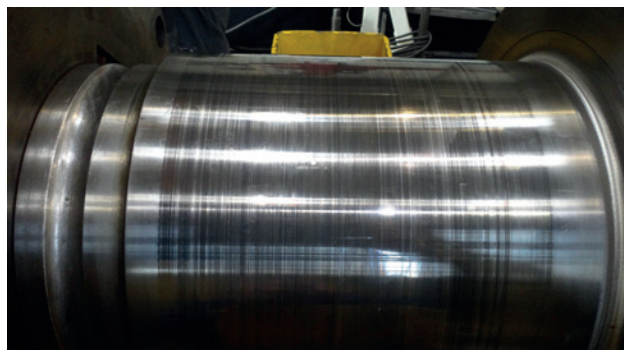
Niedotrzymywanie właściwych wartości parametrów pary na wlocie do turbiny może także skutkować wykraplaniem się wody w układzie przepływowym, a to z kolei prowadzi do intensyfikacji zjawiska erozji. Innym kluczowym argumentem, wpływającym bezpośrednio na stan techniczny wybranych sekcji turbozespołu, a w szczególności na ostatnie stopnie części niskociśnieniowej, jest konieczność dotrzymywania odpowiedniej ilości pary za poszczególnymi wieńcami wirnikowymi. Niedostateczna wielkość strumienia pary powoduje pracę wentylatorową ostatnich wieńców części NP i przyrost temperatury. Łopatki pracują wówczas „na sucho”, przez co ich temperatura znacząco wzrasta. Dochodzić może w takiej sytuacji do ich nadmiernych wydlużeń, a tym samym do przytarcia tarcz kierowniczych lub obejm. Może to być niebezpieczne dla turbiny, toteż najczęściej w takich sytuacjach uruchamiane są wtryski wody chłodzącej, które obniżają temperaturę metalu łopatek. Niestety również i to działanie pociąga za sobą negatywne skutki, gdyż rozpylana woda może także wpływać na występowanie zjawiska erozji, a jej znaczna ilość istotnie to zjawisko przyspiesza.

Przykłady występowania zjawiska erozji na krawędziach łopatek zostały zaprezentowane na rysunkach 4a i b [3].

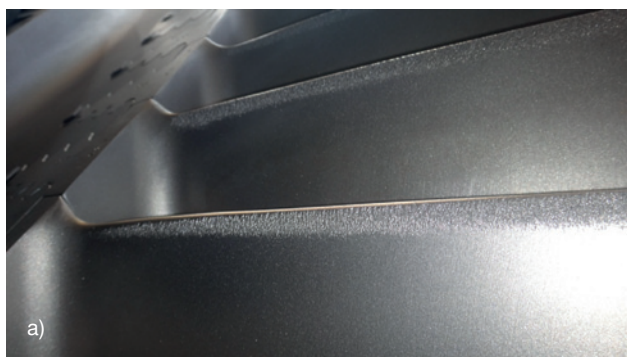
Wadliwie prowadzona eksploatacja, poza opisanymi wcześniej problemami, może również prowadzić do występowania uszkodzeń erozyjnych na obejmach (rys. 5), tarczach kierowniczych oraz dławnicach. Wpływa to bezpośrednio na ich kondycję, a tym samym na niezawodność.

Uruchamianie turbozespołu wymaga kontrolowania wielu procesów jednocześnie. Co więcej, liczba procesów wraz z upływem czasu zwiększa się z uwagi na włączanie do obiegu kolejnych urządzeń. Bardzo ważna jest w takim przypadku, poza analizą podstawowych parametrów, kontrola przyrostu liczby obrotów. Nabór prędkości obrotowej powinien być zgodny z zapisami instrukcji eksploatacji wspomaganej ewentualnymi zaleceniami eksploatacyjnymi na podstawie wiedzy z przebiegu remontu oraz z diagnostyki.

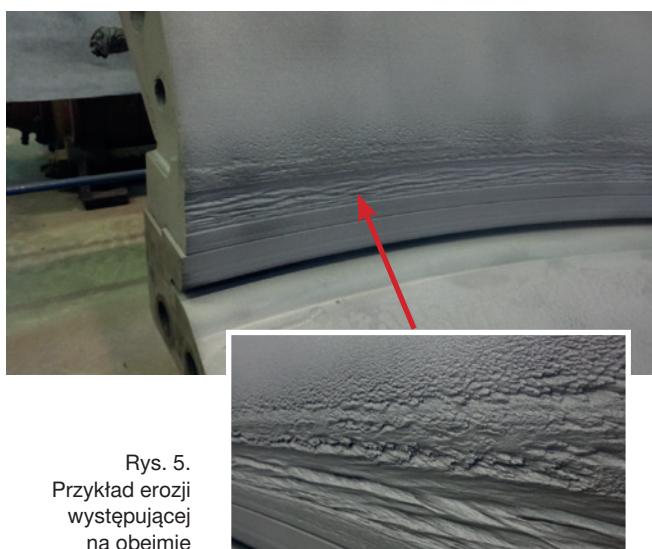
Właściwa eksploatacja skraplacza w elektrowniach zawodowych ma bardzo ważne znaczenie zarówno dla niezawodnej i ekonomicznej pracy turbozespołu, jak i dla całego bloku. Wskutek nieodpowiedniej eksploatacji jego projektowa trwałość może zostać znacząco obniżona. Co więcej to, w jaki sposób eksploatowany jest skraplacz i na jakim poziomie utrzymywana jest próżnia, ma istotny wpływ na wielkość erozji na łopatkach ostatnich stopni części NP turbiny [7-9].



Rys. 3. Rysy obwodowe na czopie wirnikowym



Rys. 4. Przykłady erozji na krawędziach wylotowych łopatek



Rys. 5.
Przykład erozji
występującej
na obejmie



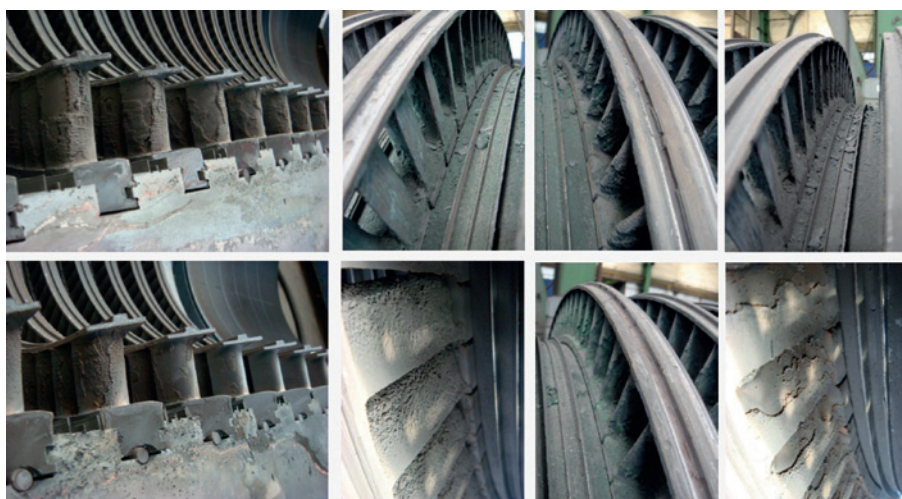
Rys. 6. Przykład korozji postojowej i degradacji materiału łopatek wirnikowych (a) oraz tarczy wirnikowej (b)

Do najczęstszych przyczyn eksploatacyjnego skrócenia żywotności skraplacza należy zaliczyć:

- niedostateczną prędkość wody chłodzącej (poniżej 0,9 m/s) przepływającej przez rurki, co może skutkować pojawianiem się zjawiska tak zwanej korozji podsłamowej;
- zbyt dużą prędkość wypływającej pary z części niskoprężnej, co może prowadzić do nadmiernych drgań rurek skraplacza, a to z kolei może intensyfikować zjawisko korozji zmęczeniowej;
- niewłaściwą jakość wody chłodzącej, co może prowadzić do wzmożonego występowania korozji selektywnej, czyli tak zwanego odcynkowania materiału rurek;
- nieprawidłową pracę urządzeń odsysających, co może prowadzić do pogorszenia lub zaniku próżni, a w konsekwencji przełożyć się na spadek sprawności części niskoprężnej turbozespołu, a tym samym na efektywność całego obiegu.

Cykliczność zmiany stanów, w jakich znajduje się turbozespół, a więc następujące po sobie procesy: uruchamiania – pracy – odstawiania – postoju mają decydujący wpływ na zmęczenie materiału zwłaszcza tych elementów, w których gradienty temperatur są największe. Należy zatem racjonalnie gospodarować eksploatacją turbozespołu, aby optymalnie wykorzystać zapas trwałości jej poszczególnych elementów [6]. Należy mieć świadomość tego, że postój to także okres w którym może dojść do uszkodzenia niektórych ważnych elementów układu przepływowego turbiny. Zaleca się, aby wtedy gdy są one dłuższe niż 10-14 dni stosować ochronę antykorozyjną. W przeciwnym razie może dojść do pojawienia się ognisk korozji postojowej, której oddziaływanie niemal w tempie wykładniczym prowadzi do degradacji materiału – przede wszystkim łopatek wirnikowych. Przykłady korozji postojowej zostały zaprezentowane na rysunkach 6a i b.

Nieprawidłowy reżim chemiczny skutkuje nieprawidłową jakością czynnika obiegowego, co najczęściej prowadzi do osadzania się osadów o coraz grubszych, z upływem czasu, warstwach. Niejednokrotnie są one agresywne względem metalu, z którym mają kontakt, wtedy mogą doprowadzać do występowania korozji wżerowej. Jednak nawet gdy nie występuje to zjawisko, które wpływa na obniżanie żywotności poszczególnych elementów układu przepływowego, osady wpływają na zmniejszanie się przekroju kanałów przepływu pary, co prowadzi do wzrostu oporów przepływu pary oraz pogarszania sprawności turbozespołu. Uprzywilejowanym miejscem odkładania się osadów są zwykle obszary podbandażowe oraz kanały międzyłopatkowe (rys. 7).



Rys. 7. Osady w układzie przepływowym turbiny

Bardzo istotne jest zatem wykonywanie inspekcji endoskopowych w przypadku postojów turbozespołów, jak również badanie pod kątem ilościowym i jakościowym osadów podczas otwarcia turbiny w związku z wykonywanym remontem.

Wspominana wielokrotnie korozja, jako jeden z podstawowych procesów degradacyjnych, nie występuje bez zaistnienia odpowiednich warunków. Na procesy z nią związane wpływ mają liczne czynniki, które określają szybkość oraz intensywność jej występowania. Są to między innymi: czystość (jakość) czynnika obiegowego, rodzaj materiałów konstrukcyjnych, zastosowany reżim chemiczny, stosowanie zabezpieczenia antykorozyjnego urządzeń podczas postoju, okres eksploatacji urządzeń, w tym również harmonogram, zakres i jakość remontów.

Jak łatwo zauważyć, ilość obszarów, w których sposób prowadzenia eksploatacji ma znaczenie jest spora. Bez wątpienia nie można wszelkich problemów tłumaczyć wadliwą obsługą bloku energetycznego czy też samego turbozespołu, gdyż jak wiadomo procesy degradacyjne zachodzą nawet przy poprawnym przebiegu procesu konwersji energii. Niemniej jednak, właściwe prowadzenie eksploatacji ma znaczenie, gdyż wówczas tempo zachodzących w strukturze materiałów zmian jest o wiele wolniejsze. Również każdy remont niesie ze sobą możliwość wystąpienia pewnych komplikacji. Pierwsze uruchomienia turbozespołu z próbami technologicznymi są testem jakości remontu i kompetencji obsługi.

Dotychczas mało uwagi zwraca się na zdalny nadzór diagnostyczny, a jeszcze rzadziej stosuje się go w praktyce. To działanie, które w pewnym stopniu wspiera kontrolę eksploatacji, ale przede wszystkim może aktualizować w trybie on-line oceny stanu technicznego oraz weryfikować w tym samym trybie prognozy trwałości. Zwłaszcza wtedy, gdy turbozespoły pracują w coraz bardziej nietypowym trybie, gdy jednocześnie dąży się do ograniczenia nakładów na remonty, zdalna diagnostyka to jedyna możliwość zapewnienia bezpieczeństwa eksploatacji i dyspozycyjności. Takie możliwości posiada wdrażany w ostatnim czasie program Prognoza PRO, który jest kolejnym etapem ewolucji platformy informatycznej LM System PRO+[®] [5,6].

Sięgając po najnowsze techniczne rozwiązania należy nie zapominać o klasycznych kompetencjach zarówno obsługi turbiny, jak również specjalistów wykonujących diagnostykę i remonty turbin.

Podsumowanie

Znajomość warunków pracy poszczególnych elementów oraz węzłów konstrukcyjnych turbiny to oprócz wiedzy z retrospekcji podstawa planowania harmonogramu i zakresu diagnostyki, a co za tym idzie także remontu turbiny. Obecnie klasycznie wykonywana diagnostyka może i powinna być wspierana przez diagnostykę zdalną.

Zdalna diagnostyka pozwala lepiej zaplanować termin i zakres remontu oraz bezpiecznie pracować urządzeniu po jego zakończeniu. Bieżącą analizę warunków pracy poszczególnych elementów turbozespołu najwygodniej i z najlepszym skutkiem można

zrealizować przy pomocy zdalnej diagnostyki. „Optymalizując”, przez co należy rozumieć coraz częściej redukcję nakładów na diagnostykę i remonty, należy pamiętać o tym, że najtańsza to taka diagnostyka i remont, które sprawiają, że po remoncie urządzenie jest w lepszym stanie technicznym niż przed nim, a w następującym po nim okresie pracuje bezpiecznie z oczekiwaną dyspozycyjnością.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Dobosiewicz J., *Wpływ eksploatacji na zmiany własności mechanicznych metalu kadłubów turbin parowych*, „Energetyka” 1992, nr 1.
- [2] Grzeszczek E., Trzeczyski J., Rajca S., *Możliwości wydłużania czasu eksploatacji elementów części przepływowych turbin parowych*, „Energetyka” 2003, nr 12.
- [3] Moskal E., *Ocena stanu zmodernizowanego układu przepływowego części niskoprężnej turbin. Doświadczenia eksploatacyjne Elektrowni Rybnik SA*, „Energetyka” 2003, nr 2.
- [4] Trzeczyski J., *Monitorowanie pracy urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni jako istotny element prognozowania ich żywotności w ostatniej fazie wydłużonej eksploatacji*, „Energetyka” 2009, nr 12.
- [5] Trzeczyski J., Murzynowski W., Białek S., *Monitorowanie stanu technicznego urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków energetycznych przy wykorzystaniu platformy informatycznej LM System PRO+[®]*. „Dozór Techniczny” 2011, nr 5.
- [6] PN/30.2910/2013: Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW. Część I. Założenia ogólne. Część II. Diagnostyka elementów krytycznych turbin i generatorów. *Pro Novum*. Katowice, luty 2013. Niepublikowane.
- [7] Dobosiewicz J., *Awaryjność skraplaczy turbin parowych*, „Energetyka” 1994, nr 11.
- [8] Gawron P., *Diagnostyka na mokro – czyli nauka o wodzie i jej znaczeniu*, Materiały z Konferencji *Pro Novum*, Katowice-Ustroń 2014.
- [9] Zbrońska-Szczuchura E., Dobosiewicz J., *Diagnostyka materiałowa i cieplna skraplaczy*, „Energetyka” 2000, nr 3.



Zespół redakcyjny: mgr inż. Jerzy Dobosiewicz, dr inż. Jerzy Trzecznyński

mgr inż. Ewa Zbroińska-Szczuchura, mgr inż. Jerzy Dobosiewicz

Pro Novum – Katowice

mgr inż. Andrzej Rauszer

ZIAD – Katowice

Warunki pracy niektórych elementów kotłów parowych

Working conditions of some elements of steam boilers

Diagnostyka mająca na celu przedłużanie czasu eksploatacji kotłów energetycznych jak również okresów międzyremontowych, przy zapewnieniu bezpieczeństwa i dyspozycyjności, powinna uwzględniać zróżnicowane warunki eksploatacji ich poszczególnych elementów. Wieloletnie doświadczenie wynikające z prowadzenia badań diagnostycznych i poawaryjnych pozwoliły ustalić, które elementy kotłów mają decydujące znaczenie dla ich dyspozycyjności i jakie metody badawcze należy zastosować, aby oceny stanu technicznego posiadały odpowiednią jakość.

Słowa kluczowe: kotły parowe, warunki eksploatacji, okresy międzyremontowe, badania diagnostyczne i poawaryjne

Diagnostics aimed at extending the operation time of power boilers as well as periods between overhauls, while ensuring safety and availability, should take into account the various operating conditions of their individual components. Many years of experience resulting from carrying out diagnostic and post-failure tests allowed to determine which elements of the boilers are decisive for their availability and which test methods should be used in order to assess the technical condition of the appropriate quality.

Keywords: steam boilers, operating conditions, maintenance intervals, diagnostic and post-failure tests

Uzasadnione przedłużanie okresów międzyremontowych bloków energetycznych powinno istotnie obniżyć koszty remontów i zwiększyć stopień wykorzystania mocy urządzenia.

Podstawowym celem właściwego remontowania bloków jest wzrost niezawodności i sprawności oraz przedłużenie trwałości, przy zminimalizowanych kosztach. Można to osiągnąć dzięki remontom zapobiegawczym prowadzonym według określonego czasu pracy lub stanu technicznego urządzenia. W krajowej energetyce jest stosowany system według określonego czasu pracy, z 4-letnim okresem międzyremontowym i szacunkową oceną stanu elementów. W ramach tych remontów dokonuje się przeglądów oraz napraw i wymiany uszkodzonych elementów.

Remonty prowadzone według oceny stanu technicznego są oparte na ciągłym lub okresowym sprawdzaniu przydatności urządzenia. Różnica między remontami wykonanymi metodą tradycyjną i według stanu technicznego jest istotna. Dominująca obecnie w krajowej energetyce metoda tradycyjna jest przestarzała ze względu na:

- obniżenie niezawodności urządzenia w przypadku ujemnych odchyłek od danych szacunkowych,
- ponoszenie zbędnych kosztów przy dodatnich odchyłkach od danych szacunkowych.

Niedoskonałość tej metody przejawia się w nadmiernej koncentracji sił i środków oraz w znacznych zmianach zakresów remontów, które dezorganizują ich przebieg i wydłużają czas realizacji.

Korzyści z remontów prowadzonych według stanu technicznego wynikają ze zwiększonej niezawodności i przedłużenia czasu eksploatacji poszczególnych elementów, a tym samym zmniejszenia kosztów utrzymania. Przed przystąpieniem do remontu prowadzonego tą metodą należy jednoznacznie ustalić elementy krytyczne urządzenia, kryteria oceny oraz metody ich sprawdzania.

Techniczna ocena stanu elementów kotła polega na skojarzonej działalności diagnostycznej, składającej się z:

- gromadzenia danych ruchowych i eksploatacyjnych,
- analizy wyężeniowej (ocena stopnia wyczerpania),
- badań niszczących,
- badań nieniszczących.

Obliczenia czasu dalszej pracy elementów są oparte na danych ruchowych, tj. uwzględniają rzeczywiste warunki pracy i stopień wyczerpania materiału. Do obliczeń można stosować metodę elementów skończonych. Należy zaznaczyć,

że obliczenia te mają charakter orientacyjny. Otrzymane wyniki służą zasadniczo do określenia czasu pracy, po którego przekroczeniu należy systematycznie zwiększać częstość badań diagnostycznych.

- **Badania niszczące** wykonuje się zasadniczo po przekroczeniu trwałości projektowanej na próbkach pobranych z ocenianych elementów. Z reguły są to badania na pełzanie, zmęczenie, rozprzestrzenianie pęknięć (K_{Ic}), metalograficzne.
- **Badania nieniszczące** sprowadzają się najczęściej do:
 - oględzin,
 - badań penetracyjnych, magnetycznych, endoskopowych oraz innych, służących do wykrywania pęknięć powierzchniowych,
 - badań ultradźwiękowych,
 - badań struktury metalograficznej (metodą replik),
 - pomiarów deformacji,
 - pomiarów twardości.

Na podstawie analizy uzyskanych danych, we współpracy z dostawcą urządzenia, ustala się dalszy sposób postępowania z ocenianymi elementami, a zwłaszcza: zakres wymiany, rodzaj naprawy oraz ponowny termin i zakres badań. Wymianę zużytych elementów należy w miarę możliwości połączyć z ewentualną modernizacją mającą na celu przedłużenie trwałości, zwiększenie wydajności i niezawodności oraz poprawę sprawności.

Bardzo istotną, a często nie docenianą czynnością jest gromadzenie informacji na temat eksploatacji: zalicza się do nich wszystkie dane charakteryzujące wykonane naprawy, wymiany, modernizacje, badania i pomiary, uszkodzenia i przyczyny ich powstawania oraz rzeczywiste parametry pracy.

Najwięcej kłopotów przysparza pracownikom eksploatacji ustalenie przyczyn uszkodzeń elementów kotła. Metal tych

elementów ulega uszkodzeniu, gdyż podczas pracy w podwyższonej temperaturze i przy dużym wyczerpaniu zachodzą w nim niekorzystne procesy fizyczne, tj. pełzanie, zmęczenie, wzrost kruchości.

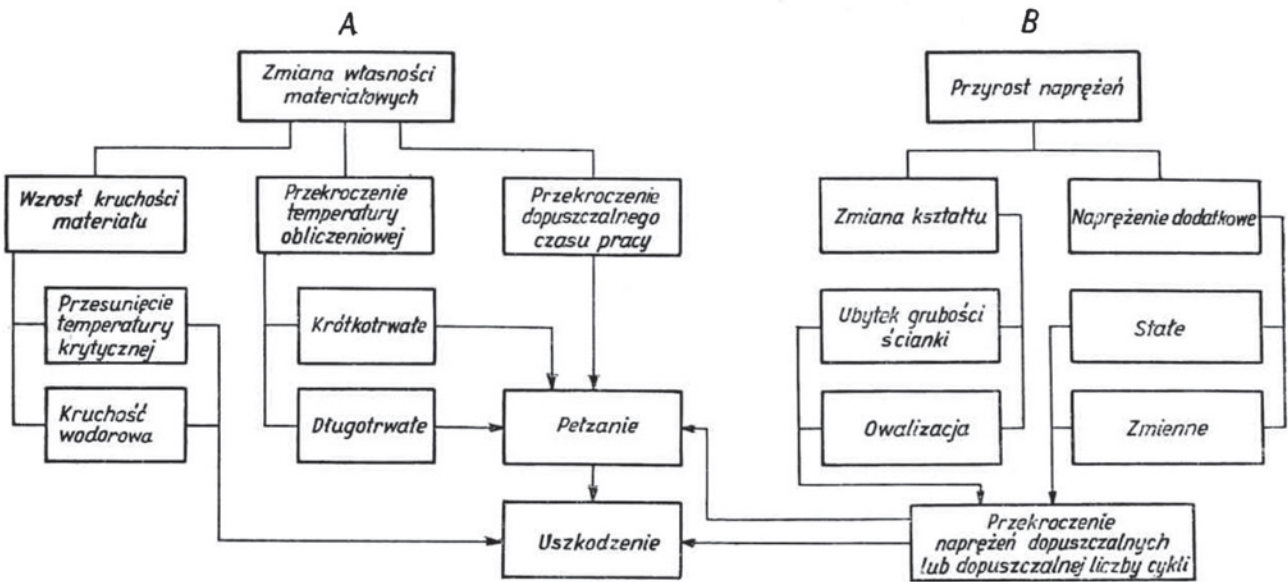
Przyczyny pośrednie, które przyspieszają procesy niszczenia metalu urządzeń, można podzielić na dwie grupy (rys. 1):

- A** – zmiany własności metalu spowodowane przekroczeniem temperatury obliczeniowej i obliczeniowego czasu pracy,
- B** – przyrost naprężeń wskutek zmiany przekroju nośnego, dodatkowych naprężeń statycznych i zmiennych (zarówno cieplnych, jak i mechanicznych), a wynikających z licznych odstawień, zmian obciążeń, prób wodnych.

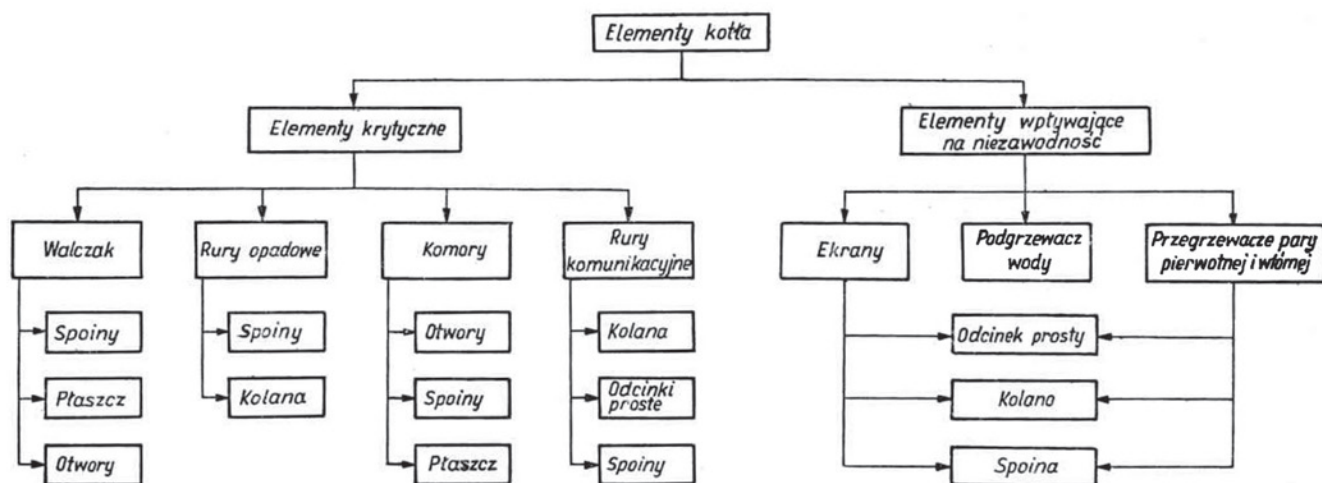
Zmiany własności metalu – jak już wspomniano zmniejszają trwałość elementów kotła i powodują konieczność ich wymiany. Można jednak określić hierarchię ważności tych elementów, wynikającą ze stopnia zagrożenia i ponoszonych kosztów w przypadku wystąpienia awarii. Są to elementy krytyczne i elementy wpływające na niezawodność (rys. 2).

- **Elementy krytyczne:**
 - walczak,
 - komory parowe i wodne, komory schładzaczy,
 - rurociągi komunikacyjne,
 - rury opadowe.
- **Elementy wpływające na niezawodność:**
 - węzownice podgrzewaczy, przegrzewaczy i ekranów,
 - rurociągi odwadniające i odpowietrzające.

W kolejnych rozdziałach artykułu omówiono warunki pracy, przyczyny uszkodzeń i metody oceny materiałów elementów krytycznych oraz tych, które wpływają na niezawodność kotłów energetycznych.



Rys. 1. Bezpośrednie przyczyny uszkodzeń elementów kotła



Rys. 2. Podział kotła na elementy

Walczaki

Walczaki kotłów pracują w warunkach zmęczenia małocyklicznego i korozyjnego. Należy podkreślić, że podczas pracy materiał ścianki walczaka przenosi oprócz naprężeń statycznych również naprężenia dynamiczne. Główną przyczyną powstawania naprężeń dynamicznych są uruchomienia i odstawienia kotłów, a zwłaszcza wahania temperatury ścianki wynoszące $\pm 20^\circ\text{C}$, powodowane niedokładnym mieszaniem się wody kotłowej i zasilającej podczas normalnej pracy. Doświadczenia zebrane z eksploatacji kilkudziesięciu walczaków wskazują jednoznacznie, że zmęczenie małocykliczne wywołane zmianą naprężeń podczas odstawienia i uruchomienia kotła nie ma istotnego wpływu na powstawanie i rozprzestrzenianie się pęknięć. Natomiast przy średnim naprężeniu w ściance 110 MPa , w czasie normalnej pracy amplituda naprężeń przy $\Delta t = \pm 20^\circ\text{C}$ może wynosić $\pm 50\text{ MPa}$, a takich cykli może wystąpić w ciągu godziny kilka podczas ustalonej pracy kotła.

Najczęstszą przyczyną uszkodzeń jest zmęczenie lub zmęczenie korozyjne. Uszkodzenia powstają przede wszystkim w okolicy otworów (pęknięcia promieniowe i wżery korozyjne). Pęknięcia równoległe do głównej osi walczaka są z reguły dłuższe i głębsze od pęknięć do niej prostopadłych. Ponadto często występują uszkodzenia spoin głównych i pachwinowych, a ich przyczynę upatruje się w koncentracji naprężeń na nieciągłościach technologicznych. Z dotychczasowych doświadczeń i badań nie wynikają istotne zmiany własności wytrzymałościowych metalu walczaków podczas eksploatacji.

Ze względu na wymiary, masę walczaka i nagromadzenie się energii sprężystej zdarzają się totalne uszkodzenia (rozerwania) podczas prób wodnych. Tego typu uszkodzenia mogą zdarzyć się w przypadku, gdy:

- powstanie inicjator o wymiarach krytycznych,
- inicjator ten jest skierowany prostopadle do naprężeń głównych,
- naprężenia w ściance walczaka nie przekraczają granicy plastyczności,
- temperatura ścianki walczaka jest niższa od temperatury progu kruchości dla danego materiału.

Walczaki poddaje się najczęściej następującym czynnościom diagnostycznym:

- oględziny,
- pomiary odkształcenia średnic i twardości metalu,
- badania ultradźwiękowe i radiograficzne spoin głównych,
- badania magnetyczne spoin głównych i pomocniczych na obu powierzchniach (w tym spoin pachwinowych króćców), badania krawędzi otworów i mostków,
- badania metalograficzne (repliki).

Rury opadowe

Rury opadowe, podobnie jak walczaki, pracują w warunkach zmęczenia małocyklicznego i zmęczenia korozyjnego. Dotyczy to zwłaszcza kolan łączących rury opadowe z komorami ekranowymi (na spoinach pachwinowych mogą wystąpić dodatkowe naprężenia pod wpływem okresowego działania sił zewnętrznych w postaci momentów zginających od kompensacji) oraz kolan na powierzchni wewnętrznej w strefie obojętnej (nadmierna owalizacja przekroju).

Rury opadowe poddaje się najczęściej:

- badaniom ultradźwiękowym kolan,
- pomiarowi owalizacji,
- badaniom magnetycznym spoin kątowych.

Przegrzewacze pary

Wężownice

Wężownice pracują w warunkach pełzania, korozji od strony pary i spalin, korozji od zawilgoconego popiołu, korozji zmęczeniowej na powierzchni wewnętrznej.

Najczęstszą przyczyną uszkodzeń jest przegrzanie materiału (praca w temperaturze przekraczającej temperaturę dopuszczalną). Przegrzanie może nastąpić wskutek długotrwałego niskiego lub krótkotrwałego, lecz wysokiego przekroczenia temperatury. Uszkodzeniom od przegrzania często towarzyszą

ubytki grubości ścianki wskutek korozji od strony spalin oraz od strony pary.

Korozja od zawilgoconego popiołu występuje wszędzie tam, gdzie węzownice stykają się z popiołem (lub obmurzem), który przy myciu, a przed wysuszeniem kotła, działa agresywnie na metal węzownic (dotyczy to przestrzeni międzystopowej, zabudowanych na ścianach kotłów komór, itp).

Korozja zmęczeniowa występuje często na kolanach przewracaczy niskich stopni, w których może przepływać wilgotna para. Uszkodzenia są umiejscowione na wewnętrznych powierzchniach kolan, w obojętnej strefie gięcia.

Węzownice przewracaczy poddaje się najczęściej:

- oględzinom,
- pomiarom grubości warstwy tlenków na powierzchni wewnętrznej w celu ustalenia temperatury pracy,
- pomiarom twardości na przekroju poprzecznym,
- badaniom ultradźwiękowym na obecność pęknięć na wewnętrznej powierzchni kolan,
- badaniom penetracyjnym w okolicy zamocowań elementów ustalających,
- pomiarom deformacji,
- badaniom metalograficznym.

Komory

Komory pracują w warunkach pełzania i zmęczenia cieplnego. Ulegają często uszkodzeniom w okolicach otworów króćców węzownic, odwodnień i odpowietrzeń, tj. w miejscach, w których powstają termoszoki powodowane powrotem kondensatu (odpowietrzenia i odwodnienia) lub w dowolnych partiach – wskutek wydmuchiwania korków wodnych z węzownic podczas uruchamiania kotła, zwłaszcza po krótkich postojach (dotyczy to głównie komór wylotowych).

Procesy pełzaniowe i zmęczeniowe nie zawsze występują w tych samych miejscach. Jeżeli temperatura pracy ścianki komory nie przekracza wartości dopuszczalnej, to wyczerpanie trwałości materiału komór w wyniku pełzania zdarza się bardzo rzadko. Uszkodzenia związane z pełzaniem najszybciej pojawiają się przy wszelkiego rodzaju otworach na wewnętrznej powierzchni komór; mają postać odkształceń obwodowych, aż do pęknięć włącznie. Pęknięcia są usytuowane równolegle do głównej osi komory.

Uszkodzenia zmęczeniowe od termoszoków mogą wystąpić nawet po krótkim czasie pracy komory. Mają postać pęknięć promieniowych na krawędziach otworów na powierzchni wewnętrznej lub – w przypadku niewłaściwego rozmieszczenia otworów – pęknięć mostków z ukierunkowaniem obwodowym.

Podobnymi warunkami pracy i uszkodzeniami charakteryzują się komory schładzaczy wtryskowych, w których mogą ponadto wystąpić pęknięcia na powierzchniach wewnętrznych w przypadku niesprawnych dysz lub popękanych koszulek ochronnych.

Komory przewracaczy pary poddaje się najczęściej:

- oględzinom,
- badaniom endoskopowym,
- badaniom magnetycznym spoin głównych i spoin pachwinowych króćców węzownic i rurociągów komunikacyjnych,
- pomiarom deformacji płaszcza, denek i ugięcia komór,
- badaniom ultradźwiękowym spoin,

- badaniom struktury metalograficznej na wyciętych specjalnych próbkach,
- pomiarom grubości ścianki.

Króćce węzownic

Króćce pracują w warunkach podobnych jak komory i węzownice; dodatkowo są objęte okresowym działaniem sił zewnętrznych w postaci momentów zginających.

W króćcach występują trzy rodzaje uszkodzeń:

- pęknięcia obwodowe w okolicy spoin pachwinowych, wynikające z działania naprężeń dodatkowych,
- pęknięcia powierzchniowe na ich powierzchni wewnętrznej, będące skutkiem działania korozji zmęczeniowej,
- pocienienia grubości ścianki od strony zewnętrznej, związane z agresywnym działaniem wilgotnego popiołu i obmurza.

Króćce poddaje się najczęściej badaniom magnetycznym, pomiarowi grubości ścianki, grubości warstwy tlenków oraz badaniom endoskopowym.

Podgrzewacze wody

Węzownice

Węzownice pracują w warunkach erozji, korozji i korozji zmęczeniowej. Ich uszkodzenia wynikają ze wzrostu naprężeń wskutek zmniejszenia się grubości ścianki wywołanego erozją. rzadziej korozją. Erozją popiołową są z reguły objęte kolana znajdujące się przy ścianach kotła zwłaszcza tam, gdzie spaliny osiągają większe prędkości przepływu. Korozji zmęczeniowej ulegają natomiast kolana o dużej owalizacji przekroju powstałej w wyniku gięcia. Pęknięcia są wtedy usytuowane na powierzchni wewnętrznej w obojętnej strefie gięcia.

Węzownice podgrzewaczy wody poddaje się najczęściej:

- oględzinom,
- pomiarom grubości ścianki odcinków prostych i kolanek, pomiarom owalizacji,
- badaniom ultradźwiękowym kolanek,
- badaniom penetracyjnym w okolicy elementów ustalających.

Komory

Komory pracują w warunkach zmęczenia cieplnego, które jest przyczyną uszkodzeń. Występują one na powierzchni wewnętrznej, na krawędziach otworów króćców węzownic; mają postać pęknięć promieniowych (słoneczka). Przyczyną tych uszkodzeń są termoszoki wywołane różnicą temperatur ścianki komory i wody zasilającej podczas uruchamiania ze stanu gorącego, zwłaszcza w okresie, gdy nie pracują podgrzewacze regeneracyjne. Dotyczy to komór wlotowych. Gdy komory stykają się okresowo z zawilgoconym popiołem lub obmurzem może nastąpić korozyjne pocienienie ścianek zarówno komór jak i króćców.

Komory podgrzewaczy wody poddaje się badaniom endoskopowym oraz pomiarom grubości ścianki i badaniom magnetycznym spoin kątowych króćców.

Zalecane rodzaje i częstość badań elementów ciśnieniowych kotła

Badany element		Badania rentgenowskie	Badania ultradźwiękowe	Badania magnetyczne	Oględziny	Endoskopia	Pomiar średnic	Pomiar grubości	Metalografia	Twardość	Uwagi
ekrany	spoiny	nowe po remontach	-	-	-	-	-	-	-	-	badania ultradźwiękowe kolan w strefie obojętnej (pęknięcia na powierzchni wewnętrznej)
	kolana	-	co 50 tys. godzin	-	-	-	pomiar owalizacji jednorazowo	w przypadku korozji i erozji	-	-	
	odcinki proste	-	-	-	-	-	-	w przypadku korozji i erozji	-	-	
przegrzewacze	spoiny	nowe po remontach	-	-	-	-	-	-	-	-	ocena stopnia wyczerpania po 50 tys. godzin
	odcinki proste	-	-	-	co 20 tys. godzin	-	co 20 tys. godzin	-	co 50 tys. godzin	co 60 tys. godzin	
	króćce	-	co 50 tys. godzin	spoiny pachwinowe i co 50 tys. godzin	-	-	-	-	-	-	
podgrzewacze	spoiny	-	nowe po remontach	-	co 7 tys. godzin	-	-	-	-	-	
	kolana	-	-	-	co 7 tys. godzin	-	pomiar owalizacji jednorazowo	co 10-20 tys. godzin	-	-	
	odcinki proste	-	-	-	co 7 tys. godzin	-	-	co 10-20 tys. godzin	-	-	
chłodniki pary	króćce	-	-	co 50 tys. godzin	-	-	-	-	-	-	
	spoiny pachwinowe i obwodowe	nowe po remontach	-	-	-	-	pomiar owalizacji jednorazowo	-	-	-	
	płatcz	-	co 20 tys. godzin	-	-	co 20 tys. godzin	co 20 tys. godzin	co 50 tys. godzin	po 100 tys. godzin	co 50 tys. godzin	
	otwory	-	-	-	-	co 50 tys. godzin, a po 100 tys. godzin co 20 tys. godzin	co 50 tys. godzin, a po 100 tys. godzin co 20 tys. godzin	-	-	-	
rurociągi parowe główne i komunikacyjne $\phi > 100$ mm	spoiny pachwinowe i obwodowe	-	co 50 tys. godzin, a po 100 tys. godzin co 20 tys. godzin	-	-	-	-	-	-	-	ocena stopnia wyczerpania po 100 tys. godzin
	odcinki proste	-	-	-	-	-	co 20 tys. godzin	-	po 100 tys. godzin	co 50 tys. godzin	
	kolana	-	-	co 50 tys. godzin	-	-	pomiar owalizacji jednorazowo	po 100 tys. godzin	-	co 50 tys. godzin	
	otwory	-	-	-	-	co 50 tys. godzin, a po 100 tys. godzin co 20 tys. godzin	co 50 tys. godzin, a po 100 tys. godzin co 20 tys. godzin	-	-	-	

komory, kolektory parowe	spoiny pachwinowe i obwodowe	nowe po remontach	-	co 50 tys. godzin, a po 100 tys. godzin co 20 tys. godzin	-	-	-	-	-	-	ocena stopnia wyczerpania po 100 tys. godzin; badanie kolan jak przy ekranach
	mostki	-	-	co 50 tys. godzin, a po 100 tys. godzin co 20 tys. godzin	-	-	-	-	-	-	
	płatcz	-	-	-	-	co 50 tys. godzin, a po 100 tys. godzin co 20 tys. godzin	co 20 tys. godzin	co 20 tys. godzin	po 100 tys. godzin	co 50 tys. godzin	
	króćce	-	-	co 50 tys. godzin	-	-	-	-	-	-	
	otwory	-	-	-	-	co 50 tys. godzin, a po 100 tys. godzin co 20 tys. godzin	co 50 tys. godzin, a po 100 tys. godzin co 20 tys. godzin	-	-	-	
przewody i kolektory odwadniające, odmulające, odpowietrzające	spoiny pachwinowe i obwodowe	-	-	co 15-20 tys. godzin	-	-	-	-	-	-	wymiana po każdych 70-80 tys. godzin
	kolana	-	po 50 tys. godzin	-	-	-	pomiar owalizacji jednorazowo	co 20 tys. godzin	-	-	
	króćce	-	po 50 tys. godzin	-	-	-	-	-	-	-	
komory ekranowe i podgrzewacze	spoiny pachwinowe	-	-	co 50 tys. godzin	co 20 tys. godzin	-	-	-	-	-	
	płatcz	-	-	-	-	-	-	co 50 tys. godzin	-	-	
	otwory	-	-	-	co 20 tys. godzin	co 50 tys. godzin	-	-	-	-	
walczak	spoiny główne	po naprawie	co 100 tys. godzin	co 50 tys. godzin	co 20 tys. godzin	-	-	-	-	-	ocena stopnia wyczerpania po 100 tys. godzin
	spoiny pomocnicze	-	co 20-50 tys. godzin	co 20 tys. godzin	co 20 tys. godzin	-	-	-	-	-	
	płatcz	-	-	-	co 20 tys. godzin	-	pomiar owalizacji jednorazowo	co 100 tys. godzin	co 100 tys. godzin	co 100 tys. godzin	
	spoiny CRO tuleja włazowa	-	co 50 tys. godzin	co 20 tys. godzin i po próbie wodnej	co 20 tys. godzin	-	-	-	-	-	
	spoiny kątowe, pomocnicze	-	-	co 50 tys. godzin	-	-	-	-	-	-	
	otwory, mostki	-	-	co 20-50 tys. godzin	co 20-50 tys. godzin	-	-	-	-	-	
rury opadowe	spoiny pachwinowe	-	co 50 tys. godzin	-	-	-	pomiar owalizacji jednorazowo	-	-	-	badania ultradźwiękowe jak przy ekranach
	kolana	-	-	co 50 tys. godzin	-	-	-	-	-	-	

Ekran

Ekran pracuje w warunkach korozji, zmęczenia korozyjnego i erozji. Rury ekranowe ulegają najczęściej uszkodzeniom wskutek korozji. Większość uszkodzeń jest spowodowana ubytkami materiału na powierzchni wewnętrznej, w części obwodu od strony ogniowej. Ubytkom materiału (o różnej wielkości i głębokości) towarzyszy bardzo często kruchość materiału; jej początkowym objawem jest siatka pęknięć, a końcowym – wypadanie dużych powierzchni rury w postaci tzw. okienek. Przyczyną tego rodzaju niszczenia jest wolny wodór (in statu nascendi) wydzielający się podczas procesów korozyjnych zachodzących na wewnętrznej ścianie. Uszkodzenia tego typu najczęściej lokalizują się w strefach maksymalnych obciążeń cieplnych komory paleniskowej (nieco powyżej palników, w środkowych częściach ścian bocznych) oraz w miejscach, w których mogą wystąpić zaburzenia w przepływie mieszaniny parowo-wodnej (np. kolana chłodnego leja, przewodu i spoin).

Na wewnętrznych powierzchniach kolan o bardzo małym promieniu gięcia (np. przy wżernikach, palnikach czy zdmuchiwaczach) występują pęknięcia zmęczeniowo-korozyjne (podobnie jak w podgrzewaczach).

W kotłach o dużej wydajności, odstawianych na krótki czas, podczas uruchamiania ze stanu gorącego, w środkowych częściach ekranów mogą powstać pęknięcia zmęczeniowe wywołane termoszkokami. Podczas krótkiego postoju kotła w dolnych partiach rur ekranowych znajduje się chłodna woda, która w czasie rozruchu przedostaje się do najbardziej nagrzaných, górnych partii, powodując ich nagłe schłodzenie.

Po dłuższej eksploatacji kotła rury bocznych i dolnych części ekranów (w tzw. chłodnym leju) ulegają erozji i korozji. Przyczyny erozji to: pył węglowy oraz korozja od strony obmuza (spowodowana agresywnym działaniem wilgotnego popiołu gromadzącego się między izolacją a rurami, zwłaszcza podczas mycia kotła).

Rury ekranowe poddaje się najczęściej:

- oględzinom,
- pomiarom grubości ścianki w celu wykrycia wżerów korozyjnych,
- badaniom ultradźwiękowym kolan w celu wykrycia pęknięć na powierzchni wewnętrznej,
- badaniom ultradźwiękowym w strefie maksymalnego obciążenia cieplnego w celu wykrycia ubytków korozyjnych,
- badaniom magnetycznym spoin pachwinowych króćców komór ekranowych.

Komory ekranowe poddaje się podobnym badaniom jak komory podgrzewaczy.

Rurociągi komunikacyjne

Rurociągi komunikacyjne pracują w warunkach pełzania i zmęczenia oraz korozji zmęczeniowej. Przyczyną większości uszkodzeń są pęknięcia spoin wywołane działaniem naprężeń dodatkowych stałych (niewłaściwa praca zamocowań) oraz zmiennych (niewłaściwa kompensacja rozszerzalności cieplnej).

Ponadto występują: przedwczesne wyczerpanie trwałości kolan (pełzanie) wskutek dodatkowych naprężeń spowodowa-

nych owalizacją powstałą w czasie gięcia oraz korozyjno-zmęczeniowe niszczenie tych elementów, przez które może okresowo przepływać wilgotna para.

Rurociągi komunikacyjne poddaje się najczęściej:

- oględzinom (zwłaszcza elementy zamocowań),
- pomiarom grubości ścianek kolan na łukach zewnętrznych,
- pomiarom odkształceń średnic (owalizacja kolan),
- badaniom ultradźwiękowym w celu stwierdzenia obecności pęknięć na wewnętrznej powierzchni kolan w obojętnej strefie gięcia,
- badaniom magnetycznym spoin i zewnętrznych łuków kolan,
- badaniom struktury metalu na zewnętrznych łukach kolan metodą repliki.

Rurociągi odwadniające i odpowietrzające

Rurociągi odwadniające i odpowietrzające pracują w warunkach korozji zmęczeniowej oraz erozji parowo-wodnej. Uszkodzenia występują głównie na kolanach; ich pękanie może zachodzić w obojętnej strefie gięcia lub wskutek erozyjnego pocienienia ścianki od strony wewnętrznej. Pierwszy przypadek jest spowodowany korozją zmęczeniową wewnętrznej powierzchni kolan o zowalizowanym przekroju, drugi – dużymi prędkościami przepływu pary lub skroplin.

Rurociągi odwadniające i odpowietrzające poddaje się badaniom ultradźwiękowym kolan oraz pomiarom grubości ścianki kolan na łukach zewnętrznych.

* * *

Wykonywanie wymienionych w artykule badań diagnostycznych jest konieczne dla właściwej eksploatacji kotłów energetycznych. Obowiązek ich przeprowadzania spada bezpośrednio na elektrownie lub, za ich pośrednictwem, na jednostki specjalistyczne. Wyniki badań powinny być podstawą polityki remontowej elektrowni oraz – po odpowiednim opracowaniu – służyć całej energetyce, w postaci informacji, wytycznych czy instrukcji diagnostyki. Zakres badań należy każdorazowo opierać na znajomości wieku i stanu technicznego kotła. Orientacyjną częstość badań podano w tabeli 1.

Wnioski

1. Tylko badania diagnostyczne umożliwiają właściwą ocenę stanu urządzeń energetycznych.
2. Znajomość stanu urządzeń pozwala na zaplanowanie właściwych terminów i zakresów: remontów, renowacji i modernizacji.
3. Poszukiwanie oszczędności w skracaniu remontów jest nieporozumieniem, natomiast dążenie do wydłużenia okresu międzyremontowego drogą warty zachodu. Można to osiągnąć dzięki dokładnej znajomości stanu urządzenia.