

Helena SŁOWIKOWSKA

ul. Pionierów 9 / Magdalenka, 05-506 Lesznowola

Postęp w diagnostyce cieplnych procesów zachodzących w izolacji papierowej transformatorów olejowych

Dr inż. Helena SŁOWIKOWSKA

Ukończyła Wydział Chemii na Politechnice Warszawskiej. W 1984r. obroniła doktorat dot. badań procesu pirolizy papierów elektroizolacyjnych. Od 1988r. Kier. Zespołu Badań Materiałowych; uczestniczyła w realizacji nowych technologii układów izolacyjnych transformatorów i urządzeń z SF₆ oraz prowadziła badania dot. pomiarów DGA i związków furanu przy współpracy z GT 15-01 CIGRE i LCIE (Francja) oraz produktów rozkładu SF₆ w warunkach narażeń elektrycznych z NIST (USA).

e-mail: helena.slowikowska@googlemail.com**Streszczenie**

Omówiono prezentowane w ostatnich latach wyniki badań oraz doświadczenia eksploatacyjne umożliwiające rozszerzenie zakresu wykorzystania pomiarów związków furanu, a w szczególności 2-furfuralu (2FAL), w bezinwazyjnej diagnostyce transformatorów olejowych; poza akceptowaną powszechnie na tej podstawie diagnozą procesu starzenia izolacji papierowej, jaka występuje w normalnych warunkach pracy transformatorów, wskazano na możliwość rozszerzenia roli pomiarów 2FAL do oceny intensywności wolno rozwijających się przegrzań miejscowych. Możliwość tę uzyskano po przyjęciu następujących założeń: dwuetapowego rozwoju reakcji destrukcji izolacji papierowej oraz ograniczonego obszaru uzwojenia, w którym reakcja zachodzi ze zdwojoną szybkością w porównaniu do pozostałej jego części. Uzyskana przy tym zależności, zależność 2FAL od DP różni się od przyjętej dla procesu starzenia. Przedstawiono przykłady potwierdzające zgodność ustalonej przez Pahlavanpour zależności z doświadczeniami eksploatacyjnymi. Wskazano ponadto na zasadność wykorzystania pomiaru fenolu, wykonywanego łącznie z pomiarem 2FAL, w celu uściślenia lokalizacji przegrzania miejscowego; pomiar dotyczy transformatorów starszych generacji, zawierających elementy izolacyjne sycone żywicami fenolowymi.

Słowa kluczowe: izolacja papierowo-olejowa transformatora, narażenia cieplne, stopień polimeryzacji, furany.

Progress in the diagnostics of thermal processes occurring in paper insulation of oil transformers**Abstract**

The paper discusses the lately presented results of research work and operational experience which widen the range of making use of measurements of furane compounds, and in particular of the 2-furfural (2FAL) in the noninvasive diagnostics of oil transformers. Apart from the commonly accepted on this basis diagnosis of the ageing process, which appears in normal transformer operation conditions, the possibility of widening the role of 2FAL measurements for evaluating the intensity of slowly developing local overheating is shown. This possibility was obtained under the following assumptions: two stage development of the paper insulation destruction reaction and a limited area of the winding in which the reaction occurs with double speed, as compared with the remaining part of it. The relationship of 2FAL on DP obtained under these assumptions, differs from the one adopted for the ageing process. The presented examples prove the conformity of the relationship stated by Pahlavanpour with exploitation experiences. Moreover, there is underlined the correctness of using measurement of phenol taken together with 2FAL measurement in order to locate more precisely the local overheating. The measurement concerns transformers of older generation containing insulation elements saturated with phenol resins.

Keywords: oil-paper transformer, thermal aging, degree of polymerization, furans.

1. Wstęp

Dzięki metodzie analizy gazów rozpuszczonych w oleju (DGA) wykrywane są defekty cieplne występujące w układzie izolacyjnym transformatora. Sposób ich wykrywania i kwalifikowania jest opisany w normie PN-EN 60599. [1] W normie tej, zwrócono uwagę na możliwość wykrywania w/w defektów, w przypadku wystąpienia przegrzań miejscowych w izolacji celulozowej. Służą temu pomiary stężenia, rozpuszczonych w oleju, związków furanu. W tym, w szczególności - 2-furfuralu (2FAL). Ostatnio przeprowadzone badania wskazały na możliwość wykorzystania pomiarów 2FAL w ocenie intensywności rozwoju w/w defektu.

Jeśli analiza DGA nie wykaże występowania defektu cieplnego, to wówczas pomiar stężenia 2FAL dostarcza informacji o zaawansowaniu procesu starzenia izolacji zwojowej, spowodowanego warunkami eksploatacji transformatora.

W odniesieniu do obu rodzajów narażeń możliwe się okazało wyznaczenie stopni zagrożenia układu izolacyjnego określonych jako stan ostrzegawczy oraz stan alarmowy.

Praktyczną zaletą pomiarów 2FAL jest to, że na jego stężenie, praktycznie nie wywierają wpływu zmiany temperatury oleju wywołane zmianami obciążenia transformatora

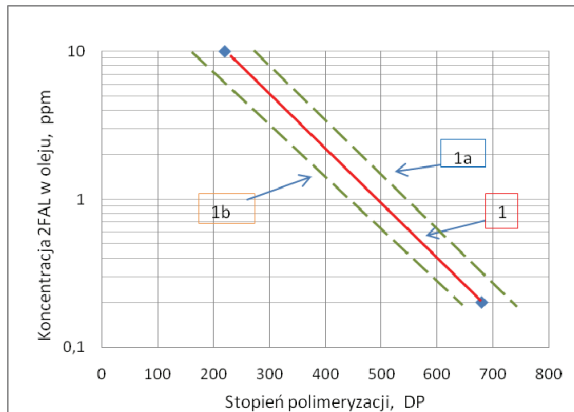
Przedstawiony materiał stanowi rozwinięcie problematyki związanej ze stosowaniem 2FAL w diagnostyce transformatorów, przedstawionej na Konferencji „Transformatory w Eksploatacji 2009” o zasady wykorzystania pomiaru tego związku w odniesieniu do występującego w zwojowej izolacji papierowej defektu cieplnego.

2. Przegrzania miejscowe zwojowej izolacji papierowej i ich ocena

Jak wspomniano we wstępie, wystąpienie przegrzania miejscowego w układzie izolacyjnym transformatora, traktowane jest jako defekt. Jego wykrycie następuje na podstawie analizy gazów rozpuszczonych w oleju (DGA) zgodnie z wytycznymi normy PN-EN 60599 [1]. Metoda ta umożliwia określenie charakteru oraz temperatury występującego przegrzania na podstawie stężenia występujących w procesie związków gazowych i ich wzajemnych stosunków.

Mierzone w obecności defektu cieplnego tlenki węgla, CO i CO₂, pochodzą przede wszystkim z rozkładu izolacji papierowej. Ich stężenie szybko wzrasta z temperaturą. Narastający stosunek CO₂/CO, jest traktowany jako wskaźnik prawdopodobnego narażenia izolacji celulozowej polegającego na jej częściowym zwęgleniu. W celu wykluczenia bądź potwierdzenia przegrzania miejscowego w izolacji celulozowej, norma zaleca wykonanie pomiarów stężenia związków furanu występujących w oleju.

Próby określania intensywności defektu cieplnego na podstawie pomiarów 2FAL oparte zostały na zależności jaka występuje pomiędzy tym wskaźnikiem a DP, która to zależność stanowi niekwestionowane narzędzie oceny naturalnego starzenia zwojowej izolacji papierowej. Charakterystyka zależności 2FAL od DP, odnosząca się do tego procesu, opiera się na wynikach szeroko zakrojonych badań wykonanych zarówno w ramach prac indywidualnych laboratoriów [2, 3] jak i CIGRE [4]. Ich wyniki zawierają się w ramach charakterystyki przedstawionej na rys. 1. Należy nadmienić, iż zależność stężenia 2FAL od DP, bywa przedstawiana w różnych układach współrzędnych, np. jako zależność $2FAL = f(1000 / DP)$ [3].



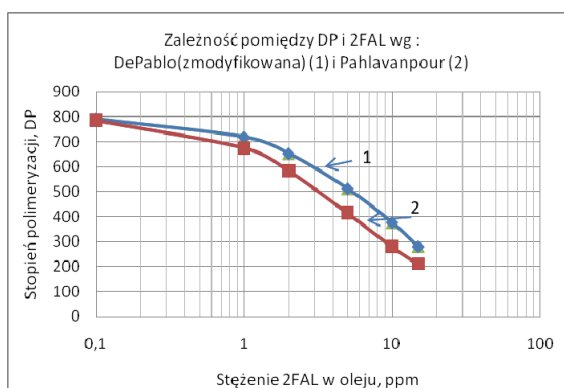
Rys. 1. 2FAL w funkcji DP [2–5]; 1 – wartość średnia, 2 – obwiednia wyników pomiarów wykonanych przez różne laboratoria
Fig. 1. 2FAL vs. DP [2–5]; 1 – main value, 2 – envelope curves of various labs

Na możliwość wzięcia pod uwagę wyników pomiaru 2FAL w ocenie intensywności defektu cieplnego w zwojowej izolacji papierowej, wskazały podjęte na szeroką skalę, począwszy od lat 90-tych, badania stężenia 2FAL w transformatorach znajdujących się w eksploatacji. Wśród nich, w przypadku występowania defektu cieplnego, stwierdzono występowanie stężeń 2FAL znacznie wyższych w porównaniu do uzyskiwanych w obecności normalnego procesu starzenia; wykazali to m.in. Emsley i Stevens [6].

Próbie znalezienia zależności pomiędzy 2FAL i DP w odniesieniu do obecności defektu cieplnego podjęli Pahlavanpour i De Pablo [2, 7, 8] w oparciu o następujące założenia:

- dwuetapowy rozwój reakcji destrukcji celulozy, zaobserwowany wcześniej przez DePablo w pracach CIGRE [2], oraz
- w odniesieniu do narażeń cieplnych występujących w transformatorze – przyjęcie założenia, iż 20% izolacji uzwojenia ulega destrukcji dwukrotnie szybciej, aniżeli pozostała jego część.

Mierzone stężenia 2FAL, w/w autorzy odnieśli do wartości DP uzyskanych z pomiarów warstw wewnętrznych izolacji uzwojenia, uwzględnili ponadto stosunek udziału izolacji papierowej do objętości oleju, występujący w transformatorach. Uzyskaną, w oparciu o w/w założenia, charakterystykę 2FAL od DP, w układzie jednostronnie logarytmicznym, przedstawiono na rys. 2. Charakterystyki te wskazują na 2-etapowy przebieg reakcji destrukcji celulozy. Nieznaczne zmiany DP, jakie towarzyszą wzrostowi 2FAL w początkowym okresie procesu starzenia, są wywołane udziałem reakcji oksydacji i hydrolizy, które wywierają niewielki jeszcze wpływ na skracanie łańcuchów celulozy, a w konsekwencji – na zmiany właściwości mechanicznych izolacji papierowej. Towarzysząca obecności defektu cieplnego podwyższona temperatura, powoduje, że dominującą rolę przejmują szybko reakcje pirolityczne, odpowiedzialne za dalsze, zwiększone zmiany DP.



Rys. 2. Zależności DP i 2FAL wg DePablo [7] i Pahlavanpour [8]
Fig. 2. 2FAL vs. DP according to DePablo [7] and Pahlavanpour [8]

Należy nadmienić, że dwuetapowy proces starzenia izolacji celulozowej zaobserwowany został podczas badań prowadzonych w LCIE [9, 10] oraz - w Instytucie Elektrotechniki [11] i uwzględniony w rozważaniach na temat wpływu na przebieg zachodzących reakcji w izolacji celulozowej jej budowy morfologicznej, różnych energii aktywacji jej obszarów, jak również udziału reakcji rodnikowych w inicjacji tego procesu. Na podstawie tych badań, wykazana została zmiana charakteru reakcji w zakresie temperatur 140 – 160°C.

W odróżnieniu od krótkotrwałego narażenia cieplnego, liniowy charakter charakterystyki starzeniowej (rys. 1), odzwierciedla złożoność reakcji jakie zachodzą jednocześnie, w znacznie wolniej rozwijającym się procesie, w warunkach normalnej pracy transformatora, I tak wartość finalna 2FAL, sięgająca 10 ppm, występuje w warunkach naturalnego procesu starzenia po okresie 40 do 50 lat pracy transformatora. Ta sama wartość 2FAL, w obecności defektu cieplnego może wystąpić po kilku latach trwania narażenia.

Zasadnicza różnica w przebiegu obu charakterystyk dotyczy etapu procesu, w którym spadek wartości DP nie osiąga jeszcze 50% wartości początkowej; dla procesu starzenia stanowi to etap w pełni bezpiecznej pracy transformatora, dla defektu cieplnego natomiast - zapoczątkowanie rozwoju defektu (symptom defektu).

Porównując charakterystyki przedstawione na rys. 1 i 2 należy odnieść się do wytycznych jakie zostały przedstawione w Publikacji CIGRE 227 [12] w nawiązaniu do narażenia cieplnego izolacji papierowej dowolnego pochodzenia w aspekcie niezawodności pracy transformatora. Publikacja ta rozróżnia 2 podstawowe poziomy zaawansowania degradacji izolacji papierowej: poziom ostrzegawczy i poziom alarmowy. Przedstawione w tej publikacji wartości opierają się na wytycznych normy IEC [13], norm amerykańskich [14, 15], oraz danych literaturowych [16] (tablica 1).

Tab. 1. Wartości 2FAL wg Publikacji CIGRE oraz charakterystyk przedstawionych na rys. 1

Tab. 1. Values of 2FAL according to CIGRE Publication and characteristics presented in fig. 1

Stężenie 2-furfuralu (2FAL) w ppm		
Charakter narażenia	Poziom ostrzegawczy	Poziom alarmowy
	DP ≥ 400 [13-15]	DP ≥ 200 [16]
defekt/ starzenie naturalne wg Publikacji nr 227 CIGRE [12]	> 1,5 ppm	>15ppm
defekt cieplny wg DePablo i Pahlavanpour [7]	4 - 9 ppm	≥ 10 ppm
starzenie naturalne wg CIGRE [3, 4]	1,3 - 4 ppm	7 - > 15 ppm

Jak wynika z przytoczonych danych, podawana w Publikacji CIGRE wartość 2FAL, odnosząca się do „poziomu ostrzegawczego” odpowiada, zaawansowanym narażeniom cieplnym, bez względu na ich charakter:

- w procesie starzenia naturalnego - wartości 2FAL od 1.3 do 4 ppm
- w obecności defektu cieplnego - wartości 2FAL od 4 do 9 ppm

W odniesieniu do „poziomu alarmowego”, zagrożenie dla dalszej pracy transformatora wyznacza:

- w procesie starzenia naturalnego - wartość 2FAL, począwszy od 7 ppm wzwyż,
- w obecności defektu cieplnego - wartość 2FAL, począwszy od 10 ppm wzwyż,

Obie wartości są niższe od przedstawionych w Publikacji CIGRE.

Na pytanie jak sprawdza się w eksploatacji transformatorów charakterystyka 2FAL od DP, wyznaczona przez DePablo i Pahlavanpour, w odniesieniu do defektu cieplnego izolacji papierowej, dają odpowiedź przedstawione poniżej przykłady.

W przedstawianych wynikach pomiarów, zgodnie z intencją autorów, uwzględnione zostały wyniki analizy DGA w zakresie:

udokumentowania obecności defektu cieplnego w układzie izolacyjnym papierowo-olejowym oraz ilości CO₂, i/lub CO w oleju.

1) Transformator na napięciu 34 kV, o mocy 26 MVA, po 26 latach pracy [17]:

Wyniki pomiarów:

DGA: obecny defekt cieplny, CO – 792 ppm, CO₂ – 17500 ppm.

2FAL: 6,97 ppm, DP ≈ 300.

2) 5 transformatorów na napięciu 66 kV, po okresie pracy od 15 do 20 lat, Indie [18]:

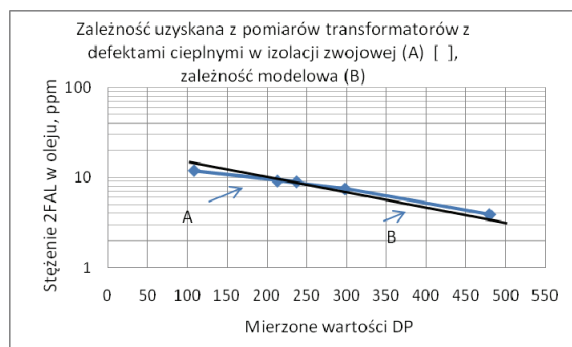
Wyniki pomiarów:

DGA: wykazanie obecności defektów o charakterze cieplnym w układzie papierowo-olejowym, oraz pomiar zawartości CO, pomiary 2 FAL oraz DP: tablica 2 oraz rys. 3.

Tab. 2. Zestawienie wyników pomiarów grupy transformatorów pracujących w Indiach [18]

Tab. 2. Set of measurements results of transformers operating in India [18]

Lp.	Napięcie, kV	Lokalizacja defektu w uzwojeniu	DP, miejsce pobrania próbki	2FAL, ppm	CO, ppm
1	132/66	faza Y po stronie górnego napięcia	w sąsiedztwie defektu - 105 w oddaleniu - 322, średnio - 213	9,2	2258
2	132/66	górne napięcie	z odpływu - 237	9,0	4573
3	66/11	jw.	z uzwojenia - 108 (papier skruszony)	12	5490
4	66/11	górne napięcie zapoczątkowane przegrzanie po wylądowaniu wysokoenergetycznym	z odpływu - 298	7,5	5822
5	66/11	górne napięcie	z odpływu - 480	3,9	1242



Rys. 3. Porównanie wyników pomiarów z charakterystyką 2FAL od DP
Fig. 3. Comparison of measurements results with 2FAL vs. DP curve

3) Transformator na napięciu 44 kV o mocy 2,5 MVA, po 4 latach pracy po wystąpieniu skrośnego przebicia izolacji zwojowej [19].

Wyniki pomiarów:

DGA: możliwe występowanie jednocześnie przegrzania miejscowego,

CO - 12800 ppm, CO₂ – 36 900 ppm

2FAL – 4,70 ppm, wartość DP < 200

W 2 pierwszych przypadkach wystąpiła zgodność pomiędzy mierzonymi wartościami 2FAL i DP wg charakterystyki Pahlavanpour.

Na uwagę zasługuje fakt, iż stężenia tlenków węgla, CO i CO₂, mimo, iż wskazywały na zaawansowany proces destrukcji izolacji papierowej, nie wykazały zgodności z wartościami 2FAL.

W trzecim przypadku, towarzyszące przegrzaniu cieplnemu niskoenergetyczne wylądowanie niepełne było przyczyną obniżenia wartości 2FAL, na skutek częściowego jego rozkładu.

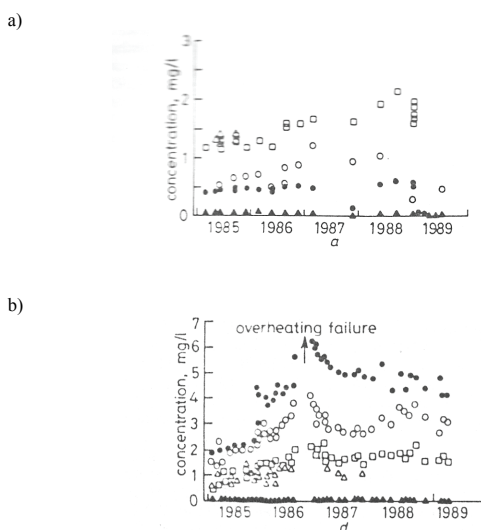
Uwaga: w obecności wylądowania wysokoenergetycznego - 2FAL nie występuje. Wysokie wartości stężenia obu tlenków węgla, stanowią w takim przypadku, jedyny wskaźnik, jednoczesnego wystąpienia defektu cieplnego w izolacji papierowej.

3. Produkty rozkładu żywic fenolowych i ich znaczenie w diagnostyce układu izolacyjnego transformatorów olejowych

W układach izolacyjnych transformatorów należących do starszych generacji, występują prespanowe wyroby prasowane, w postaci elementów dystansujących i ściskających uzwojenia, jak - pierścienie wyrównawcze i klocki, które zawierają w swej strukturze termoutwardzalne żywice fenolowo-krezolowe. Ich klasa ciepłoodporności odpowiadająca temperaturze 130°C (klasa izolacji B) sprawia, że uczestniczą w procesach starzeniowych jakie zachodzą w izolacji uzwojeń. Podstawowe produkty rozkładu tego typu żywicy to fenol i m-krezol oraz w niektórych przypadkach, o-krezol i ksylen, oznaczane jednocześnie ze związkami furanu.

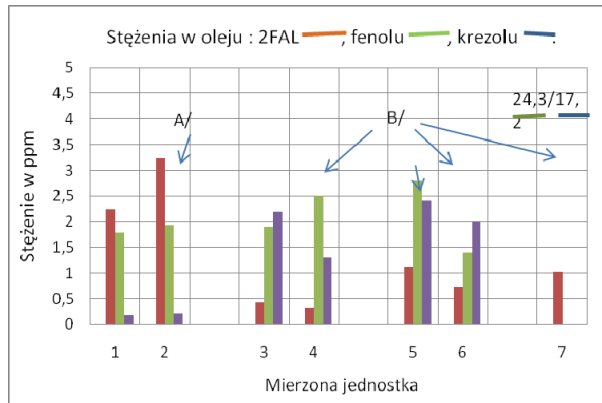
Na pytanie, czy obecność produktów rozkładu żywicy fenolowej może, obok 2FAL, odgrywać jakąkolwiek rolę w diagnostyce transformatorów, próbowali odpowiedzieć różni autorzy publikacji. W odniesieniu do doświadczeń z pracy transformatorów nie wykazujących defektów, obserwacji dokonali Finnan i Lewand [20] badając populację przeszło 100 transformatorów pochodzących od różnych producentów oraz o różnym okresie eksploatacji. We wszystkich transformatorach występował fenol; zależność jednak z występującym jednocześnie 2FAL nie została zaobserwowana.

W badaniach innych ośrodków szukano powiązań pomiędzy stężeniem w/w związków i występującymi w izolacji celulozowej narażeniami cieplnymi o różnej intensywności i lokalizacji. Na uwagę zasługują w tym zakresie prace Emsley'a i Stevens'a [6] oraz Dominelli [21], które ilustrują przykładowo rys. 4 i 5.



Rys. 4. Chemiczne wskaźniki starzenia izolacji stałej transformatorów zarejestrowane w pomiarach prowadzonych przez 4 lata w transformatorach po 20-letnim okresie pracy [6]:
a) typowy poziom w warunkach pracy jednostki o mocy 225 MVA
b) krótkotrwałe, niskotemperaturowe przegrzanie w jednostce o mocy 600 MVA.
Punkty czarne – 2FAL, punkty białe – fenol, m-krezol i ksylen (o mniejszym stężeniu)

Fig. 4. Chemical indicators of transformer solid insulation ageing recorded during measurements conducted for 4 years after 40 years' operation [6].
a) typical level under normal operating conditions of a 225 MVA unit,
b) short-lived low-temperature overhead of a 600 MVA unit.
black points – 2FAL, white points – phenol, m-kresol and ksylen (with lower concentration)



Rys. 5. Defekty cieplne o różnej lokalizacji i intensywności wyników pomiarów [21]; 1 i 2 - przegrzanie w uzwojeniu dolnego napięcia, 3 i 4 - przegrzanie HV, 5 i 6 - jw. oraz nadpalenie preszpanu, 5 - łuk w rdzeniu

Fig. 5. Thermal defects of different location and intensity of measurements results [21]; 1 and 2 - overheating in low voltage winding, 3 and 4 - overheating of HV, 5 and 6 - as above, and burning of partial part of pressboard, 5 - arc in core

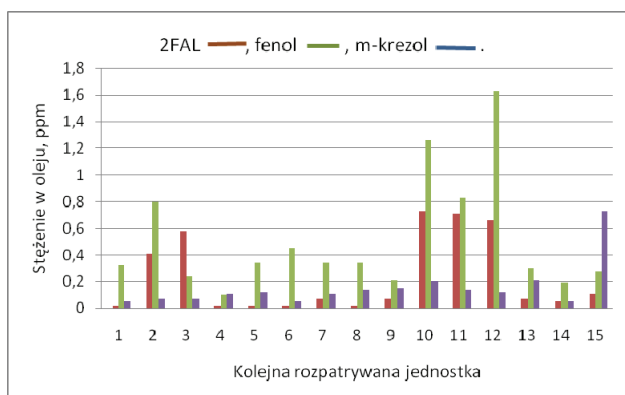
Jak obrazuje rys. 4a, po okresie 20-let eksploatacji, w warunkach normalnego starzenia stężenie 2FAL nie przekraczało 1 ppm, stężenia fenolu i m-krezolu, były zdecydowanie wyższe. W obecności miejscowego defektu cieplnego 2FAL wykazywał wartości wyższe.

Przypadki wystąpienia defektów cieplnych o różnym charakterze, opisane przez Dominelli [21] (rys. 5), dotyczą wyników badań 5-ciu transformatorów blokowych na napięcie 66 kV o mocy 14,6 MVA, po ok. 20 latach eksploatacji. W obecności defektu cieplnego we wnętrzu uzwojenia dolnego napięcia (jednostka 1 i 2 na rys. 5), stężenie 2FAL było dominujące. Wysokie stężenia fenolu i krezolu wystąpiły w obecności przegrzania i nadpalenia preszpanu znajdującego się w sąsiedztwie uzwojenia (jednostka 4 i 5 na rys. 5).

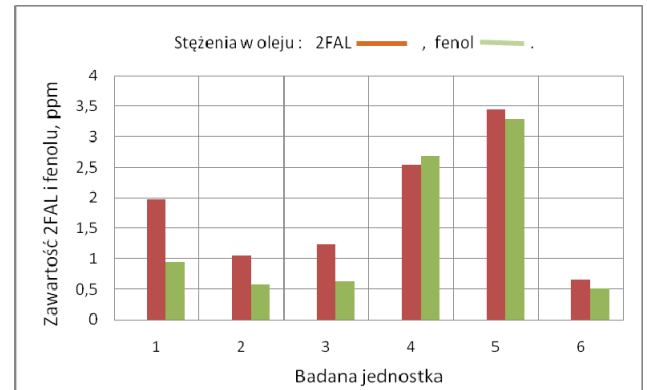
Zgodność z opisanymi wynikami pomiarów wykazały badania populacji transformatorów jednej ze stacji, na terenie Polski, pracujących od 9 do 40 lat [22] w odniesieniu do normalnego procesu starzenia przedstawiono na rys. 6, zaś - w obecności defektu cieplnego - na rys. 7.

W warunkach normalnego procesu starzenia (rys. 6) we wszystkich rozpatrywanych jednostkach, z jednym wyjątkiem (jednostka 3), stężenia fenolu przewyższały stężenia 2FAL. Najniższe mierzone wartości wynosiły ok. 0,1 ppm.

W obecności defektu cieplnego (rys. 7), który określony został na podstawie analizy DGA jako defekt niskotemperaturowy, 2FAL wykazywał względem fenolu, stężenie wyższe lub zbliżone.



Rys. 6. Proces normalnego procesu starzenia; obecność w oleju 2FAL i fenolu [22]
Fig. 6. Normal ageing process of insulation paper; the presence of 2FAL and phenol



Rys. 7. Obecność symptomów przegrzania miejscowego w izolacji papierowej [22]
Fig. 7. Presence of overheating symptoms in paper insulation [22]

Uwagi:

- przedstawione zależności dotyczą generacji transformatorów produkowanych do lat 80-tych, tj. po co najmniej 20 latach eksploatacji, w których stosowano elementy preszpanowe, sycone żywicami krezolowymi; dotyczyło to również klatek wybierakowych podobciążeniowych przełączników zaczepów.
- w transformatorach nowszych generacji elementy preszpanowe z udziałem żywic fenolowych zastępowane są stopniowo kształtkami prasowanymi pozbawionymi jakichkolwiek syciw. W odniesieniu do niektórych zastosowań, np. , pierścieni wyrównawczych itp. znajdują obecnie zastosowanie elementy z włókna szklanego, sycone żywicą epoksydową o klasie izolacji 150°C.

4. Wnioski

Przedstawione w referacie charakterystyki zależności 2FAL od DP rozszerzają zakres wykorzystania 2-furfuralu (2FAL) w diagnozowaniu stopnia zesterzenia izolacji zwojowej, poddanej narażeniu cieplnym.

Charakterystyka zaproponowana przez Pahlavanpour, umożliwia ocenę intensywności występującego w zwojowej izolacji papierowej defektu cieplnego, tj obecności miejscowego przegrzania.

Charakterystyka przedstawiona przez De Pablo, wykazuje zazwyczaj wartości zawyżone.

Pomiary fenolu, wykonywane wspólnie ze związkami furanu, należy traktować jako pomocny wskaźnik 2FAL:

- w warunkach normalnego procesu starzenia, oraz obecności defektu cieplnego zaistniałego
- w obecności defektu cieplnego:
 - w bezpośrednim sąsiedztwie „bakelizowanych” elementów preszpanowych - stężenie fenolu względem 2FAL jest zazwyczaj dominujące,
 - wewnątrz uzwojenia - stężenie fenolu względem 2FAL jest mniejsze.

Stężenie krezolu nie wykazuje jednoznacznej zależności od 2FAL, w związku z czym jego rola w diagnostyce jest pomijana.

5. Literatura

- [1] IEC 60599 Standard: Mineral Oil-impregnated Electrical Equipment in Service. Guide to the Interpretation of Dissolved and Free Gases Analysis, Second Edition 1999-03.
- [2] Carballeira M., Harmand R., Maujean J.M., Sapet J., Samat J., Vuarchex P.: Evaluation de l'état des isolations par analyse de l'huile, RGE, No 8, September 1990.
- [3] Shroff D.H. and Stannett A.W.: Review of paper ageing in power transformers, IEE Proc. C.1985, 132 (6).
- [4] DePablo A.: Diagnostic Methods on Transformer Insulation; Recent research relating to the usefulness of furanic analysis to transformer condition assessment, CIGRE 1988 - WG 15-01 - Workshop, 1988.

- [5] Emsley A.M., Xiao X., Heywood R.J. and Ali M.: Degradation of Cellulosic Insulation in Power Transformers, Part 2: Formation of furan products in insulating oil, IEE Proc. Sci. Technol., Vol 147, No. 3, May 2000.
- [6] Emsley A.M., Stevens G.C.: Review of chemical indicators of degradation of cellulose electrical paper insulation in oil-filled transformers, IEE Proc.-Sci. Meas. Technol., Vol.141, No. 5, September 1994.
- [7] Pahlavanpour B.: Power Transformer Insulation Ageing, CIGRE, SC 15 Symposium Sydney, Australia, 1995.
- [8] DePablo A.: Furfural and Ageing: How are they Related, IEE Power Division Colloquium Insulating Liquids, National Grid Leatherhead, UK, 1999.
- [9] Fabre J. and Pichon A.: Deteriorating processes and products of paper in oil. Application to transformers, CIGRE Conf. Paper 137, 1960.
- [10] Bouvier B.: Nouveaux criterias pour caracteriser la degradation thermique d'une isolation a base de papier, RGE, nr 6 (1970), p. 487.
- [11] Słowikowska H., Słowikowski J.: Chemical reactions in the thermal ageing process and their effect on lifetime curve of the papier/oil system, Second Intern. Conf. Insul. Problems in Power Transformers, 16-17 Sept., Łódź, 1987.
- [12] Life management Techniques for Power Transformers, Publ. 227 CIGRE, June, 2003.
- [13] IEC 354, 1991-09, Loading Guide for Oil - Immersed Power Transformer.
- [14] BSI CP10110:1995, Loading Guide for Oil – Immersed Transformers, BSI Code Practice, UCD.
- [15] IEEE Std C57.91-1995, IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers.
- [16] Okubo H. et al.: Electrical insulation Diagnostic Method and Maintenance Criteria for Oil-immersed Power Transformers, Proceedings of the 13th International Conference on Diagnostic Liquids (ICDL, 99) Japan, 1999.
- [17] Griffin Paul J. and Lewand Lance R.: A Practical Guide for Evaluating the Condition of Cellulosic Insulation in Transformer, 62PAIC95, Insulating Fluids, 1995.
- [18] Shrinet V. et al.: Role of Furan and DP analysis for refurbishment of power transformer: few case studies, CIGRE, 12/33-09 Session 2000.
- [19] Griffin Paul J.: Assessment of paper and other cellulosic materials in service – aged transformers, Presentation at the Southeastern Electric Exchange, June 24, 1999.
- [20] Finnan Eileen and Griffin Paul J.: A Report on the Assessment of Insulation Aging and Condition by Means of Laboratory oil Tests, Proceeding of the Sixty-Fourth Annual International Conference of Doble Clients, 1997, Sec. 5-5.
- [21] Dominelli Nick: The Analysis of Transformer Oil for Degradation Products From Overheated Solid Insulation, Transformer, Doble 91, 1991.
- [22] Słowikowska H., Zaleski R.: Rola pomiarów związków furanu w ocenie procesów cieplnych zachodzących w izolacji celulozowej, V Międzynarodowa konferencja naukowo-techniczna Transformatory w Eksploatacji, Dźwirzyno, 22-24-04-2009.

otrzymano / received: 03.01.2011

przyjęto do druku / accepted: 01.03.2011

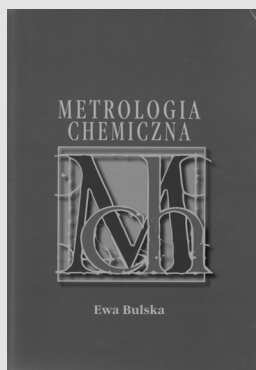
artykuł recenzowany

RECENZJE

Metrologia chemiczna - sztuka prowadzenia pomiarów

Ewa Bulska

Wydawnictwo Malamut, Warszawa, 2008, str. 227, poz bibl. 40, ISBN-978-83-92569-2-6



Jest to pierwszy w Polsce podręcznik z dziedziny metrologii chemicznej. Został napisany przez profesora Wydziału Chemii Uniwersytetu Warszawskiego, wybitną specjalistkę w tej dziedzinie o bogatym, wieloletnim doświadczeniu eksperymentalnym. Książka pomyślana została jako pozycja wprowadzająca w stan wiedzy, tej jednej z najnowszych, szybko rozwijającej się międzydiscyplinarnej dziedziny i w jej zastosowania w badaniach chemicznych.

Treść książki składa się ze wstępu, 12 rozdziałów i bibliografii. We wstępie podano krótką historię pomiarów. W rozdziale 1 omówiono specyfikę i wymagania metrologii chemicznej oraz zamieszczono definicje kilku podstawowych pojęć występujących w pomiarach. Rozdział 2, obejmuje informacje Konwencji Metrycznej oraz omówienie międzynarodowej, regionalnej i krajowej instytucjonalnej infrastruktury metrologicznej. W trzecim rozdziale omówiono układ jednostek miar, a rozdziały następne są poświęcone metrologicznej spójności pomiarowej, wzorcowaniu i kalibracji, materiałom odniesienia w pomiarach chemicznych, walidacji procedury pomiarowej,

niepewności pomiarów, sterowaniu jakością badań, porównaniom międzylaboratoryjnym i akredytacji laboratoriów pomiarowych. W ostatnim rozdziale omówiono zasady operacji na liczbach. Literatura obejmuje polskie i angielskie podstawowe pozycje książkowe z dziedziny pomiarów chemicznych i analizy chemicznej oraz przepisy i zalecenia wydane przez organizacje międzynarodowe, takie jak EUROMET, ILACK, ISO, BIPM i EURACHEM.

Książka jest napisana w sposób nadzwyczaj przystępny, o klarownym wywodzie, w znakomitym języku polskim. W sposobie przedstawiania i rozwiązywaniu zagadnień praktycznych autorka zaleca zachowanie umiaru i zdrowego rozsądku. Warstwa matematyczna metrologii jest sprowadzona do niezbędnego minimum. Książka jest pomyślowo i przejrzysto opracowana edytorsko. Stanowi znakomite wprowadzenie w dziedzinę praktyki metrologicznej nie tylko dla chemików. Jest godna polecenia wszystkim przedstawicielom wielu innych dziedzin zainteresowanych podstawową wiedzą z metrologii stosowanej, a w szczególności wynikami badań właściwości chemicznych substancji i materiałów.

Opracowanie: Doc. dr inż. Zygmunt WARSZA