

# ZASTOSOWANIE SYGNAŁU EMITOWANYCH PRODUKTÓW SPALANIA DO DIAGNOZOWANIA KOTŁA OKRĘTOWEGO

**Andrzej Adamkiewicz**

*Szczecin Maritime Academy  
Faculty of Mechanical Engineering  
Institute of Technical Operation of Marine Power Plants  
Wały Chrobrego 1-2, 70-500 Szczecin, Poland  
e-mail: [andrzej.adamkiewicz@am.szczecin.pl](mailto:andrzej.adamkiewicz@am.szczecin.pl)*

**Janusz Fydrych**

*Euro Africa Shipping Lines Co Ltd., Szczecin*

## **Abstract**

*W artykule przedstawiono przyczyny powstawania niesprawności i awarii okrętowych kotłów parowych. Omówiono stosowane dotychczas metody dozoru poprawności ich pracy z wykorzystaniem ciepłno-przepływowego sygnału diagnostycznego. Uzasadniono potrzebę stosowania w diagnozowaniu kotłów sygnału emisji produktów spalania. Opisano metodykę określania jego parametrów. Pokazano przesłanki ciepłno-przepływowe do podjęcia procesu diagnozowania kotła oraz przykład podejmowania decyzji eksploatacyjnych w oparciu o wyniki pomiarów parametrów sygnału emisji produktów spalania – praktycznej realizacji algorytmu diagnozowania wybranego kotła. Wykazano użyteczną przydatność tego sygnału w eksploatacji okrętowych kotłów parowych, nie tylko proekologiczną.*

**Keywords:** *kocioł parowy, parametry, sygnał diagnostyczny, niesprawność, emisja, stan techniczny.*

## **1. Wprowadzenie**

Kotły pomocnicze wytwarzają na statkach parę przeznaczoną do zasilania wszystkich innych odbiorników poza napędem głównym. Instalowane są zarówno na statkach motorowych jak i z napędem parowym. Współczesne okrętowe kotły pomocnicze opalane są wyłącznie paliwami płynnymi, produktami destylacji ropy naftowej. W składzie paliw dla kotłów występują: węgiel < (85 – 90)%, wodór (10 – 12)%, siarka < (0,6 – 2)%, tlen i azot 0,5% oraz inne domieszki.

W procesie zupełnego spalania paliwa następuje utlenianie cząstek palnych, a w rezultacie reakcji egzotermicznej emitowane są w postaci gazowej: z węgla – CO<sub>2</sub> (dwutlenek węgla), wodoru – H<sub>2</sub>O (woda), siarki – SO<sub>2</sub> (dwutlenek siarki) lub w postaci dymu. Reszty w postaci osadów, które są lub nie są korodujące oraz mogą, ale nie muszą, hamować przenikania ciepła, mogą częściowo pozostawać w kotle. Azot i tlen w spalinach pochodzi z powietrza podawanego do paleniska, a także w niewielkiej ilości z paliwa [4, 6, 7].

Podczas spalania paliwa przy niedostatecznej ilości podawanego powietrza, w spalinach znajdują się oprócz cząstek CO<sub>2</sub> również i CO oraz nie spalone węglowodory, które mogłyby podlegać dalszemu spalaniu. Jednakże spalanie to poza komorą spalania jest wysoce utrudnione ze względu na zbyt niskie temperatury, zbyt małą ilość tlenu lub/ oraz niedostateczną ilość w mieszaniu składników palnych.

Szkodliwe produkty spalania z okrętowych kotłów pomocniczych stanowią realne zagrożenie tak dla środowiska morskiego (szczególnie podczas postojów w portach, stoczniach i żegludze w pobliżu lądu), jak i dla samych kotłów. Jednocześnie produkty spalania ropopochodnych paliw okrętowych CO, SO<sub>x</sub> i NO<sub>x</sub> wpływają destrukcyjnie na stan techniczny kotłów okrętowych [1].

Niektóre z produktów spalania paliwa powodują w procesie eksploatacji charakterystyczne dla kotłów niepożądane skutki dla ich stanu technicznego. Szczególnymi wśród nich jest degradacja stanu technicznego powierzchni wymiany ciepła (ogrzewalnych) kotłów, tak od strony spalin jak i wody. Jest to konsekwencja zachodzących procesów korozyjnych oraz

tworzenia osadów na powierzchniach stykających się z produktami spalania jak i z wodą kotłową [1]. Szczególną cechą kotłów jako obiektów technicznych jest występowanie niesprawności tego samego typu, równocześnie w kilku elementach. Należą do nich w kolejności, według częstości występowania:

- powstawanie osadów pogarszających wymianę ciepła, a w konsekwencji sprawność kotła;
- erozja, korozja i kawitacja, jako rezultaty zanieczyszczenia wody, pozaprojektowych stanów pracy oraz niedoskonałości konstrukcyjnych elementów kotła;
- nieszczelności, przecieki;
- uszkodzenia izolacji;
- niesprawności pomp: wodnej i paliwowej.

Dotychczas okrętowe kotły parowe są eksploatowane według strategii opartej na metodzie planowo-zapobiegawczej (statycznej), w której terminy wykonywania przeglądów i obsług kotłów są stałe, w ściśle określonym czasie eksploatacji. Przestrzeganie terminów i zakresów dokonywanych czynności obsługowych odbywa się pod nadzorem towarzystwa klasyfikacyjnego. Jednak strategia ta nie obejmuje nieplanowanych czynności obsługowych, jako konsekwencji zaistniałych losowo, nieplanowanych w historii użytkowania kotłów zdarzeń (niesprawności, uszkodzeń i awarii) [2].

Stan taki, zachęca do stosowania dwóch różnicowanych metod postępowania eksploatacyjnego: lokalizacji niesprawności, ustalenia ich genezy i sposobu likwidacji.

## 2. Diagnostyka cieplno przepływowa w rozpoznawaniu niesprawności kotłów

Powstawanie osadów, sadzy od strony spalin i kamienia kotłowego od strony wodnej, jest niesprawnością szczególną, rozwijającą się w procesie eksploatacji ewolucyjnie, a jej skutki powodują znaczną liczbę uszkodzeń i awarii kotłów. Z tego powodu wynika znaczenie faktu odpowiednio wczesnego rozpoznawania utworzenia/powstania zbyt intensywnych osadów produktów spalania i kamienia kotłowego. Ważnym jest również dysponowanie wiarygodnymi metodami diagnozowania kotłów bez ich wyłączania z ruchu.

Powstające osady na powierzchniach wymiany ciepła stwarzają dodatkowy opór cieplny. Przyczynia się do tego niska przewodność cieplna warstw oleju, osadów kamienia i produktów spalania (w porównaniu z przewodnością cieplną metalu) [4, 6, 7]. Pogorszenie przewodności cieplnej może być ilościowo określone za pomocą bilansu ciepła, jednak metoda wymaga oprócz pomiarów cieplnych również pomiaru wielkości przepływającego strumienia wody, zwykle nie stosowanego w instalacjach kotłów.

Korozja nie okazuje bezpośredniego wpływu na opory przepływu w rurach, natomiast osady, a szczególnie zanieczyszczenia i kamień kotłowy prowadzą do znaczącego wzrostu oporów przepływu. Dlatego możliwym jest diagnozowanie kotłów poprzez pomiar różnicy ciśnień [6, 7]. Można go wykonywać na statku, a stwierdzoną różnicę ciśnień traktować jako reprezentanta stopnia powstałych osadów. Metodą taką można lokalizować zanieczyszczenie kanałów podgrzewacza powietrza, występuje przede wszystkim od strony spalin, a do ich pomiaru może być wykorzystana standardowa aparatura kontrolno pomiarowa kotła.

Wykrycie osadów wewnątrz i zewnątrz opłomek, a także na powierzchniach walczaka kotła metodą bilansu cieplnego wymaga zastosowania specjalnej technologii pomiarowej. Standardowo w okrętowych kotłach parowych nie jest podczas eksploatacji mierzony strumień masy spalin wylotowych.

Do oceny poprawności funkcjonowania kotła pomocniczego i palnika stosowana jest ogólna sprawność kotła  $\eta_B$  definiowana zależnością

$$\eta_B = \frac{\dot{m}_1(i_1 - i_w)}{\dot{m}_{fuel}HV + \dot{m}_{air}i_{air\ amb}} \quad (1)$$

gdzie:

$\dot{m}_1, i_1$  – strumień masy i entalpia pary wodnej przegrzanej opuszczającej kocioł,  
 $i_w$  – entalpia wody zasilającej kocioł przed wewnątrzkotłowym podgrzewaczem wody,  
 $\dot{m}_{fuel}$  – strumień masy paliwa zasilającego kocioł (zapotrzebowanego),  
 $\dot{m}_{air}, i_{air\ amb}$  – strumień masy i entalpia powietrza atmosferycznego zasilającego kocioł  
 o temperaturze  $T_{amb} = T_0$  na rysunkach 1, 2, 3,

HV – fuel quality - the amount of energy emitted during complete combustion of 1 kilogram of fuel.  
 (HV= $W_d$  – odpowiednik polskiego oznaczenia wartości opałowej dolnej paliwa).

Zależność na sprawność kotła w postaci (1) ma zastosowanie, o ile wytwarzana jest jedynie para przegrzana. Ponieważ oprócz niej część jest również para oziębiona w schładzaczu, a powietrze zasilające kocioł przepływa uprzednio przez podgrzewacz wewnątrzkotłowy, w modelu diagnostycznym kotła należy stosować inny związek (5). Jest to możliwe w przypadku pozyskania dodatkowej informacji diagnostycznej w postaci parametrów sygnału emisji produktów spalania paliwa w kotle. W celu ich pozyskania w przedstawionym w pracy przykładzie diagnozowania kotła zastosowano analizator spalin Madur Electronics GA-20 *plus*.

### 3. Metodyka określania parametrów sygnału emitowanych produktów spalania

The GA-20 *plus* is a multi-functional flue gas analyzer. Electrochemical sensors are used for the measurement of gas concentration. The instrument can be fitted with 2 or 3 of these sensors. All analyzers are fitted with O<sub>2</sub> and CO sensors, third gas cell may be chosen optional when the instrument is ordered. The following description is based on an analyzer containing 3 cells, the third one being an NO sensor [5]:

- Oxygen O<sub>2</sub>
- Carbon monoxide CO
- Nitric oxide NO
- Carbon dioxide CO<sub>2</sub>
- Nitrogen oxides NO<sub>x</sub>

The first three gases (O<sub>2</sub>, CO, NO) are measured directly using the electrochemical cells. The remaining components are calculated. The concentrations of oxygen and carbon dioxide are shown in percent. The concentrations of the remaining gases is shown as follows:

- volume concentration in [ppm],
- absolute mass concentration in [mg/m<sup>3</sup>],
- mass concentration relative to the oxygen content in [mg/m<sup>3</sup>].

In addition, the air inlet or ambient temperature and flue gas temperature are measured. Using the measured temperatures, gas concentrations and the known fuel parameters the analyzer calculates a variety of combustion parameters such as Stack Loss - SL, Efficiency -  $\eta$ , Excess Air -  $\lambda$ , Loss through Incomplete Combustion - IL.

In direct measurements the temperature values and also the concentration of those gas elements which are detected by independent electrochemical sensors are obtained. The electrochemical cell indications are proportional to the volume concentration of the detected elements expressed in [ppm] (parts per million). The following quantities are obtained by means of direct measurement:

- flue gas temperature T<sub>gas</sub> and ambient temperature, expressed in [°C]
- volume concentration of CO [ppm]
- volume concentration of NO [ppm]
- volume concentration of SO<sub>2</sub> (or any other optional cell) [ppm]
- volume concentration of O<sub>2</sub> [%].

#### 3.1. Calculating the concentration of carbon dioxide

The volume concentration of carbon dioxide (expressed in [% vol]) is not obtained by direct measurement, but is calculated on the basis of measured oxygen concentration and the  $CO_{2max}$  parameter, characteristic for the given fuel. Formula 2 shows the formula according to which the analyzer calculates volume concentration of  $CO_2$  [5]:

$$CO_2 = CO_{2max} \left( 1 - \frac{O_{2meas} [\%]}{20,95 [\%]} \right), \quad (2)$$

where:

20,95% – volume concentration of  $O_2$  [%] in clear air.

### 3.2. Calculating the concentration of nitrogen oxides $NO_x$

In addition to nitric oxide  $NO$ , combustion gases contain also higher oxides of nitrogen (mainly  $NO_2$ ). GA-20 *plus* does not have the nitrogen dioxide sensor in its basic version, only the nitric oxide sensor  $NO$ . But it is possible to calculate the  $NO_2$  contents on the basis of the measured  $NO$ . It is generally assumed that nitric oxide  $NO$  contained in combustion gases makes up about 95% of the total amount of nitrogen oxides  $NO_x$ . GA-20 *plus* calculates the total concentration of nitrogen oxides  $NO_x$  according to the following formula:

$$NO_x [ppm] = \frac{NO [ppm]}{0,95} \quad (3)$$

The optional sensor of the GA-20 *plus* analyzer has not the  $NO$  sensor.

### 3.3. Concentration of "undiluted" carbon monoxide $CO_{undil}$

To make the calculation of the carbon monoxide concentration in combustion gases independent of excess air with which the combustion process is conducted, the idea of "undiluted" carbon monoxide  $CO_{undil}$  was introduced (it is also called the  $CO$  concentration calculated for 0%  $O_2$ ). The value of  $CO_{undil}$  is calculated according to the formula below:

$$CO_{undil} = CO \lambda \quad (4)$$

where:

$CO$  - volume concentration  $CO$ [ppm],

$\lambda$  – excess air number.

As can be seen, the concentration of "undiluted"  $CO$  is the hypothetical concentration that would have been formed if the same amount of carbon monoxide had appeared in combustion gases when burning without excess air (where  $\lambda = 1$ , so  $O_2 = 0\%$ ).

### 3.4. Calculating combustion parameters

Beside calculating gas component concentrations the analyzer calculates some parameters describing the combustion process. The formulas for calculating combustion parameters are empirical formulas. GA-20 *plus* analyzer calculates the parameters of the combustion process according to the principles predicted by DIN standards. The most important parameter is the amount of heat convected by combustion gases to the environment – the so-called chimney loss (stack loss)  $SL$ . Chimney loss is calculated on the basis of empirical formula known as Siegert's formula [4, 5]:

$$S_L [\%] = (T_{gas} [^{\circ}C] - T_{amb} [^{\circ}C]) \left( \frac{A_1}{CO_2 [\%]} + B \right) \quad (5)$$

where:

$S_L$  - chimney loss - the percentage of heat produced in combustion process, which is convected with the combustion gases,

$T_{gas}$  - flue gas temperature,

$T_{amb}$  - the temperature of the boiler inlet air (it is assumed by the analyzer to be the ambient temperature)

$CO_2$  - the calculated (on the basis of oxygen concentration and  $CO_{2max}$ ) amount of  $CO_2$  in combustion gases, expressed in [% vol]

$A_1, B$  - factors characteristic for a given fuel type [5].

Based on the calculated chimney loss the analyzer estimates the efficiency of the combustion process  $\eta$  (don't confuse it with boiler efficiency)

$$\eta = 100\% - S_L \quad (6)$$

The above formula assumes that the only quantity decreasing combustion efficiency is chimney loss. Thus it omits incomplete combustion losses, radiation losses etc. Such a simplification is a result of the inability to measure the size of other losses with the gas analyzer. Because of this gross simplification in the formula above it should be remembered that the efficiency calculated in this way can not be treated as precise. However, efficiency calculated like this is very convenient as a comparable parameter when regulating the furnace. The formula, though simplified, reflects precisely the tendencies of efficiency change, thus it is possible to observe whether the efficiency increases or decreases. It is sufficient information for the regulation process. It is possible to take into account the efficiency reduction caused by incomplete combustion. This loss is represented by a quantity called the loss by incomplete combustion  $I_L$ . It determines the percentage of energy loss caused by the presence of flammable gases (in this case mainly CO) in the combustion gases. The loss caused by incomplete combustion is calculated on the basis of measured CO concentration in the combustion gases according to the following formula:

$$I_L = \frac{\alpha CO [\%]}{CO [\%] + CO_2 [\%]} \quad (7)$$

where:

$CO, CO_2$  - volume concentrations of CO and  $CO_2$  in the combustion gases,

$\alpha$  - the factor specific for a given fuel.

Calculating  $I_L$  enables correction of the previously calculated (formula 6) combustion efficiency. Then the so-called corrected efficiency  $\eta^*$  is calculated:

$$\eta^* = \eta - I_L \quad (8)$$

The last combustion parameter calculated by GA-20 *plus* is the excess air factor  $\lambda$ . This factor expresses how many times the amount of air supplied to the boiler is larger than the minimum amount which is necessary to burn the fuel completely. The system calculates the  $\lambda$  factor on the basis of the known  $CO_{2max}$  value for the given fuel and the calculated concentration of  $CO_2$  in the combustion gases using the formula:

$$\lambda = \frac{CO_{2max}}{CO_{2mierz}} \quad (9)$$

The above formula may be transformed with the use of formula (2) into the form:

$$\lambda = \frac{20,95\%}{20,95\% - O_2[\%]} \quad (10)$$

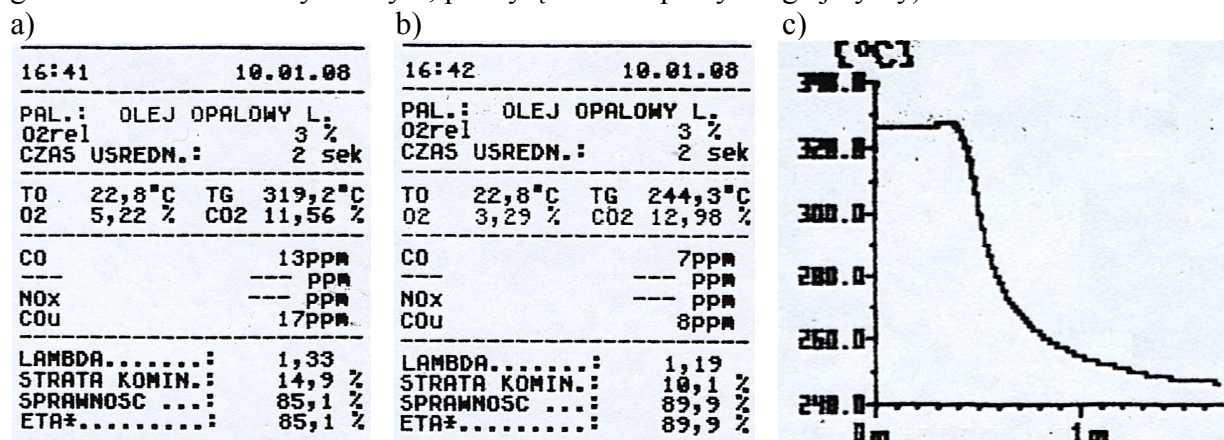
The basis for correctly determining the quantities describing the combustion process is the knowledge of fuel parameters.

#### 4. Eksploatacyjne przesłanki do przeprowadzenia procesu diagnozowania kotła

W trakcie podróży morskiej statku stwierdzono nieprawidłową pracę pomocniczego kotła opalanego. Przedmiotem analizy była jakość wymiany ciepła w kotle opalonym typu DJ 1250 produkcji Termo Trading AS [3]. Kocioł opłomkowy, o wymuszonej cyrkulacji, zainstalowany na kontenerowcu posiadał następujące parametry pracy: ciśnienie robocze pary 0,5 MPa – ustalone przez klasyfikatora Germanischer Lloyd dla danego egzemplarza kotła (maksymalne 0,9 MPa), temperatura 180 °C, maksymalna wydajność pary 1250 kg/h, powierzchnia ogrzewalna 26,4 m<sup>2</sup>. Kocioł opalany olejem opałowym L za pomocą palnika typu Dunphy TL 24 YHL nie osiągał ciśnienia roboczego pary (nawet rzędu 0,5 MPa,) oraz przekraczana była dopuszczalna wartość temperatury spalin. Przy ciśnieniu pary nawet poniżej 0,5 MPa kocioł w cyklu dobowym pracował łącznie 18-20 godzin, dłużej niż przewidywał projekt dla umiarkowanej strefy klimatycznej 8-12 godzin (był częściej załączany do pracy przez układ automatycznej regulacji). Równocześnie zauważono ponadnormatywne zużycie paliwa w ilości 1,2-1,6 T/dobę, a powinno wynosić 0,8 T/dobę. Instalacja parowo-wodna nie wykazała jakichkolwiek nieszczelności ani nieprawidłowości. Temperatura wody zasilającej kocioł (w skrzyni ciepłej) wynosiła 75 – 80 °C, odczyn wody kotłowej pH= 8,3, zawartość chlorków 20 ppm (wszystkie parametry prawidłowe). Na podstawie takich symptomów kocioł uznano za niezdatny do dalszego funkcjonowania i podjęto decyzję o konieczności przeprowadzenia procesu diagnozowania.

#### 5. Realizacja algorytmu diagnozowania

Ze względu na niejednoznaczność symptomów niesprawności kotła należało poszukiwać dodatkowych źródeł informacji diagnostycznej. Poza parametrami cieplno-przepływowymi do sprawdzenia diagnostycznego w bieżącej eksploatacji kotła posłużono się parametrami sygnału emitowanych produktów spalania. Przeprowadzono pomiary parametrów emitowanych z kotła produktów spalania, których wyniki przedstawiono na rysunku 1 (na rys. 1a z pracującymi dwoma dyszami palnika, na rys. 1b z pracującą jedną dyszą, rys. 1c – przebieg temperatury gazów w kolektorze wylotowym, po wyłączeniu z pracy drugiej dyszy).

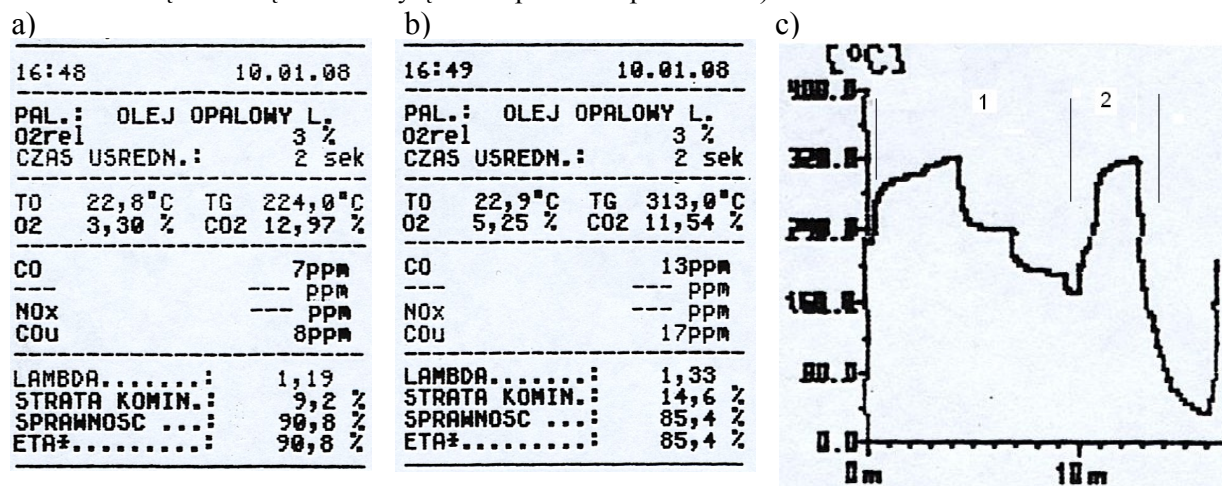


Rys. 1. Wyniki pomiarów pierwszego sprawdzenia diagnostycznego kotła:

a – z pracującymi dwoma dyszami palnika; b – z pracującą jedną dyszą; c – przebieg temperatury gazów TG [°C] w kolektorze wylotowym po wyłączeniu z pracy drugiej dyszy w funkcji czasu [min.]

Przedstawione wyniki pomiarów wykazały, iż temperatury gazów wylotowych przekraczały znacznie wartości dopuszczalne: przy dwóch pracujących dyszach temperatura spalin wynosiła 319 °C, zamiast dopuszczalnej 270 °C, przy jednej pracującej dyszy 244 °C, zamiast dopuszczalnej 180 °C [3]. Współczynnik nadmiaru powietrza lambda, strata kominowa i sprawność kotła były korzystniejsze dla przypadku pracy kotła z włączoną do pracy tylko jedną dyszą (patrz wydruki wyników na rys 1). Stan kotła uznano za nie zdatny do dalszej pracy i rozpoczęto realizację algorytmu diagnozowania. W ramach diagnozy obsługowej uznano za niezbędne wykonanie czynności związanych z organizacją tworzenia mieszanki palnej:

- wyregulowano mechanizm nastawy przepustnicy powietrza sterowany siłownikiem hydraulicznym (siłownik zasilany jest paliwem w zależności od liczby pracujących dysz:
  - jedna dysza – ciśnienie paliwa przed dyszą winno wynosić 0,28 MPa (było 0,18 MPa);
  - dwie dysze – ciśnienie paliwa przed dyszą winno wynosić 0,38 MPa (było 0,25) MPa;
- sprawdzono czystość dyfuzora (kierownicy) powietrza zasilającego komorę paleniskową kotła, i następnie wykonano drugie sprawdzenie diagnostyczne – powtórzono pomiary parametrów strumienia produktów spalania w kolektorze wylotowym. Wyniki pomiarów przedstawiono na rysunku 2 (na rys. a z pracującą jedną dyszą palnika, na rys. b z pracującymi dwoma dyszami, natomiast na rys. c przebiegi zmian temperatury gazów w cyklu pracy automatycznej – przedział 1 i sterowane ręczne włączenia i wyłączenia palnika – przedział 2)



Rys. 2. Wyniki pomiarów drugiego sprawdzenia diagnostycznego, wykonane po regulacji układu paliwa zasilającego, wyczyszczeniu wentylatora i dyfuzora powietrza zasilającego komorę paleniskową kotła: a – z pracującą jedną dyszą palnika; b – z pracującymi dwoma dyszami; c – przebieg temperatury gazów TG [°C] w kolektorze wylotowym: przedział 1 – w cyklu pracy automatycznej – w chwili załączenia do pracy drugiej dyszy, oraz cykl wyłączenia kotła przez układ automatyki; przedział 2 – sterowanie ręczne – wzrost temperatury gazów wskutek ręcznego załączenia palnika, i spadek temperatury gazów w rezultacie wygaszenia palnika

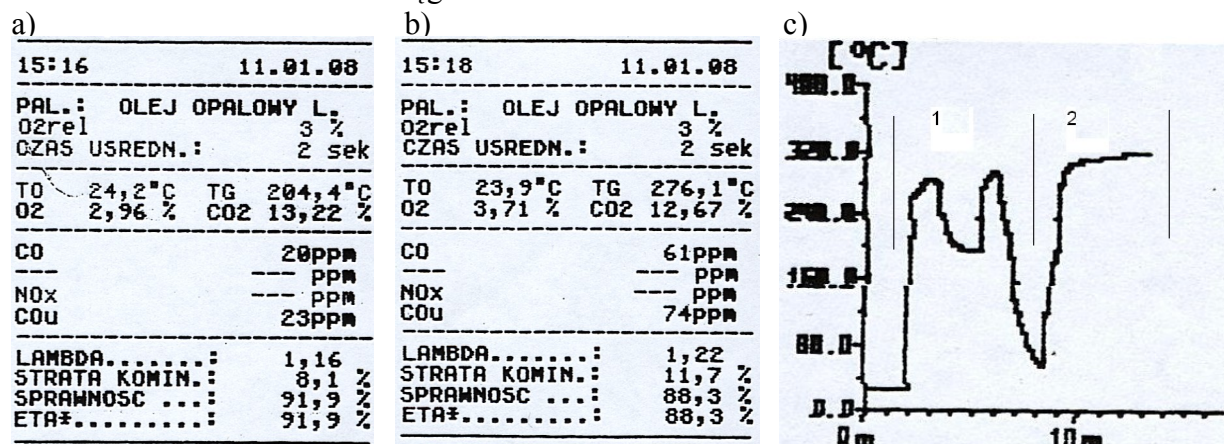
Po wykonanej regulacji układu zasilającego, oczyszczeniu kanałów przepływowych wentylatora i dyfuzora powietrza zasilającego komorę paleniskową kotła stwierdzono iż:

- temperatura gazów wylotowych w porównaniu z wynikami pierwszych pomiarów kontrolnych obniżyła się nieznacznie: o 20 K przy pracującej jednej dyszy oraz 6 K przy pracujących dwóch dyszach,
- zmniejszyły się też stosunkowo mało straty kominowe, np. przy pracy jednej dyszy z 10,1 % do wartości 9,2 %,
- sprawność ogólna kotła, zgodnie z zależnością (8), utrzymała się na dotychczasowym, zbliżonym poziomie (85,1/85,4% przy pracujących dwóch dyszach i 89,9/90,8% przy pracującej jednej dyszy),
- wartość współczynnika nadmiaru powietrza nie uległa zmianie.

Powyższe wskazuje, że po przeprowadzonych czynnościach obsługowych palnik kotła pracuje poprawnie, natomiast wartości sprawności kotła, wydłużony czas pracy (częstsze załączanie) oraz utrzymanie w dalszym ciągu stosunkowo wysokich temperatur gazów wylotowych dowodzą pogorszonej przewodności cieplnej powierzchni ogrzewalnych kotła.

Dlatego też, zgodnie z drugą diagnozą obsługową otwarto przestrzeń wodną oraz komorę paleniskową i dymową kotła. Stwierdzono znaczne obciążenie powierzchni wymiany ciepła kamieniem kotłowym od strony wodnej oraz pozostałościami niepełnego spalania paliwa (sadzą) od strony płomienia. Przeprowadzono czyszczenie mechaniczne przestrzeni ogniowej oraz płomieniówek. Czyszczenie powierzchni od strony wody ograniczono do płukania wodą pod ciśnieniem, bez obróbki chemicznej. Po uruchomieniu kotła przeprowadzono trzecie sprawdzenie diagnostyczne którego wyniki przedstawiono na rysunku 3. Wykazały one że:

- skrócił się czas pracy palnika w cyklu pracy automatycznej,
- kocioł osiągnął wyższą sprawność, bliższą projektowej,
- obniżyła się temperatura gazów wylotowych,
- zmniejszyła się wartość współczynnika nadmiaru powietrza,
- wzrosła zawartość tlenków węgla.



Rys. 3. Wyniki pomiarów drugiego sprawdzenia diagnostycznego, wykonane po czyszczeniu strony ogniowej i dymowej, oraz wymyciu ciśnieniowym strony wodnej kotła:

a – z pracującą jedną dyszą ; b – z pracującymi dwoma dyszami; c – przebieg temperatury gazów TG [°C] w kolektorze wylotowym: przedział 1 – w cyklu pracy automatycznej  
 – w chwili załączenia do pracy drugiej dyszy, oraz cykl wyłączenia kotła przez układ automatyki;  
 przedział 2 – sterowanie ręczne – skutek ręcznego załączenia palnika w celu sprawdzenia wzrostu temperatury gazów

Uzyskane wyniki upoważniły załogę do włączenia kotła do ruchu w układzie energetycznym statku

## 5. Wnioski i podsumowanie

W dozorowaniu pracy kotła detekcja i lokalizacja niesprawności odbywa się w większości przypadków w oparciu o wartości ciepłno – przepływowego sygnału diagnostycznego oraz metodami wizualizacyjnymi. Wyłącznie tymi metodami nie może być jednak ujawniona znaczna liczba niesprawności i uszkodzeń.

Przedstawiona realizacja algorytmu diagnozowania okrętowego kotła opalanego z zastosowaniem parametrów dwóch sygnałów diagnostycznych: ciepłno-przepływowego i emisji produktów spalania wykazała dużą praktyczną przydatność metody kojarzenia kilku sygnałów do diagnostyki użytkowej i obsługowej kotła.

Przebieg realizacji algorytmu diagnozowania potwierdził, że stan czystości powierzchni wymiany ciepła znajduje swoje odzwierciedlenie w parametrach różnych sygnałów diagnostycznych. Osady i zanieczyszczenia kotła wpływają znacząco na jakość procesu przyjmowania ciepła, a regulacja palnika na proces spalania paliwa. Dlatego w diagnostyce ciepłno – przepływowej kotła okrętowego powinna być stosowana zależność (1), weryfikowana wynikami obliczeń uzyskanymi przy pomocy zależności (5) w oparciu o wyniki pomiarów uzyskanych z zastosowaniem analizatora spalin. W przypadku diagnozowania kotła z pomocą parametrów dwóch sygnałów diagnostycznych możliwości pomiarowe można



rozszerzyć opcjonalnie (w porównaniu z prezentowanymi) o pomiar temperatur i ciśnień spalin oraz pomiar udziałów spalinach związków toksycznych, np. tlenków azotu.

Zastosowanie do celów diagnostycznych kotłów parametrów sygnału emisji produktów spalania wymaga szczególnie wnikliwego oszacowania dokładności pomiarów i obliczeń tak dla potrzeb weryfikacji wartości parametrów cieplno-przepływowych jak i ze względów obowiązywania przepisów Konwencji MARPOL.

Wybór algorytmu diagnozowania zależał będzie zawsze od dostępności pomiarowej kotła (rodzaju/konstrukcji/typu) i możliwości pomiarowych dysponowanego systemu diagnozującego.

## References

- [1] Adamkiewicz, A., Kołwzan K., *Influence Of Combustion Products On Faults In Ship Auxiliary Boilers*. Materiały XXVIII Sympozjum Siłowni Okrętowych, Akademia Morska Gdynia, 15 – 16 listopada 2007, Gdynia 2007.
- [2] Adamkiewicz A., Tomaszewski F., *Analysis Of Possibilities Of Applying Ship Boiler Maintenance Strategies With Quasidynamic Diagnostics*. 27 th International scientific conference DIAGO® 2008. Technical diagnostics of machines and Manufacturing equipment. Vysoká škola báňská - Technická univerzita Ostrava. Asociace technických diagnostiků ČR o.s., 5. - 6. February 2008, Rožnov pod Radhoštěm.
- [3] *Dokumentacja techniczno-ruchowa kotła parowego opalanego paliwem ciekłym. Kocioł DJ 1250 Termo Trading AS, palnik Dunphy TL 24 YHL*.
- [4] Kruczek S., *Kotły. Konstrukcje i obliczenia*. Oficyna wydawnicza Politechniki Wrocławskiej. Wrocław 2001.
- [5] *Flue Gas Analyzer GA-20 plus*. Operating manual 01/2003. ©MADUR Electronics. 01/2003.
- [6] Perepeczko, A., Staliński, J., *Okrętowe kotły i silniki parowe*. Wydawnictwo Morskie, Gdańsk 1971.
- [7] Pronobis M., *Modernizacja kotłów energetycznych*. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne. Warszawa 2002