

Andrzej Adamkiewicz*, Jakub Rutkowski*

EKSPLOATACYJNA OCENA NOŚNOŚCI INFORMACYJNEJ SYSTEMU NADZORU PRACY POMOCNICZEJ TURBINY PAROWEJ JEDNOSTKI PŁYWAJĄCEJ TYPU FPSO

Streszczenie. Artykuł dotyczy szczególnego przypadku niesprawności turbiny parowej napędzającej prądnicę w układzie energetycznym pływającej jednostki produkcyjno-magazynująco-przeładunkowej typu FPSO. Niesprawność, jaka wystąpiła w jednym z turboparowych zespołów prądotwórczych została ujawniona przez automatyczny system nadzoru. Przedstawiono jej lokalizację, skutki oraz sposoby i efekty prób jej usunięcia. Ustosunkowano się do możliwych przyczyn zaistniałej sytuacji. Na przykładzie wybranego, szczególnie trudno rozpoznawalnego uszkodzenia eksploatacyjnego, wykazano konieczność stosowania zaawansowanych inteligentnych systemów nadzoru pracy.

Słowa kluczowe: turbina parowa, zespół prądotwórczy, uszkodzenie, jednostka pływająca.

Wprowadzenie

Powstanie i rozwój jednostek typu FPSO (ang. *Floating Production Storage and Off-loading units*) podyktowała potrzeba elastycznej eksploracji złóż ropy naftowej.

Współcześnie eksploatowane FPSO są w większości jednostkami adoptowanymi z wcześniej zbudowanych zbiornikowców. Rozpatrywana jednostka została przebudowana z dwudziestoletniego tankowca w roku 2008. Na jednostkach typu FPSO turbinowe silniki parowe znajdują zastosowanie w grupie maszyn produkcji i siłowni. Służą one do napędu prądnic, pomp przeładunkowych, pomp wody zaburtowej, sprzężarek i w niektórych przypadkach do napędu głównego jednostki, jeżeli jest zainstalowany [2]. Na rysunku 1 przedstawiono widok FPSO, której dotyczy treść artykułu.

FPSO są jednostkami o szczególnych właściwościach i parametrach. Charakteryzują się m.in. wysoką średnią produktywnością oraz rozbudowanymi układami energetycznymi. Wartość ich dziennego produktu często przewyższa kilkudziesięciokrotnie produkt finansowy jednostek transportowych. Powoduje to, że na większości jednostek FPSO stosowane są najbardziej zaawansowane sposoby utrzymania i kontroli ruchu. Ze względu na wymienione właściwości jednostki typu FPSO powinny być wyposażone w wiarygodny i wysoko rozwinięty system wczesnego wykrywania niesprawności i uszkodzeń [3, 4].

Eksploatacja maszyn, a w tym turbinowych zespołów parowych, jest współcześnie procesem coraz dokładniej monitorowanym. Pozwalają na to współczesne systemy pomiarowe,

* Katedra Diagnostyki i Remontów Maszyn, Wydział Mechaniczny, Akademia Morska w Szczecinie, a.adamkiewicz@am.szczecin.pl; jakubrr@o2.pl

rejestracji i archiwizowania danych, szybsze i zminiaturyzowane komputery oraz uniwersalne i otwarte oprogramowanie. Zgromadzone dane stają się cennym zasobem informacji. Ich identyfikacja i analiza pozwala na sterowanie procesem eksploatacji turbin parowych, o ile pozyskane z systemu monitoringu informacje są wiarygodne i jednoznaczne diagnostycznie [1, 2, 3].



Rys. 1. Widok jednostki FSPO na polu naftowym

Celem artykułu jest wykazanie konieczności zachowania ograniczonego zaufania do wiarygodności informacyjnej okrętowych systemów nadzoru pracy elementów układu energetycznego statku morskiego, nawet drugiej generacji, i ich nośności diagnostycznej.

1. Identyfikacja turboparowego zespołu prądotwórczego

Utrzymanie stanu technicznego turbin parowych odnosi się przede wszystkim do zachowania ich w stanie zdatności i gotowości do użytkowania na oczekiwanym poziomie i w odpowiednim czasie. Niebagatelną rolę i znaczenie ma tu obsługiwane techniczne i diagnostyka na potrzeby obsługi, wykonywana z wykorzystaniem zintegrowanych oraz autonomicznych systemów i metod diagnostycznych. Są one wykonywane w bezpośrednim kontakcie z turbiną i odgrywają w jej utrzymaniu rolę nadrzędną.

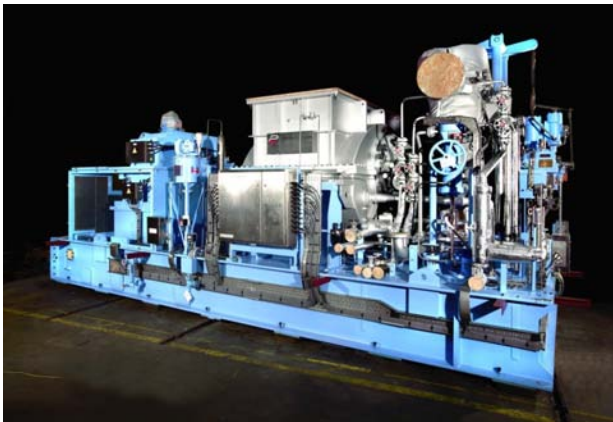
W zależności od wielkości i specyfiki jednostki, moc elektryczna potrzebna do jej bezpiecznej, niezawodnej i efektywnej pracy waha się w przedziale od kilku do kilkudziesięciu MW. Jednostki te pracują często jako „matki” na polach naftowych, gdzie zadaniem ich jest zapewnienie energii elektrycznej do zasilania odpowiedzialnych odbiorników, takich jak: wysokociśnieniowych sprężarek gazu ziemnego, wież wydobywczych itp. [1, 3].

Elektrownia jednostki FPSO po modernizacji skonfigurowana została z trzech niezależnych zespołów prądotwórczych (silnik spalinowy firmy MAN B&W 7L 23/30 plus prądnica firmy AVK) przebudowanego tankowca oraz dodatkowo zainstalowanych dwóch turboze-

spółów po 27 MW każdy, w których prądnice firmy Brush są napędzane przez 10 stopniową turbiną parową firmy Peter Brotherhood typu Frame 20 o następujących parametrach:

Ciśnienie pary na dolocie do turbiny	41,0 bar G
Temperatura pary na dolocie do turbiny	400 °C
Ciśnienie pary na odlocie z turbiny	0,18 bar A
Strumień masy pary	34 kg/s
Nominalna prędkość obrotowa wirnika turbiny mocy ciągłej	6445 obr/min
Nominalna prędkość obrotowa wirnika prądnicy mocy ciągłej	1800 obr/min
Graniczna prędkość obrotowa zespołu wirnikowego turbiny	7410 obr/min
Zakres krytycznych prędkości obrotowych wirnika turbiny	2000–4000 obr/min

Na rysunku 2 przedstawiono widok turbiny parowej firmy Peter Brotherhood napędzającej prądnicę [4, 7, 9].



Rys. 2. Widok turbiny parowej firmy Peter Brotherhood o mocy 27 MW

2. System nadzoru pracy parowego turbozespołu prądotwórczego

Poprawną pracę turbozespołów parowych zapewnia zastosowany na statku system nadzoru pracy drugiej generacji. System nadzorujący układ kontrolno-pomiarowy turbiny firmy Peter Brotherhood, oparty jest na sterownikach programowalnych PLC S7-300 oraz SCADA WinCC firmy Siemens. SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) do którego zadań należy:

- zbieranie aktualnych wyników pomiarów i ich wizualizację,
- sterowanie procesem roboczym,
- alarmowanie oraz archiwizację danych.

Termin SCADA odnosi się do systemu komputerowego, który pełni rolę nadrzędną, w odniesieniu do sterownika PLC. Sterownik PLC jest połączony z urządzeniami wykonawczymi turbiny (np. sterowanie zaworami, pompami) oraz aparaturą pomiarową (czujniki temperatur, ciśnień, drgań, poziomu) i zbiera aktualne dane z pracy turbiny, wykonuje automatycznie algorytmy sterowania i regulacji *on-line*. Dzięki sterownikowi PLC dane te

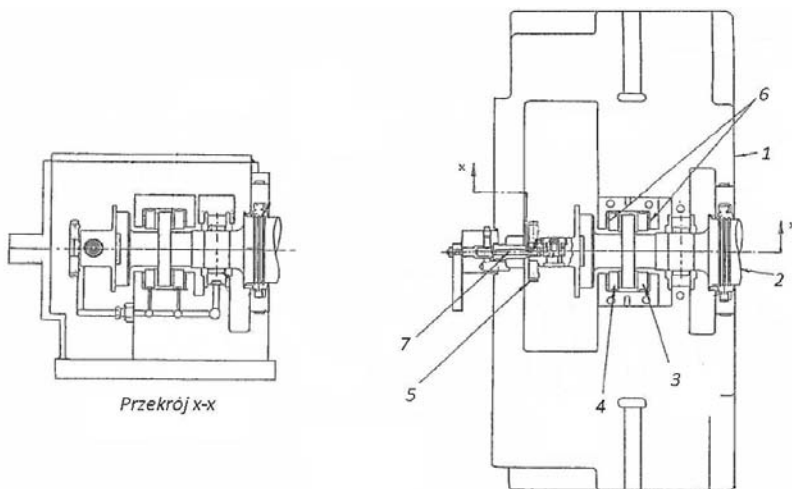
trafiają do systemu komputerowego SCADA, gdzie są archiwizowane oraz przetwarzane na konkretne wartości rozróżniane przez operatora. Są one łatwo odczytywane z monitora komputera (*HMI – Human Machine Interface*) [5, 6, 8]. Na rysunku 3 pokazano widok ekranów systemu monitorowania.



Rys. 3. Widok ekranów systemu monitorowania zespołu prądotwórczego

W tabeli 1 wyszczególniono ważniejsze parametry pracy turbozespołu monitorowane w systemie on-line.

W tabeli 1 drukim wytłuszczonym wyróżniono parametr, który w rozpatrywanej niesprawności wygenerował sygnał alarmowy, informując o błędzie sygnału czujnika temperatury łożyska oporowego. Na rysunku 4 przedstawiono konstrukcję łożyska oporowego w zespole wirnikowym turbiny [7, 9].



Rys. 4. Konstrukcja łożyska oporowego w zespole wirnika turbiny: 1 – kadłub; 2 – wirnik; 3 – pierścień oporowy pływający; 4 – pierścień oporowy; 5 – czujnik granicznej prędkości obrotowej; 6 – luz osiowy łożyska oporowego; 7 – kanał dolotu oleju

Tabela 1. Zestawienie parametrów monitorowanych przez system wraz z wartościami alarmowymi

L.p.	Parametr kontrolny	Wartość zadana		Jednostka
		Alarm	Zatrzymanie	
1.	Ciśnienie pary na dolocie do turbiny minimalne	35	-	Bar
2.	Ciśnienie wylotu pary maksymalne	0,35	0,45	Bar
3.	Niskie ciśnienie oleju sterującego	10	8	Bar
4.	Spadek ciśnienia oleju smarowego na filtrze	1	-	Bar
5.	Minimalne ciśnienie oleju smarowego	1,4	1	Bar
6.	Maksymalne ciśnienie pary w kadłubie turbiny	30	-	Bar
7.	Spadek ciśnienia oleju sterującego na filtrze	1	-	Bar
8.	Wysoka temperatura pary na wylocie z turbiny	105	120	°C
9.	Niska temperatura pary na dolocie	350	290	°C
10.	Wysoka temperatura pary na dolocie	420	440	°C
11.	Wysoka temperatura łożyska oporowego	100	115	°C
12.	Wysoka temp. dziobowego łożyska głównego	95	105	°C
13.	Wysoka temp. rufowego łożyska głównego	95	105	°C
14.	Wysoka temp. łożyska rufowego koła biernego przekładni	107	115	°C
15.	Wysoka temp. łożyska dziobowego koła biernego przekładni	107	115	°C
16.	Wysoka temp. wody w instalacji i chłodzenia prądnicy	65	70	°C
17.	Niski poziom skroplin w zbiorniku	20	10	%
18.	Wysoki poziom skroplin w zbiorniku	70	80	%
19.	Wysoka temp. powietrza na wylocie chłodzącego prądnice	90	95	°C
20.	Wysoka temp. wody w instalacji II chłodzenia prądnicy	65	70	°C
21.	Wysoka temp. rufowego łożyska prądnicy	95	110	°C
22.	Wysoka temp. zwojenia "W" prądnicy	130	150	°C
23.	Wysoka temp. uzwojenia "V" prądnicy	130	150	°C
24.	Wysoka temp. uzwojenia "U" prądnicy	130	150	°C
25.	Wysoka temp. dziobowego łożyska prądnicy	95	110	°C
26.	Wysoka temp. łożyska dziobowego atakującego koła zębatego przekładni	107	115	°C
27.	Wysoka temp. łożyska rufowego atakującego koła zębatego przekładni	107	115	°C
28.	Wysoka temp. oleju smarowego za chłodnicą	55	60	°C
29.	Wysoka temp. oleju smarowego przed chłodnicą	55	60	°C
30.	Niski poziom oleju smarowego w zbiorniku	20	10	%
31.	Wysoki poziom skroplin w zbiorniku wyrównawczym	55	70	%

Podczas pracy turbiny parowej, system kontrolno-pomiarowy wygenerował alarm: „uszkodzenie czujnika temperatury łożyska oporowego”. Po upływie 2 sekund system poinformował w funkcji czasu jako alarmy o wysokiej temperaturze łożyska oporowego, następnie bardzo wysokiej (wysoka wysoka). Hydrauliczny układ sterowania wyłączył turbinę z pracy w trybie alarmowym, poprzez odcięcie dopływu pary. Na rysunku 5 przedstawiono fragment listy alarmowej systemu SCADA dotyczącą opisywanego przypadku.

No.	Time	Date	Status	Text	GR
13	6:23:44 PM	8/3/2010	CA	AVR ALARM	10
73	6:23:43 PM	8/3/2010	CD	CONTROL OIL PUMP 1 FAILED IN OPERATION - LOCKED OUT	1
72	6:23:43 PM	8/3/2010	CD	CONTROL OIL PUMP 2 FAILED IN OPERATION - LOCKED OUT	1
13	6:23:39 PM	8/3/2010	C	AVR ALARM	10
72	6:23:28 PM	8/3/2010	C	CONTROL OIL PUMP 2 FAILED IN OPERATION - LOCKED OUT	1
64	6:23:21 PM	8/3/2010	CA	CONTROL OIL PRESSURE LOW ALARM	10
80	6:23:21 PM	8/3/2010	CDN	GOVERNOR ALARM	10
80	6:23:21 PM	8/3/2010	CA	THRUST BEARING TEMP HIGH ALARM	10
80	6:23:21 PM	8/3/2010	CA	THRUST BEARING TEMP SENSOR FAULT	10
73	6:23:21 PM	8/3/2010	CA	CONTROL OIL PUMP 1 FAILED IN OPERATION - LOCKED OUT	1
72	6:23:21 PM	8/3/2010	CDN	CONTROL OIL PUMP 2 FAILED IN OPERATION - LOCKED OUT	1
16	6:23:20 PM	8/3/2010	CD	GOVERNOR ALARM	10
73	6:23:20 PM	8/3/2010	C	CONTROL OIL PUMP 1 FAILED IN OPERATION - LOCKED OUT	10
64	6:23:18 PM	8/3/2010	CD	CONTROL OIL PRESSURE LOW ALARM	10
72	6:23:16 PM	8/3/2010	C	CONTROL OIL PUMP 2 FAILED IN OPERATION - LOCKED OUT	10
16	6:23:15 PM	8/3/2010	C	GOVERNOR ALARM	10
80	6:23:12 PM	8/3/2010	C	THRUST BEARING TEMP HIGH ALARM	10
80	6:23:10 PM	8/3/2010	C	THRUST BEARING TEMP SENSOR FAULT	10
73	11:44:57 AM	8/2/2010	CDN	AVR ALARM	10
13	11:44:56 AM	8/2/2010	CA	AVR ALARM	10
13	11:44:49 AM	8/2/2010	C	AVR ALARM	10
13	4:27:28 PM	8/1/2010	CD	AVR ALARM	10
13	4:27:24 PM	8/1/2010	CA	AVR ALARM	10
13	4:27:17 PM	8/1/2010	C	AVR ALARM	10
13	11:08:51 AM	7/30/2010	CD	AVR ALARM	10
13	7:35:22 AM	7/30/2010	CA	AVR ALARM	10
13	7:35:16 AM	7/30/2010	C	AVR ALARM	10

Steam	Lube Oil	Bearing Temp	Turbine Vibration	Generator Temp	Trending
Condenser PID	Condenser	Condensate Recovery Tank	Gearbox Vibration	Motor Control	Main
Alarm Screen	Alarm Setpoint 1	Shutdown Setpoint 1	Generator Vibration	Service Screen	Information
	Alarm Setpoint 2	Shutdown Setpoint 2			

Rys. 5. Lista alarmowa SCADA z zarejestrowaną niesprawnością

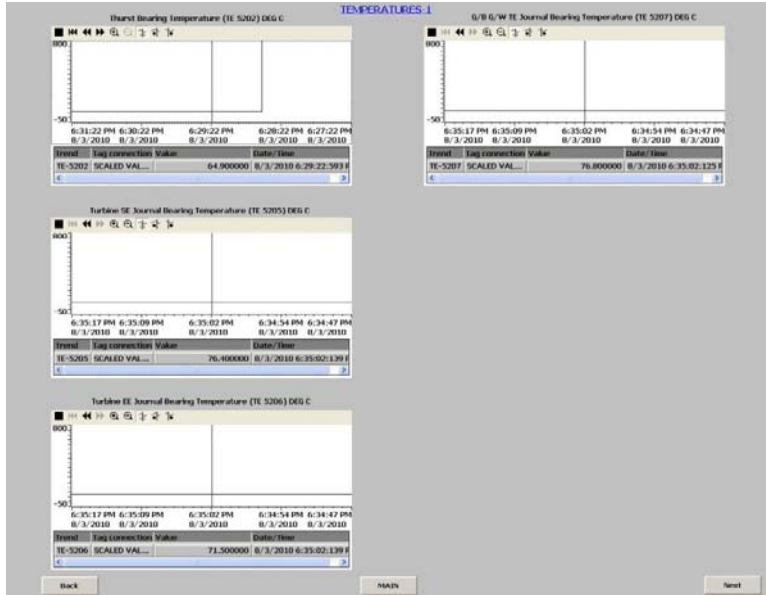
3. Analiza postępowania poawaryjnego

Rezultatem wyłączenia turbiny z pracy był zanik prądu elektrycznego podawanego do sieci elektroenergetycznej statku FPSO. System SCADA wizualizację zmian temperatury łożyska oporowego w czasie zarejestrował graficznie na monitorze, którego fragmenty przedstawiono na rysunku 6 (a, b, c, d).

Po otwarciu pokrywy łożyska oporowego (rys. 4), sprawdzono stan techniczny kołnierza na wale (przedstawionego na rysunku 7) oraz jego okładzin (przedstawionych na rysunku 8). W wyniku ich oględzin nie stwierdzono degradacji uzasadniającej stwierdzenia awarii łożyska.

Rozpoznano natomiast uszkodzenie jednego z czujników temperatury łożyska oporowego. Po wymianie uszkodzonego czujnika temperatury, turbinę uruchomiono ponownie. Widok okładzin łożyska z czujnikami przedstawiono na rysunku 9.

Wymieniony czujnik po uruchomieniu turbiny po przekroczeniu około 11 MW zaczął wykazywać wzrost temperatury łożyska oporowego do wartości alarmowej. Dla obciążeń niższych wskaźnik wykazywał temperaturę normalną rzędu 80 – 90 °C. W związku z powyższym, turbinę wyłączono z pracy w celu rozpoznania przyczyny. Usunięcie niesprawności łożyska oporowego poprzez jego wymianę na nowe w warunkach okrętowych nie było możliwe ze względów logistycznych, jak również ograniczeń producenta.



Rys. 6. Widok zmian temperatury w czasie zarejestrowany przy pomocy czujników umieszczonych przy określonych łożyskach: a) schyłek skokowego wzrostu temperatury w łożysku oporowym po wyłączeniu turbiny z pracy; b) zmiana temperatury łożyska głównego od strony wlotu pary; c) zmiana temperatury łożyska głównego od strony wylotu pary; d) zmiana temperatury łożyska w przekładni od strony turbiny (koła biernego)



Rys. 7. Widok kołnierza łożyska oporowego w zespole wirnika turbiny po otwarciu pokrywy



Rys. 8. Widok okładzin łożyska oporowego turbiny



Rys. 9. Widok okładzin łożyska oporowego z uszkodzonym przewodem czujnika

W związku z powyższym zdecydowano się na kontrolne wzorcowanie układu pomiarowego w oparciu o laboratoryjne termometry cieczowe. Wskazania układu pomiarowego temperatury łożyska oporowego stwierdzono że są prawidłowe. Konsekwencją tego faktu było

ponowne uruchomienie turbiny z przekroczeniem obciążeń powyżej 11 MW do wartości mocy bliskich nominalnej. Ponieważ wzrostowi obciążenia towarzyszył wzrost temperatury łożyska turbinę wyłączono z pracy po raz trzeci.

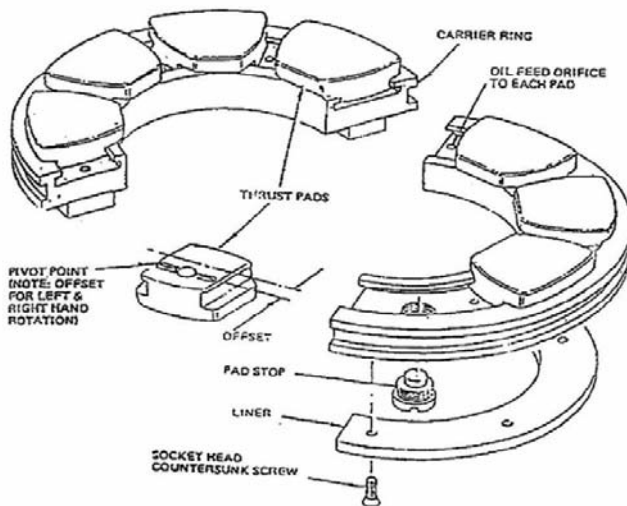
Po okresie postoju turbiny w okresie czterech tygodni ponownie podjęto próbę jej uruchomienia. Do obciążenia 11 MW zarejestrowano wzrost temperatury do 105 °C, a po jego przekroczeniu stwierdzono zmniejszanie temperatury do bliskiej poprawnej 70 – 80 °C. Pomimo takiego efektu i przy braku akceptacji ze strony producenta dalsza eksploatacja zespołu została wstrzymana w oczekiwaniu na obsługę serwisową.

4. Podsumowanie

Od początku eksploatacji do momentu wystąpienia niesprawności turbina przepracowała 7460 godzin. Dlatego też przyczyn niesprawności poszukiwano na trzech płaszczyznach:

1. Wiarygodności toru pomiarowego;
2. Stanu technicznego obiektu – łożyska oporowego i czujnika temperatury wraz z torem pomiarowym;
3. Ewentualnej zmiany własności oleju chłodzącego, w tym pod wpływem temperatury i ciśnienia.

Pierwsza i druga przyczyna zostały wykluczone poprzez wymianę czujnika i sprawdzenie jego wskazań. Łożysko zostało otwarte, a stan jego okładzin i powierzchni trących oceniony jako prawidłowy. Mając na uwadze specyfikę konstrukcji łożyska, a w tym sposobu jego smarowania i chłodzenia zdecydowano się na poszukiwanie odpowiedzi w efektywności funkcjonowania instalacji olejowej. Do sformułowania powyższej tezy upoważniła złożona konstrukcja rozpatrywanego łożyska, przedstawionego na rysunku 10.



Rys. 10. Widok elementów łożyska oporowego ze szczególnym uwzględnieniem kanałów olejowych

Do prawdopodobnych przyczyn wzrostu temperatury okładzin łożyska oporowego zaliczono:

1. Zakłócenie prawidłowości dopływu oleju do każdej z okładzin, na skutek zanieczyszczenia oleju i pogorszenia drożności kanałów olejowych,
2. Zmianę własności fizyko-chemicznych oleju na skutek starzenia i zmian parametrów stanu.

Mając na uwadze stronę prawną ubezpieczyciela oraz interesy Towarzystwa Klasyfikacyjnego, sugestie te, jak i rozwiązanie problemu przekazano serwisowi producenta, co jest częstą metodą postępowania poawaryjnego na statkach morskich.

Przedstawiony przypadek jest doskonałym przykładem i świadectwem konieczności warunkowego zaufania do informacji gromadzonych i przetwarzanych przez system monitorowania i nadzoru parametrów pracy silników i urządzeń okrętowych w warunkach eksploatacji. Często informacje te stanowią dowód w poawaryjnych postępowaniach odszkodowawczych. Na przykładzie wybranego spośród spotykanych w praktyce eksploatacji jednostek typu FPSO, szczególnie trudno rozpoznawalnego uszkodzenia eksploatacyjnego, wykazano konieczność stosowania współcześnie zaawansowanych inteligentnych systemów nadzoru pracy, szczególnie na takich jednostkach jak FPSO.

Literatura

1. Adamkiewicz A.: Studium przydatności parametrów pracy w diagnozowaniu okrętowych turbinowych silników spalinowych. Zeszyty naukowe 158 A. Akademia Marynarki Wojennej im. Bohaterów Westerplatte, Gdynia 2004.
2. Adamkiewicz A., Burnos A.: Utrzymanie turbinowych silników spalinowych na jednostkach typu FPSO .Zeszyty Naukowe Nr 178A, Akademia Marynarki Wojennej, Gdynia 2009, s. 9-20.
3. Adamkiewicz A., Burnos A.: Influence of maintenance strategies on the reliability of gas turbines in power systems of floating production, storage and offloading units (FPSO). TECHNICKA DIAGNOSTIKA, z1, ROCNIK XVIII 2009, CD. 28-th International scientific conference DIAGO® 2009. Technical diagnostics of machines and Manufacturing equipment. Vysoká škola báňská – Technická Univerzita Ostrava. Asociace Technických Diagnostiků České Republiky, o.s., Ostrava, Rožnov pod Radhoštěm, 27 – 28 January 2009.
4. Cydejko J., Puchalski J., Rutkowski G.: Statki i technologie off-shore w zarysie . TRADEMAR Gdynia 2011.
5. Kozak M.: Budowa i metody kontroli eksploatacji turbin parowych. Wydawnictwo KA-PRINT Lublin 2008.
6. Krzyżanowski J., Głuch J.: Diagnostyka cieplno-przepływowa obiektów energetycznych. Wydawnictwo IMP PAN Gdańsk 2004.
7. Manual instruction Peter Brotherhood Frame 20 Steam Turbine.
8. Rusin A.: Awaryjność, niezawodność i ryzyko techniczne w energetyce ciepłej. Gliwice: Wydawnictwo Politechniki Śląskiej 2008.
9. <http://www.dresser-rand.com/products/steam/multistage/>.

OPERATIONAL EVALUATION OF INFORMATIVE VALUE OF A MONITORING SYSTEM OF AN AUXILIARY STEAM TURBINE ON THE FPSO UNIT

Summary. This article relates to a particular case of unserviceability of a steam turbine which drives a current generator in the electric power system of a floating, production, storage and offloading unit, FPSO type. The unserviceability, which has occurred in one of the power electric turbine sets, has been revealed by an automatic control system. Its localization, consequences, means and results of attempts of its elimination have been presented here. Possible causes of such unserviceability have been discussed. The necessity to apply most advanced intelligent control systems has been indicated. on the basis of a chosen, extremely difficult to identify, operational fault.

Key words: steam turbine, power electric turbine sets, failure, FPSO