

# ZAŁĄCZNIK 2

## Autoreferat<sup>1</sup>

Piotr Przybyłek

Wydział Elektryczny, Politechnika Poznańska

Poznań, 2017

---

<sup>1</sup> przygotowany w oparciu o wzór Centralnej Komisji do Spraw Stopni i Tytułów

## 1. Imię i Nazwisko:

Piotr Przybyłek (data urodzenia: 13.03.1979)

## 2. Posiadane dyplomy, stopnie naukowe/artystyczne z podaniem nazwy, miejsca i roku ich uzyskania

- dyplom magistra inżyniera z **wynikiem bardzo dobrym**: Politechnika Poznańska, Wydział Elektryczny, specjalność: Inżynieria Wysokich Napięć, 12.06.2003 r., praca dyplomowa pt.: „*Wpływ objętości próbki oleju izolacyjnego na rezystancję mostka wyładowczego*”, promotor: prof. dr hab. inż. Hanna Mościcka-Grzesiak
- stopień doktora nauk technicznych z **wyróżnieniem**: Politechnika Poznańska, Wydział Elektryczny, dyscyplina naukowa: Elektrotechnika, 25.09.2007, rozprawa doktorska pt.: „*Wiarygodność metod fizykochemicznych wyznaczania zawilgocenia izolacji papierowo-olejowej w aspekcie zagrożenia transformatora awarią natury termicznej*”, promotor: prof. dr hab. inż. Hanna Mościcka-Grzesiak

## 3. Informacje o dotychczasowym zatrudnieniu w jednostkach naukowych

- **1.10.2003 - 30.09.2007** – studia doktoranckie na Wydziale Budowy Maszyn i Zarządzania Politechniki Poznańskiej, doktorant w Zakładzie Wysokich Napięć i Materiałów Elektrotechnicznych, Instytut Elektroenergetyki, Wydział Elektryczny Politechniki Poznańskiej
- **1.10.2007 - 30.09.2009** – asystent w Zakładzie Wysokich Napięć i Materiałów Elektrotechnicznych, Instytut Elektroenergetyki, Wydział Elektryczny Politechniki Poznańskiej
- **od 1.10.2009** – adiunkt w Zakładzie Wysokich Napięć i Materiałów Elektrotechnicznych, Instytut Elektroenergetyki, Wydział Elektryczny Politechniki Poznańskiej

## 4. Wskazanie osiągnięcia wynikającego z art. 16 ust. 2 ustawy z dnia 14 marca 2003 r. o stopniach naukowych i tytule naukowym oraz o stopniach i tytule w zakresie sztuki (Dz. U. 2016 r. poz. 882 ze zm. w Dz. U. z 2016 r. poz. 1311):

### a) tytuł osiągnięcia naukowego/artystycznego

Jednotematyczny cykl publikacji  
złożony z szesnastu artykułów naukowych pt.

***Higroskopijność celulozy i rozpuszczalność wody  
w cieczach elektroizolacyjnych w aspekcie  
eksploatacji i diagnostyki transformatorów energetycznych***

**b) (autor/autorzy, tytuły publikacji, rok wydania, nazwa wydawnictwa):**

- [A1] Przybyłek P., *Badania temperatury inicjacji efektu bąbelkowania w izolacji papier-olej*, Przegląd Elektrotechniczny, nr 11b/2010, s. 166-169, 2010.  
(publikacja indeksowana w bazie Web of Science Core Collection, IF=0,242 (2010 r.), 9 pkt. w wykazie czasopism MNiSW z 2010 r., udział własny 100%)
- [A2] Przybyłek P., Mościcka-Grzesiak H., *The influence of water content and ageing degree of paper insulation on its mechanical strength*, proc. of the 2010 IEEE International Conference on Solid Dielectrics, pp. 92-94, 2010.  
(publikacja indeksowana w bazie Web of Science Core Collection, 9 pkt. wg MNiSW, udział własny 80% \*\*)
- [A3] Przybyłek P., *Wpływ wybranych czynników na temperaturę inicjacji bubble effect*, Pomiary Automatyka Kontrola PAK, Vol. 57, Nr 2011'4, s. 409-412, 2011.  
(7 pkt. na liście B MNiSW z grudnia 2012 r., udział własny 100%)
- [A4] Przybyłek P., *Rozpuszczalność wody w cieczach izolacyjnych w aspekcie badania ich zawilgocenia przy użyciu sondy pojemnościowej*, Przegląd Elektrotechniczny, Vol. 2012, Nr 11a, s. 347-350, 2012.  
(publikacja indeksowana w bazie Web of Science Core Collection, 15 pkt. na liście A MNiSW z grudnia 2012 r., udział własny 100%)
- [A5] Przybyłek P., Morańda H., Walczak K., Mościcka-Grzesiak H., *Can the bubble effect occur in an OIP bushing insulator?*, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 19, Issue 6, pp. 1879-1883, 2012.  
(publikacja indeksowana w bazie Web of Science Core Collection, IF=1,36 (2012 r.), 30 pkt. na liście A MNiSW z grudnia 2012 r., udział własny 25% \*\*)
- [A6] Przybyłek P., *Metoda pośrednia wyznaczania zawilgocenia materiałów celulozowych za pomocą spektrofotometrii w bliskiej podczerwieni*, Miesięcznik Naukowo Techniczny: Pomiary, Automatyka, Kontrola, PAK, Vol. 59, Nr 2/2013, s. 142-145, 2013.  
(7 pkt. na liście B MNiSW z grudnia 2013 r., udział własny 100%)
- [A7] Przybyłek P., *The influence of temperature and aging of cellulose on water distribution in oil-paper insulation*, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 20, Issue 2, pp. 552-556, 2013.  
(publikacja indeksowana w bazie Web of Science Core Collection, IF=1,228 (2013 r.), 25 pkt. na liście A MNiSW z grudnia 2013 r., udział własny 100%)
- [A8] Gielniak J., Graczkowski A., Morańda H., Przybyłek P., Walczak K., Nadolny Z., Mościcka-Grzesiak H., Gubański S.M., Feser K., *Moisture in cellulose insulation of power transformers: statistics*, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 20, Issue 3, pp. 982-987, 2013.  
(publikacja indeksowana w bazie Web of Science Core Collection, IF=1,228 (2013 r.), 25 pkt. na liście A MNiSW z grudnia 2013 r., udział własny 11% \*\*)

- [A9] Przybyłek P., *A comparison of bubble evolution temperature in aramid and cellulose paper*, in proc. of 2013 IEEE International Conference on Solid Dielectrics, Bologna, Italy, pp. 983-986, 2013.  
(publikacja indeksowana w bazie Web of Science Core Collection, 10 pkt. wg MNiSW, udział własny 100%)
- [A10] Przybyłek P., *Ekstrakcja wody z elektroizolacyjnych materiałów włóknistych do metanolu*, Przegląd Elektrotechniczny, Vol. 2014, Nr 10, s. 19-22, 2014  
(10 pkt. na liście B MNiSW z grudnia 2014 r., udział własny 100%)
- [A11] Przybyłek P., Morańda H., Walczak K., Mościcka-Grzesiak H., *The bubble effect in bushings – investigations on models*, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 22, Issue 6, pp. 3405-3412, 2015.  
(publikacja indeksowana w bazie Web of Science Core Collection, IF=1,306 (2015 r.), 25 pkt. na liście A MNiSW z grudnia 2015 r., udział własny 25% \*\*)
- [A12] Przybyłek P., Siodła K., *Application of capacitive sensor for measuring water content in electro-insulating liquids*, Eksploatacja i Niezawodność – Maintenance and Reliability, Vol. 18, No. 2, pp. 181-185, 2016.  
(publikacja indeksowana w bazie Web of Science Core Collection, IF=1,248 (2015 r.), 25 pkt. na liście A MNiSW z grudnia 2016 r., udział własny 75% \*\*)
- [A13] Przybyłek P., *A new method for indirect measurement of water content in fibrous electro-insulating materials using near-infrared spectroscopy*, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 23, No. 3, pp. 1798-1804, 2016.  
(publikacja indeksowana w bazie Web of Science Core Collection, IF=1,306 (2015 r.), 30 pkt. na liście A MNiSW z grudnia 2016 r., udział własny 100%)
- [A14] Przybyłek P., *Water saturation limit of insulating liquids and hygroscopicity of cellulose in aspect of moisture determination in oil-paper insulation*, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 23, No. 3, pp. 1886-1893, 2016.  
(publikacja indeksowana w bazie Web of Science Core Collection, IF=1,306 (2015 r.), 30 pkt. na liście A MNiSW z grudnia 2016 r., udział własny 100%)
- [A15] Przybyłek P., *Rozpuszczalność wody w estrze syntetycznym oraz mieszaninie estru z olejem mineralnym w aspekcie suszenia izolacji celulozowej*, Przegląd Elektrotechniczny, Vol. 2016, No. 10, s. 92-95, 2016.  
(14 pkt. na liście B MNiSW z grudnia 2016 r., udział własny 100%)
- [A16] Sikorski W., Walczak K., Przybyłek P., *Moisture migration in oil-paper insulation system in relation to online partial discharges monitoring of power transformers*, Energies, Vol. 9, Issue 12, s. 1-16, 2016.  
(publikacja indeksowana w bazie Web of Science Core Collection, IF=2,077 (2015 r.), 25 pkt. na liście A MNiSW z grudnia 2016 r., udział własny 20%)

\*\* Oświadczenia Współautorów o Ich udziale w powstanie publikacji zamieszczono w **Załączniku 7** do wniosku o przeprowadzenie postępowania habilitacyjnego

**c) omówienie celu naukowego/artystycznego ww. pracy/prac i osiągniętych wyników z omówieniem ich ewentualnego wykorzystania**

*Spis treści:*

c.1.	Wprowadzenie – uzasadnienie podjętej tematyki i ogólny opis badań	6
c.2.	Rozpuszczalność wody w cieczach elektroizolacyjnych oraz higroskopijność celulozy w aspekcie nierównomiernego rozkładu zawilgocenia w układzie izolacyjnym transformatora	8
c.2.1.	Rozpuszczalność wody w cieczach elektroizolacyjnych	8
c.2.2.	Higroskopijność celulozy	13
c.2.3.	Rozkład zawilgocenia w układzie izolacyjnym transformatora	16
c.3.	Wybrane konsekwencje zawilgocenia układu izolacyjnego	19
c.3.1.	Efekt bąbelkowania	19
c.3.2.	Wytrzymałość mechaniczna	25
c.3.3.	Wyładowania niezupełne	26
c.4.	Metody pomiaru zawartości wody w izolacji stałej transformatora	28
c.4.1.	Krzywe równowagi zawilgocenia	28
c.4.2.	Metoda spektrofotometrii w bliskiej podczerwieni	31
c.5.	Metoda suszenia izolacji celulozowej za pomocą estru syntetycznego	34
c.6.	Podsumowanie – najważniejsze osiągnięcia naukowo-poznawcze i aplikacyjne	37
	Literatura	39

**UWAGA:**

Symbolika oznaczeń publikacji (A., B., C. i D.) i zgłoszeń patentowych (P.) wykorzystana w rozdziale c) odpowiada oznaczeniom wg **Załącznika 4.**

### ***c.1. Wprowadzenie – uzasadnienie podjętej tematyki i ogólny opis badań***

Ciecze elektroizolacyjne są stosowane w transformatorach energetycznych począwszy od 1887 roku, kiedy to firma Westinghouse opracowała pierwszy transformator z izolacją olejową [1]. Natomiast układ izolacyjny zbudowany na bazie materiałów celulozowych impregnowanych olejem mineralnym jest wykorzystywany w transformatorach energetycznych na szeroką skalę od lat 20. XX wieku [2]. Popularność celulozy i oleju mineralnego należy wiązać głównie z ich dobrymi właściwościami, ale także z dostępnością surowców do ich produkcji, co czyni te materiały tanimi. Blisko sto lat eksploatacji izolacji opartej na celulozie i oleju mineralnym pozwoliło na dostateczne poznanie właściwości tych materiałów w warunkach ich eksploatacji. Dlatego też materiały te są najczęściej wybierane do transformatorów o strategicznym znaczeniu dla systemu elektroenergetycznego. Do urządzeń tych należą przede wszystkim transformatory wyprowadzenia mocy w elektrowniach, zwane blokowymi oraz transformatory łączenia linii wysokich napięć, zwane sieciowymi.

Aktualnie alternatywą dla oleju mineralnego stają się estry syntetyczne i naturalne oraz oleje silikonowe. Ciecze te są coraz częściej wykorzystywane w transformatorach dystrybucyjnych niskich i średnich napięć oraz sporadycznie w transformatorach sieciowych i blokowych. Największą zaletą tych cieczy, w porównaniu do oleju mineralnego, są ich zadawalające właściwości pożarowe. Ponadto estry syntetyczne i naturalne uznawane są za ciecze przyjazne dla środowiska naturalnego, co wynika z ich biodegradowalności. Z kolei alternatywą dla celulozy są materiały aramidowe. Ze względu na cenę tych materiałów stosuje się je przede wszystkim w miejscach narażonych na wysoką temperaturę. Powstaje w ten sposób izolacja hybrydowa złożona z papieru celulozowego i aramidowego. Należy zaznaczyć, że układy izolacyjne składające się z cieczy alternatywnych dla oleju mineralnego oraz celulozy lub aramidu są rozwiązaniami relatywnie nowymi. Inwestorzy transformatorów sieciowych i blokowych odnoszą się do nowych materiałów z pewną rezerwą. Wynika ona z niedostatecznie dobrze poznanych właściwości materiałów wchodzących w skład takiej izolacji.

Po wieloletniej eksploatacji transformatora, niezależnie od doboru materiałów do budowy układu izolacyjnego, operatorzy sieci stają przed problemem związanym z jego zawilgoceniem. O problemie zawilgocenia izolacji mówi się głównie w kontekście transformatorów z izolacją zbudowaną z materiałów celulozowych impregnowanych olejem mineralnym, ale także w aspekcie integralnych elementów transformatora jakimi są izolatory przepustowe.

O aktualności i ważkości problematyki związanej z obecnością wody w układzie izolacyjnym transformatora świadczą prace prowadzone w ostatnich latach między innymi przez CIGRÉ (*Conseil International des Grands Réseaux Électriques*). W ramach tej organizacji powołano dwie grupy robocze (*Working Group – WG*) A2.30 oraz D1.52 zajmujące się wyłącznie problematyką obecności wody w układzie izolacyjnym transformatora. W ramach prac pierwszej z tych grup, w roku 2008, opublikowano broszurę pt. „*Moisture equilibrium and moisture migration within transformer insulation systems*”. W roku 2013 zawiązano grupę roboczą D1.52 pt. „*Moisture measurements in insulating fluids and transformer insulation*”, do której habilitant został zaproszony jako specjalista w tematyce związanej z problematyką podjętą przez grupę. W ramach prac grupy wypracowane zostały wytyczne dotyczące pomiaru zawartości wody w cieczach elektroizolacyjnych za pomocą metody Karla Fischera i czujników pojemnościowych oraz wyznaczania zawilgocenia izolacji stałej na podstawie tych pomiarów. Wytyczne te są ujęte w



przygotowywanej przez grupę broszurze. Habilitant ma znaczący udział w tym opracowaniu (**Załącznik 8**).

O aktualności podjętej przez habilitanta tematyki świadczą nie tylko prace grup roboczych CIGRÉ, ale także szereg, wydanych w ostatnim czasie, publikacji o zasięgu międzynarodowym związanych właśnie z problematyką obecności wody w układzie izolacyjnym transformatora. O powadze problemu świadczą również wyniki badań zawarte w artykule [A8] współautorstwa habilitanta. W publikacji tej zaprezentowano wyniki badań zawilgocenia izolacji 161 transformatorów sieciowych, blokowych i dystrybucyjnych pracujących w polskim, niemieckim i szwedzkim systemie elektroenergetycznym. Zawartość wody we wszystkich transformatorach została zmierzona za pomocą metody FDS (*Frequency Domain Spectroscopy*), obecnie metoda ta nazywana jest *Dielectric Frequency Response* – DFR. Badania zawartości wody w izolacji transformatorów były wykonywane w latach 2003-2006 w trakcie realizacji międzynarodowego projektu o akronimie REDIATool (*Reliable Diagnostics of HV Transformer Insulation for Safety Assurance of Power Transmission System*) oraz kontynuowane na szeroką skalę po zakończeniu projektu (do dnia dzisiejszego) przez Mobilne Laboratorium Diagnostyki Transformatorów (MLDT) należące do Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej. Habilitant w obu tych przedsięwzięciach brał czynny udział. Autorzy publikacji [A8] ocenili, że 30% zbadanej populacji transformatorów ma izolację „mokrą”. Według normy IEEE Standard 62-1995 za mokrą uznaje się izolację celulozową, której zawartość wody mieści się w zakresie od 2 do 4%. W przypadku tak znaczącego poziomu zawilgocenia operatorzy sieci muszą liczyć się z uszkodzeniem układu izolacyjnego. Uzyskane wyniki badań, ukazujące wysoki poziom zawilgocenia dużej części populacji transformatorów o znaczeniu strategicznym dla funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, były dla habilitanta inspiracją do podjęcia prac związanych z wyjaśnieniem podstaw fizycznych dotyczących właściwości sorpcyjnych materiałów włóknistych i cieczy elektroizolacyjnych.

Zdaniem habilitanta dogłębne poznanie takich właściwości jak higroskopijność celulozy, która została opisana w artykule [A14], oraz rozpuszczalność wody w cieczach elektroizolacyjnych, która była przedmiotem badań opisanych przez habilitanta w publikacjach [A4, A12, A14], jest warunkiem koniecznym do poprawnej diagnostyki i eksploatacji transformatorów. Właściwości te determinują, opisaną przez habilitanta w pracy [A7], migrację wody oraz rozkład zawilgocenia, co wpływa na szereg, głównie negatywnych, skutków związanych z obecnością wody w transformatorze. Do konsekwencji tych należy zaliczyć m. in. zjawisko bąbelkowania (z ang. *bubble effect*) – rozpatrywane przez habilitanta w pracach [A1, A3, A5, A9, A11], zjawisko wyładowań niezupełnych – analizowane w [A16] oraz spadek wytrzymałości mechanicznej, głównie papieru nawojowego, wynikający ze spadku stopnia polimeryzacji celulozy – przedstawiony w [A2]. Ze względu na negatywne następstwa obecności wody w układzie izolacyjnym transformatora konieczna jest poprawna jego diagnostyka właśnie pod kątem zawilgocenia. W pracach [A6, A10, A13, A14] habilitant przedstawił nowe metody służące do oceny stopnia zwilgocenia izolacji celulozowej. Metody te stanowią alternatywę lub uzupełnienie metod już istniejących. Do opracowania metod habilitant wykorzystał wiedzę zdobytą podczas badań higroskopijności celulozy i rozpuszczalności wody w cieczach elektroizolacyjnych. Zdiagnozowanie dużej zawartości wody w układzie izolacyjnym transformatora wiąże się z koniecznością podjęcia odpowiednich działań. Jednym z takich działań jest suszenie układu izolacyjnego. Habilitant zaproponował dwie techniki suszenia izolacji celulozowej, z wykorzystaniem estru syntetycznego i metanolu, które opisał w pracach [A10, A15, P1-Załącznik 12]. Opracowanie obu technik suszenia było możliwe dzięki poznaniu właściwości sorpcyjnych materiałów użytych do budowy transformatora.

## **c.2. Rozpuszczalność wody w cieczach elektroizolacyjnych oraz higroskopijność celulozy w aspekcie nierównomiernego rozkładu zawilgocenia w układzie izolacyjnym transformatora**

### **c.2.1. Rozpuszczalność wody w cieczach elektroizolacyjnych**

W literaturze [3-7, A4] występują nieścisłości związane z nazewnictwem dotyczącym rozpuszczalności wody w cieczach elektroizolacyjnych. Nazewnictwo to porządkują autorzy pracy [3]. Ich zdaniem rozpuszczalnością wody jest zdolność cieczy elektroizolacyjnej do tworzenia z wodą roztworu właściwego. Po nasyceniu roztworu pojawia się najpierw woda zdyspergowana – powstaje koloid i emulsja, a następnie woda w stanie wolnym. Autorzy publikacji naukowych pisząc o rozpuszczalności wody w cieczach elektroizolacyjnych często zamiennie wykorzystują termin *graniczna rozpuszczalność wody* lub *graniczne nasycenie cieczy wodą*. Oba te terminy są używane w kontekście całkowitej ilości wody jaka może się rozpuścić w cieczy w ściśle określonej temperaturze. Wartość ta najczęściej wyrażana jest w ppm wagowo lub w mg/kg. Termin *graniczna rozpuszczalność wody* należy używać wskazując tylko tę część wody, która znajduje się w cieczy w warunkach nasycenia i wynika ze swoistych jej właściwości. Ta część wody występuje w postaci pojedynczych molekuł rozproszonych w całej objętości cieczy jak i przybiera formę małych grup cząsteczek wody połączonych ze sobą za pomocą wiązań wodorowych. Takie małe skupiska cząsteczek wody nie posiadają właściwości fizycznych charakterystycznych dla wody w stanie ciekłym. Z kolei termin *graniczne nasycenie cieczy wodą* należy wiązać nie tylko z wodą w formie rozpuszczonej, ale również z wodą związaną, głównie z polarnymi produktami starzenia materiałów elektroizolacyjnych oraz innymi polarnymi zanieczyszczeniami. Z powyżej opisanych wyjaśnień wynika, że stosowanie terminu *graniczne nasycenie cieczy wodą* jest poprawne w odniesieniu do cieczy elektroizolacyjnych o technicznym poziomie czystości czy też cieczy eksploatowanych.

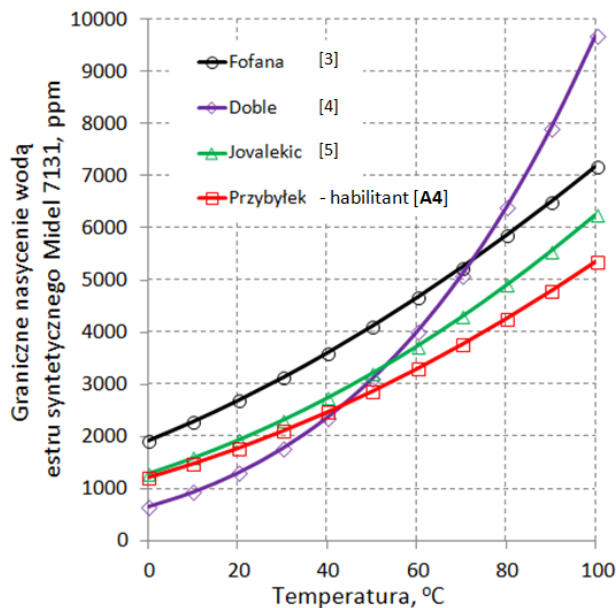
Graniczne nasycenie wodą danej cieczy elektroizolacyjnej zależy przede wszystkim od jej temperatury. Im wyższa temperatura cieczy tym większa rozpuszczalność wody. Ponadto na graniczne nasycenie cieczy wodą wpływa szereg innych czynników takich jak rodzaj i skład cieczy oraz stopień jej zesterzenia (zawartość polarnych produktów rozkładu izolacji).

W kontekście eksploatacji transformatorów znajomość granicznego nasycenia cieczy elektroizolacyjnej wodą w funkcji temperatury jest bardzo przydatna. Zależność ta pozwala na:

- (1) stwierdzenie czy nasycenie cieczy wodą, w temperaturze pracy, jest bliskie wartości granicznej,
- (2) poprawne obliczenie zawartości wody, wyrażonej w ppm wagowo, w cieczy na podstawie zmierzonego za pomocą czujnika pojemnościowego względnego nasycenia cieczy wodą (c.2.1),
- (3) wyznaczenie krzywych równowagi zawilgocenia przydatnych w ocenie stanu zawilgocenia izolacji stałej transformatora (c.4.1).

Metody wyznaczania granicznego nasycenia cieczy wodą są problematyczne, co zostało opisane przez habilitanta w pracy [A4] i rozwinięte w pracy [A14]. O problemie z poprawnym wyznaczeniem granicznego nasycenia cieczy wodą świadczą rozbieżności wyników uzyskane w różnych ośrodkach badawczych dla estru syntetycznego Midel 7131 (rys. 4.1). Różnica wyników dla temperatury 20°C sięga około 1500 ppm, natomiast dla temperatury 100°C przekracza 4000 ppm. Przyczyną rozbieżności jest zastosowana metoda pomiarowa. W związku z powyższym habilitant zajął się poszukiwaniem wiarygodnej metody wyznaczania granicznego nasycenia cieczy elektroizolacyjnych wodą.





Rys. 4.1. Graniczne nasycenie wodą estru syntetycznego Midel 7131 w funkcji temperatury, wyznaczone przez różnych badaczy [A4]

Jednym z pozornie najprostszycy sposobów, służących do wyznaczania granicznego nasycenia cieczy wodą, jest przygotowanie nasyconej cieczy elektroizolacyjnej poprzez bezpośrednie dodanie wody i jej pomiar za pomocą metody Karla Fischera. Poprawne przygotowanie w ten sposób cieczy nasyconej wodą jest bardzo trudne ze względu na ryzyko pojawienia się wody w formie zdyspergowanej. Powtarzalność wyników uzyskiwanych za pomocą tej metody jest bardzo mała.

Pozostałe metody wyznaczania granicznego nasycenia cieczy wodą  $S$ , opisane w światowej literaturze, włącznie z tą opracowaną przez habilitanta, wykorzystują zależność Arrheniusa w postaci:

$$S(T) = \frac{WCL}{RS} \cdot 100 = 10^{\frac{A-B}{T}} \quad (4.1)$$

gdzie:

$S(T)$  – graniczne nasycenie cieczy izolacyjnej wodą, ppm

$WCL$  – zawartość wody w cieczy izolacyjnej, ppm

$RS$  – względne nasycenie cieczy wodą, %

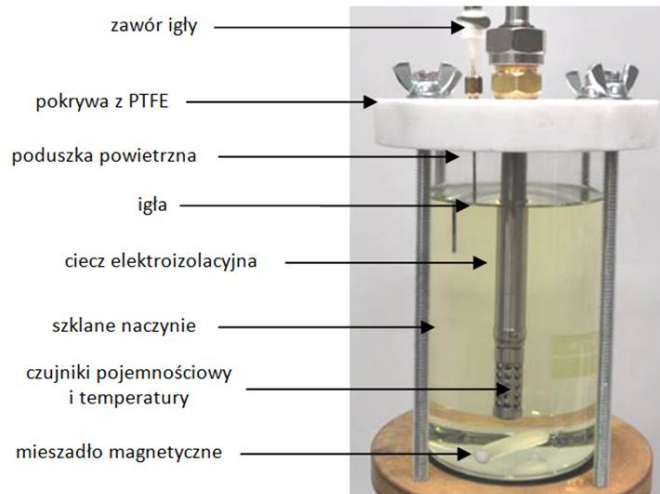
$T$  – temperatura cieczy, K

$A, B$  – współczynniki charakterystyczne dla danej cieczy.

Opracowana przez habilitanta metoda, szczegółowo opisana w publikacji [A12], opiera się na kondycjonowaniu cieczy elektroizolacyjnej, wstępnie zawilgoconej, w szczelnie zamkniętym naczyniu (rys. 4.2) dla trzech różnych wartości temperatury. Po uzyskaniu stanu równowagi zawilgocenia rejestrowane są, dla każdego poziomu  $n$  temperatury, wartości względnego nasycenia cieczy elektroizolacyjnej wodą  $RS_n$  i temperatury  $T_n$ . Ponadto, należy pobrać próbkę cieczy i zmierzyć jej zawartość wody  $WCL_n$  za pomocą metody Karla Fischera (KFT).

Wykorzystując wyznaczone zestawy danych ( $RS_n, T_n, WCL_n$ ) oraz wzór (4.2) powstały z przekształcenia wzoru (4.1) możliwe jest wyznaczenie współczynników  $A$  i  $B$ .

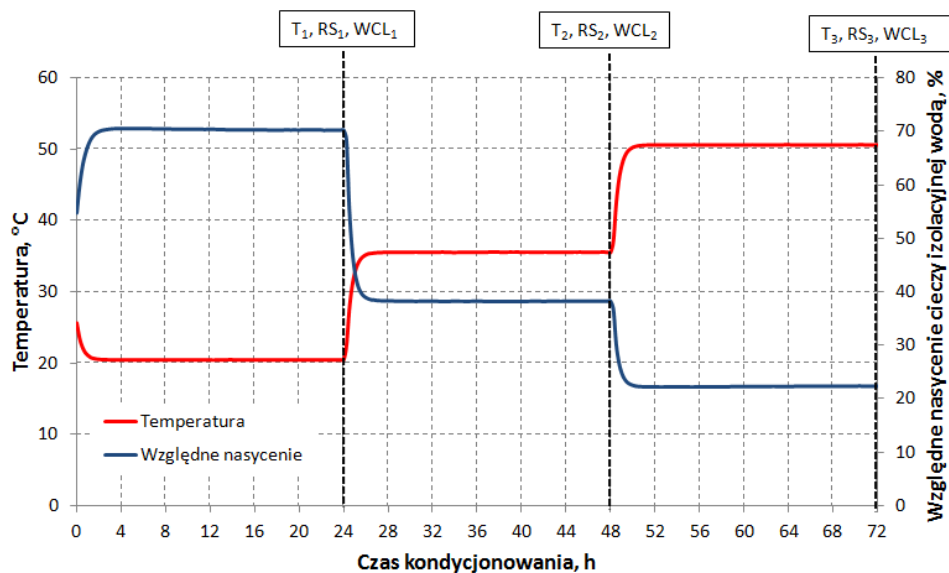
$$\log\left(\frac{WCL_n}{RS_n} \cdot 100\right) = A - \frac{B}{T_n} \quad (4.2)$$



Rys. 4.2. Układ pomiarowy służący do wyznaczenia współczynników A i B [A12]

Powyżej przedstawiona metoda, opisana w publikacji [A12], została opracowana przez habilitanta na podstawie własnych doświadczeń przedstawionych w pracy [A4] oraz na bazie doświadczeń autorów prac [3, 6, 7].

Na rysunku 4.3 przedstawiono zastosowanie powyżej opisanej procedury do wyznaczenia współczynników A i B dla nowego oleju mineralnego Nynas Taurus. Czas kondycjonowania w tym przypadku wynosił 24 h dla każdego poziomu temperatury.



Rys. 4.3. Zmiany względnego nasycenia wodą  $RS$  oraz temperatury  $T$  oleju mineralnego w trakcie jego kondycjonowania w procesie wyznaczenia współczynników A i B;  $WCL$  – zawartość wody w oleju zmierzona za pomocą metody KFT; wyniki uzyskane dla nowego oleju mineralnego:  $T_1=20,47\text{ }^\circ\text{C}$ ,  $RS_1=70,21\%$ ,  $WCL_1=33,6\text{ ppm}$ ;  $T_2=35,54\text{ }^\circ\text{C}$ ,  $RS_2=38,17\%$ ,  $WCL_2=34,2\text{ ppm}$ ;  $T_3=50,59\text{ }^\circ\text{C}$ ,  $RS_3=22,25\%$ ,  $WCL_3=35,4\text{ ppm}$  [A12]

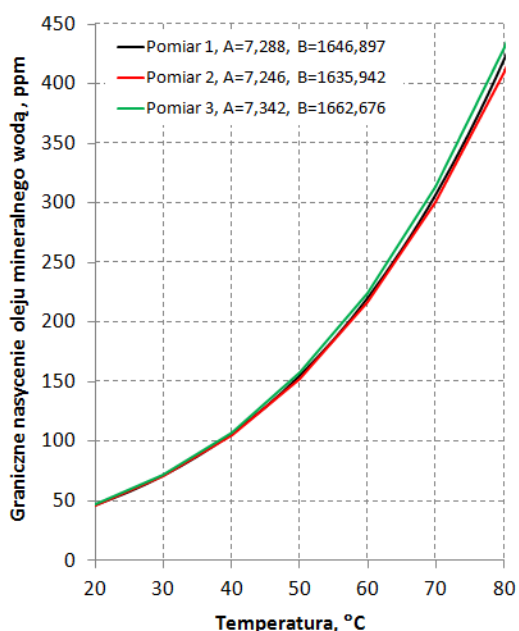
Przy użyciu wyników badań przedstawionych na rysunku 4.3 oraz wzoru (4.2) habilitant wyznaczył współczynniki  $A=7,288$  i  $B=1646,897$  dla badanego oleju mineralnego. Badanie to powtórzono dwukrotnie, a otrzymane wyniki zestawiono w tabelicy 4.1 oraz na rysunku 4.4.

Wyniki badań przedstawione w tabelicy 4.1 oraz na rysunku 4.4 są powtarzalne, co świadczy o wiarygodności i skuteczności proponowanej metody.

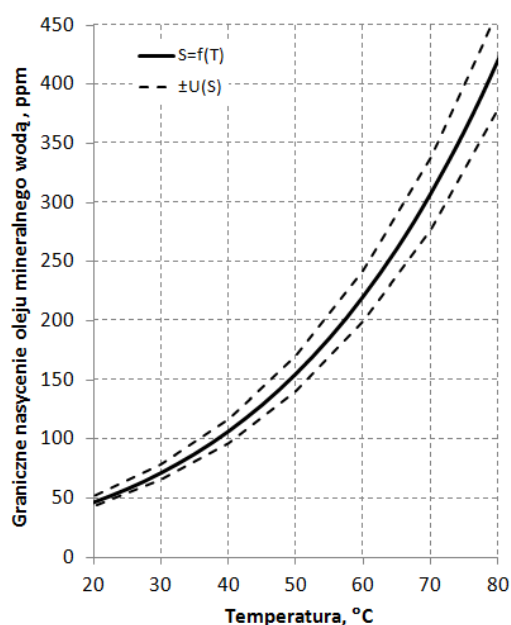
Tabela 4.1. Porównanie współczynników A i B oraz obliczonego na ich podstawie granicznego nasycenia oleju mineralnego wodą – S [A12]

Temperatura [°C]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Pomiar 1 – A=7,288, B=1646,897 S±U(S) [ppm]	18±2	30±3	47±4	72±7	107±10	155±15	221±21	308±30	421±42	566±57	749±76
Pomiar 2 – A=7,246, B=1635,942 S±U(S) [ppm]	18±2	29±3	46±4	71±7	105±10	153±15	216±21	301±30	411±42	551±57	727±76
Pomiar 3 – A=7,342, B=1662,676 S±U(S) [ppm]	18±2	30±3	47±4	72±7	108±10	157±15	224±22	314±31	430±43	580±58	769±78

U(S) - rozszerzona niepewność pomiarowa



Rys. 4.4. Wyniki granicznego nasycenia oleju mineralnego wodą w funkcji temperatury [A12]



Rys. 4.5. Niepewność pomiaru granicznego nasycenia oleju mineralnego wodą; S=f(T) – wynik granicznego nasycenia oleju wodą uzyskany dla pomiaru 1 (tabela 4.1), U(S) – rozszerzona niepewność pomiarowa [A12]

Dla wyników granicznego nasycenia cieczy wodą S przedstawionych w tabelicy 4.1 wyznaczono niepewność rozszerzoną U(S) dla współczynnika rozszerzenia k=2. Do obliczeń zastosowano wzór:

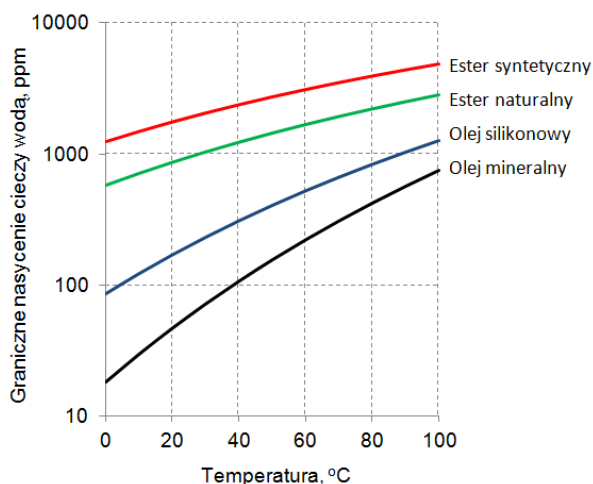
$$U(S_n) = k \cdot u_c(S_n) = k \cdot \sqrt{\left[ \frac{\partial(\frac{WCL_n \cdot 100}{RS_n})}{\partial WCL_n} \cdot u(WCL) \right]^2 + \left[ \frac{\partial(\frac{WCL_n \cdot 100}{RS_n})}{\partial RS_n} \cdot u(RS) \right]^2} \quad (4.3)$$

Dla wyznaczenia niepewności pomiaru granicznego nasycenia oleju mineralnego wodą przyjęto niepewność standardową pomiaru zawartości wody metodą KFT równą  $u(WCL)=1,5$  ppm oraz niepewność standardową pomiaru względnego nasycenia oleju wodą równą  $u(RS)=0,5\%$ . Niepewność „pomiaru 1” granicznego nasycenia oleju mineralnego wodą przedstawiono na rysunku 4.5.

Opracowaną metodę habilitant wykorzystał do wyznaczenia współczynników A i B (Tablica 4.2) cieczy alternatywnych dla oleju mineralnego takich jak ester syntetyczny, ester naturalny oraz olej silikonowy. Na podstawie wyznaczonych współczynników obliczona została graniczna rozpuszczalność wody w tych cieczach w funkcji temperatury (rys. 4.6). Wyniki tych badań habilitant opublikował w [A14].

Tablica 4.2. Współczynniki A i B wyznaczone dla różnych cieczy elektroizolacyjnych [A14]

Ciecz \ Współczynnik	A	B
Olej mineralny	7,288	1646,897
Olej silikonowy	6,301	1193,869
Ester naturalny	5,346	707,190
Ester syntetyczny	5,320	608,281



Rys. 4.6. Graniczne nasycenie cieczy elektroizolacyjnych wodą w funkcji temperatury [A14]

### Podsumowanie i aplikacyjność opisanych osiągnięć

Opisany w artykule [A12] czujnik pojemnościowy umożliwia poprawny pomiar względnego nasycenia wodą różnych cieczy elektroizolacyjnych. Problem pojawia się w sytuacji, gdy potrzebna jest wiedza na temat zawartości wody wyrażonej w ppm wagowo, co wymuszają, nie koniecznie zasadnie, normy i instrukcje eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych. Przekształcając wzór (4.2) możliwe jest obliczenie stężenia wody WCL w cieczy w ppm wagowo na podstawie zmierzonego za pomocą czujnika pojemnościowego względnego nasycenia cieczy wodą. Aby to zrobić niezbędne są współczynniki A i B wyznaczone dla danej cieczy elektroizolacyjnej. Montowane w urządzeniach sondy pojemnościowe mają wbudowany algorytm pozwalający na obliczenie zawartości wody w cieczy elektroizolacyjnej w ppm wagowo, jednak do obliczeń wykorzystują najczęściej współczynniki A i B, które zostały wyznaczone dla danego, nowego oleju mineralnego. W takiej sytuacji pomiar zawartości wody w ppm wagowo za pomocą sondy pojemnościowej, w cieczach o innej rozpuszczalności wody niż nowy olej mineralny, może być zaniżony. Z tego względu, do obliczania zawartości wody w ppm wagowo na podstawie zmierzonego sondą pojemnościową względnego nasycenia cieczy wodą niezbędne jest wyznaczenie współczynników A i B dla danej cieczy. **Opracowana przez habilitanta metoda wyznaczania współczynników A i B przyczynia się do poprawy pomiaru zawartości wody w cieczach elektroizolacyjnych (w ppm wagowo) za pomocą czujnika pojemnościowego. Metoda ta zostanie zamieszczona w broszurze przygotowywanej przez grupę roboczą CIGRE D1.52, w której habilitant jest aktywnym członkiem (Załącznik 8).**

Przedstawione w pracy [A12] i [A14] wyniki badań granicznego nasycenia cieczy elektroizolacyjnych wodą w funkcji temperatury zostały wykorzystane przez habilitanta w pracy [A14] do opracowania krzywych równowagi zawilgocenia układów izolacyjnych złożonych z różnego rodzaju cieczy elektroizolacyjnych i materiałów celulozowych o różnym stopniu zesterzenia. Krzywe te umożliwiają wyznaczanie zawilgocenia izolacji stałej transformatora na podstawie wyniku pomiaru zawartości wody w cieczy elektroizolacyjnej (rozdział c.4.1).

### c.2.2. Higroskopijność celulozy

Izotermy sorpcji wody to charakterystyki przedstawiające zależność zawartości wody w materiale w funkcji wilgotności względnej otoczenia dla różnych wartości temperatury. Pierwszymi izotermami sorpcji wody dla celulozy, zaadoptowanymi na potrzeby wyznaczania zawilgocenia izolacji stałej układów izolacyjnych transformatora, były charakterystyki opublikowane przez Jeffriesa w 1960 roku. W roku 1983 zostały one wykorzystane przez Oommena do skonstruowania krzywych równowagi zawilgocenia. Należy zwrócić uwagę, że izotermy Jeffriesa, a przez to i krzywe równowagi Oommena nie są uniwersalne i nie mogą być stosowane np. do zesterzonej izolacji celulozowej. Fakt ten był dla habilitanta inspiracją do przeprowadzenia badań, na podstawie których możliwe było wyznaczenie izoterm sorpcji wody, a następnie krzywych równowagi zawilgocenia dla celulozy o różnym stopniu polimeryzacji. W publikacji [A14] habilitant przedstawił wyniki badań, których celem było wyznaczenie izoterm sorpcji wody dla celulozy o różnym stopniu polimeryzacji. Badania obejmowały zesterzenie izolacji celulozowej do pożądanego stopnia polimeryzacji. Poziom polimeryzacji celulozy został zmierzony przez habilitanta za pomocą metody lepkościowej zgodnie z normą PN-EN 60450. Następnie próbki celulozy osuszono i kondycjonowano w komorze klimatycznej przy ściśle określonych wartościach wilgotności względnej i temperatury powietrza, aż do uzyskania stanu równowagi zawilgocenia. Na podstawie różnicy masy po suszeniu i po kondycjonowaniu próbek w komorze klimatycznej ustalano procentową zawartość wody w próbkach. Opisane powyżej badania habilitant przeprowadził w zakresie wilgotności względnej powietrza od 10 do 70% dla dwóch wartości temperatury 30 i 50°C. Wybrane wyniki badań dla temperatury 50°C przedstawiono w tablicy 4.3.

Tablica 4.3. Zawartość wody w celulozie o różnym stopniu polimeryzacji kondycjonowanej w powietrzu o temperaturze równej 50°C i wilgotności względnej RH z przedziału od 10 do 70% [A14]

DP	Zawartość wody w celulozie, %							
	RH, %	15,8	24,7	33,7	42,6	51,5	60,5	69,4
1360	Pomiar I	2,58	3,43	4,44	5,39	6,39	7,49	8,91
	Pomiar II	2,57	3,52	4,45	5,52	6,37	7,31	8,60
	Średnia	2,57	3,47	4,45	5,46	6,38	7,40	8,75
670	Pomiar I	2,32	3,10	3,91	4,74	5,60	6,53	7,79
	Pomiar II	2,35	3,02	3,95	4,83	5,67	6,52	7,67
	Średnia	2,33	3,06	3,93	4,78	5,63	6,52	7,73
464	Pomiar I	2,20	2,96	3,78	4,56	5,32	6,22	7,32
	Pomiar II	2,25	2,98	3,78	4,69	5,50	6,27	7,39
	Średnia	2,22	2,97	3,78	4,63	5,41	6,25	7,36
272	Pomiar I	1,99	2,77	3,50	4,28	5,07	5,86	6,86
	Pomiar II	2,17	2,82	3,61	4,30	5,08	5,84	6,92
	Średnia	2,08	2,80	3,56	4,29	5,07	5,85	6,89

Sorpcja wody przez materiał jest bardzo złożonym zjawiskiem zależnym od szeregu czynników, między innymi od struktury materiału i jego składu. W literaturze odnaleźć można setki modeli matematycznych pozwalających na opisanie izoterm sorpcji wody głównie w żywności. Modele te można podzielić na trzy kategorie: empiryczne, półempiryczne i teoretyczne [8-10]. Eksperymentalne wyznaczenie izoterm sorpcji wody dla różnych wartości temperatury i dla różnych poziomów zesterzenia celulozy byłoby bardzo czasochłonne. Alternatywą jest użycie modeli teoretycznych, których główną zaletą jest fakt, że ich parametry mają sens fizyczny. Na przykład zawierają one informację o zawartości wody w monomolekularnej warstwie wody  $X_m$ .

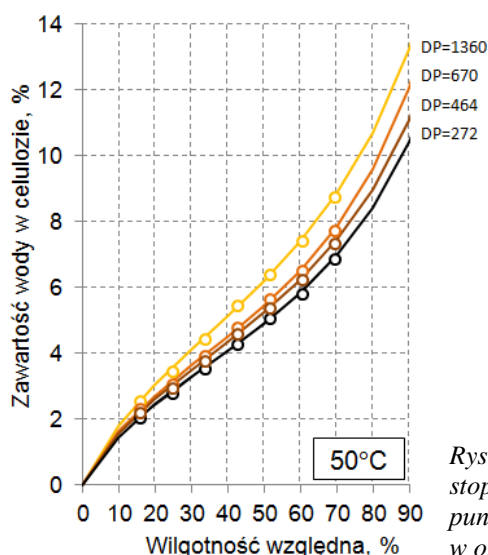
Na podstawie wyników badań przedstawionych w tabelicy 4.3 i doświadczeń opisanych m. in. przez Jeffries [11] habilitant wybrał model matematyczny GAB (Guggenheim, Anderson, and de Boer) do opisu sigmoidalnego kształtu izoterm sorpcji wody przez celulozę, a następnie wyznaczył parametry tego modelu. Model GAB może być wykorzystany do aproksymacji danych eksperymentalnych dla wilgotności względnej powietrza w zakresie aż do 90%. W publikacji [A14] habilitant przedstawił model GAB w następującej postaci:

$$WCP = \frac{X_m \cdot C \cdot k \cdot a_w}{(1 - k \cdot a_w) \cdot (1 + k \cdot a_w \cdot (C - 1))} \cdot 100 \quad (4.4)$$

gdzie:  $WCP$  – zawartość wody w celulozie w stanie równowagi wyrażona w % (kg wody / kg suchej celulozy);  $X_m$  – zawartość wody w pierwszej warstwie wyrażona w kg wody / kg suchej celulozy;  $C$  – stała energetyczna, nazywana również stałą Guggenheima;  $k$  – parametr związany z oddziaływaniem cząsteczek w wielowarstwie;  $a_w$  – aktywność wody. Związek pomiędzy aktywnością wody a wilgotnością względną jest następujący:

$$RH = a_w \cdot 100 \quad (4.5)$$

Na podstawie danych pomiarowych przedstawionych w tabelicy 4.3 oraz wzoru (4.4) habilitant wyznaczył izoterm sorpcji wody dla celulozy o różnym stopniu zesterzenia dla temperatury 30°C i 50°C. Izoterm przygotowane dla 50°C zostały przedstawione na rysunku 4.7.



Rys. 4.7. Izoterm sorpcji wody dla celulozy o różnym stopniu polimeryzacji, dla temperatury 50°C, kółka – punkty pomiarowe, linia ciągła – izoterm przygotowane w oparciu o model GAB i dane pomiarowe [A14]

Habilitant uzyskał bardzo dobre dopasowanie izoterm wyznaczonych za pomocą modelu GAB do wyników pomiarowych. Współczynnik determinacji  $R^2$  – dopasowania modelu do danych empirycznych wyniósł 0,9994 dla DP=1360; 0,9992 dla DP=670; 0,9994 dla DP=464 oraz 0,9996 dla DP=272.

PP



Aby ograniczyć liczbę danych pomiarowych niezbędnych do wyznaczenia izoterm sorpcji wody dla różnych wartości temperatury za pomocą modelu GAB habilitant zastosował metodę zaproponowaną w pracy [8]. W metodzie tej do obliczenia wartości niezbędnych w modelu GAB potrzebna jest tylko jedna wartość temperatury i jedna wartość czystego izosterycznego ciepła adsorpcji wody  $Q_s$  dla danej zawartości wody w celulozie. Aby dokonać obliczeń niezbędne jest zastosowanie metody SISH (*Single Isotherm Single Heat*). Wyniki badań przedstawione w pracy [8] wykazały, że wprowadzenie zależności temperaturowej tylko w stałej energetycznej  $C$  jest wystarczające do otrzymania dokładnego odwzorowania izoterm za pomocą modelu GAB. Parametr  $C$  zmienia się wraz z temperaturą zgodnie z równaniem Arrheniusa:

$$C = C_0 \cdot \exp\left[\frac{Q}{R}\left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}}\right)\right], \quad (4.6)$$

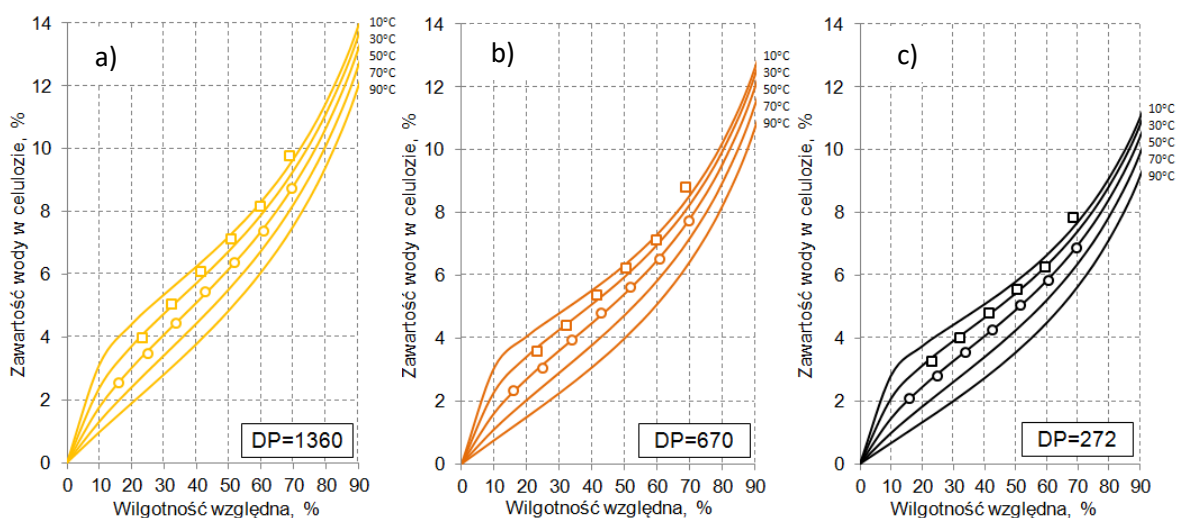
gdzie  $C_0$  oznacza wartość  $C$  dla temperatury odniesienia,  $Q$  – energia adsorpcji wyrażona w J/mol,  $R$  – stała gazowa równa  $8,3144 \text{ J/mol}\cdot\text{K}^{-1}$ ,  $T$  and  $T_{ref}$  są wyrażone w K.

Wykorzystując wyniki przedstawione w tabelcy 4.3, wzory (4.4) i (4.6) oraz metodę SISH, habilitant wyznaczył parametry przedstawione w tabelcy 4.4 niezbędne do przygotowania zestawów izoterm sorpcji wody dla celulozy o różnym stopniu zestarzenia.

Tabela 4.4. Parametry wykorzystane do przygotowania izoterm sorpcji wody przez celulozę o różnym stopniu polimeryzacji DP [A14]

DP	$X_m$	k	$C_0$	Q	$T_{ref}$
1360	0,05128	0,716	6,14460	19310,76	323,15
670	0,04248	0,746	6,76652	24898,44	323,15
464	0,04982	0,714	6,48462	24035,44	323,15
272	0,03984	0,718	6,60235	25103,04	323,15

Rysunki 4.8a, 4.8b i 4.8c przedstawiają wyznaczone przez habilitanta izotermie sorpcji wody dla celulozy kolejno o stopniu polimeryzacji równym 1360, 670 i 272. Izotermie zostały opracowane na podstawie danych zawartych w tabelcy 4.4.



Rys. 4.8. Izotermie sorpcji wody dla celulozy o stopniu polimeryzacji a) DP=1360, b) DP=670, c) DP=272; kółka – punkty pomiarowe; linie ciągłe – izotermie przygotowane przy wykorzystaniu modelu GAB i metody SISH [A14]

Na podstawie analizy izoterm sorpcji wody przedstawionych na rysunkach 4.8a–4.8c wykazano, że niezależnie od stopnia polimeryzacji celulozy i temperatury mają one kształt sigmoidalny, a do ich opisu można zastosować model GAB. **Habilitant wykazał znaczący wpływ stopnia polimeryzacji celulozy na higroskopijność celulozy.** W wyniku procesów starzenia dochodzi do zmian w strukturze włókna i cząsteczki celulozy, którym towarzyszy spadek higroskopijności tego materiału. O higroskopijności celulozy decydują przede wszystkim stopień krystaliczności celulozy i liczba wolnych grup wodorotlenowych. Oba te parametry zmieniają się w wyniku procesów starzeniowych zachodzących w celulozie, co wpływa na zmniejszenie zdolności celulozy do sorpcji wody. Z kolei przyczyną spadku higroskopijności celulozy wraz ze wzrostem temperatury jest energia wiązań wodorowych, która jest porównywalna z energią drgań cząsteczek celulozy. Wzrost energii tych drgań spowodowanych wzrostem temperatury zmniejsza prawdopodobieństwo przyłączenia się cząsteczek wody do wolnych grup wodorotlenowych i zarazem zwiększa możliwość uwolnienia cząsteczek wody wcześniej związanych.

Izotermy opracowane dla nowej celulozy o stopniu polimeryzacji (DP=1360) habilitant porównał z izotermami dostępnymi w literaturze [11, 12, 13]. Wykazano dużą zgodność wyników z wynikami przedstawionymi w pracach [11] i [12] szczególnie w zakresie niskich wartości zawilgocenia izolacji celulozowej. Ten zakres jest szczególnie istotny ze względu na diagnostykę układu izolacyjnego transformatora pod kątem jego zawilgocenia. Uzyskana zgodność wyników świadczy o poprawności zastosowanej procedury wyznaczania izoterm sorpcji wody.

#### ***Podsumowanie i aplikacyjność opisanych osiągnięć***

Zaproponowany przez habilitanta sposób wyznaczania izoterm sorpcji wody dla materiałów celulozowych w oparciu o zebrane dane pomiarowe oraz zaczerpniętą z artykułu [8] procedurę wykorzystującą model GAB oraz metodę SISH może być stosowany do wyznaczania izoterm sorpcji wody dla różnych materiałów włóknistych wykorzystywanych np. w elektroenergetyce. Przedstawiona przez habilitanta metoda jest znacznie mniej czasochłonna niż metoda ściśle eksperymentalna.

**Habilitant wyznaczył parametry modelu matematycznego GAB, które posłużyły do opracowania izoterm sorpcji wody dla materiałów celulozowych o różnym stopniu polimeryzacji. Osiągnięcie to pozwoliło habilitantowi na przygotowanie krzywych równowagi zawilgocenia dla izolacji celulozowej o różnym stopniu zesterzenia (c.4.1). Opracowane izotermy sorpcji wody stanowią znaczący wkład habilitanta w poprawę metod oceny zawartości wody w izolacji stałej transformatora na podstawie informacji o zawilgoceniu cieczy elektroizolacyjnej.**

Wyniki badań habilitanta dotyczące wpływu stopnia polimeryzacji celulozy na jej higroskopijność zostaną przedstawione w broszurze CIGRE grupy D1.51 w rozdziale dotyczącym metod pośrednich wyznaczania zawartości wody w izolacji stałej.

#### ***c.2.3. Rozkład zawilgocenia w układzie izolacyjnym transformatora***

W układzie izolacyjnym transformatora rozkład temperatury jest niejednorodny. Konsekwencją tego jest nierównomierny rozkład zawilgocenia w układzie izolacyjnym, a także nierównomiernie postępujący proces starzenia. W miejscach o podwyższonej temperaturze izolacja ulega szybszemu starzeniu w porównaniu z miejscami mniej nagrzanymi. Izolacja celulozowa pracująca w najwyższej temperaturze i ulegająca najszybszej depolimeryzacji to papier nawojowy stosowany na izolację uzwojeń. Poziom

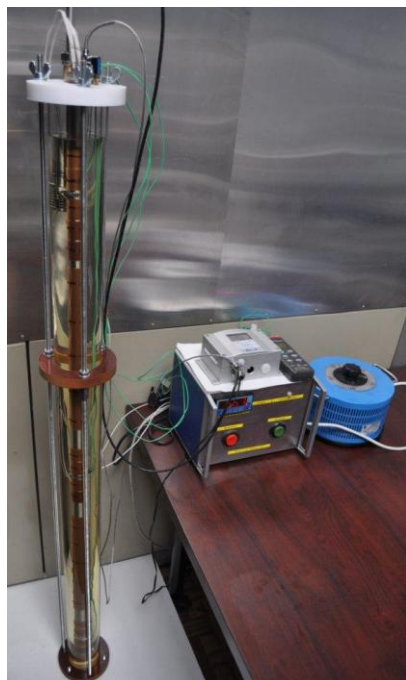
zawilgocenia i zesterzenia papieru nawojowego determinuje warunki obciążenia urządzenia, między innymi ze względu na możliwość wystąpienia *bubble effect* (c.3.1).

W publikacjach [14] i [15] odnaleźć można informację, że decydującym czynnikiem wpływającym na rozkład zawilgocenia jest właśnie rozkład temperatury. W miejscach o wyższej temperaturze (górna część kadzi) znajduje się mniej wody w izolacji celulozowej, w stosunku do miejsc o niższej temperaturze (dolna część kadzi). Przyczyną spadku ilości zmagazynowanej wody w izolacji celulozowej wraz ze wzrostem temperatury, jest wartość energii wiązań wodorowych, co opisano w c.2.2.

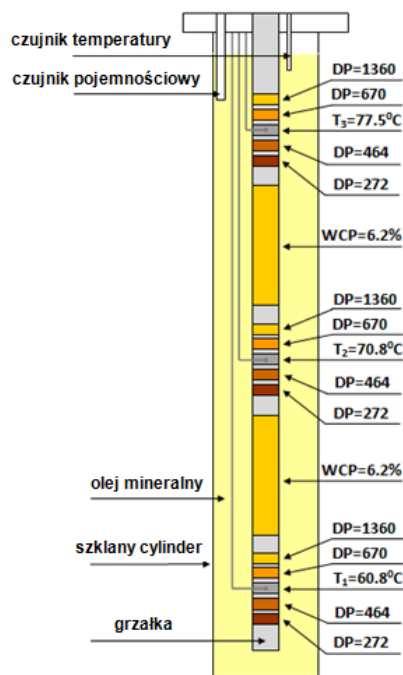
W procesach sorpcji wody szczególną rolę odgrywa stopień krystaliczności celulozy oraz liczba wolnych grup wodorotlenowych. Oba te parametry ulegają zmianie w wyniku procesów starzeniowych zachodzących w celulozie. Dlatego należy oczekiwać, że zesterzenie celulozy wpływa na jej higroskopijność. W związku z powyższym habilitant postawił tezę, mówiącą że **nierównomierne zesterzenie izolacji celulozowej jest dodatkowym czynnikiem, obok rozkładu temperatury, wpływającym na rozmieszczenie zawilgocenia w układzie izolacyjnym transformatora.**

Habilitant przeprowadził badania, które miały dać możliwość jakościowej i ilościowej analizy wpływu stopnia polimeryzacji celulozy na rozkład zawilgocenia w papierze nawojowym transformatorowym z uwzględnieniem rozkładu temperatury. Wyniki tych badań zostały opublikowane w pracy [A7].

Do badań habilitant skonstruował układ pomiarowy przedstawiony na rysunku 4.9. W eksperymencie zbadano papier o różnym stopniu polimeryzacji celulozy. Stopień polimeryzacji nowej celulozy był równy 1360, natomiast zesterzonej 670, 464 oraz 272. Do badań przygotowano trzy zestawy próbek. Każdy zestaw zawierał cztery próbki papieru o różnym stopniu polimeryzacji. Wszystkie próbki wysuszono i niezwłocznie zaimpregnowano nowym olejem mineralnym. Tak przygotowane próbki papieru nawinięto na grzałkę, każdy zestaw na innej wysokości (rys. 4.10).



Rys. 4.9. Układ pomiarowy wykorzystany do badania wpływu temperatury i stopnia polimeryzacji celulozy na rozkład zawilgocenia [A7]



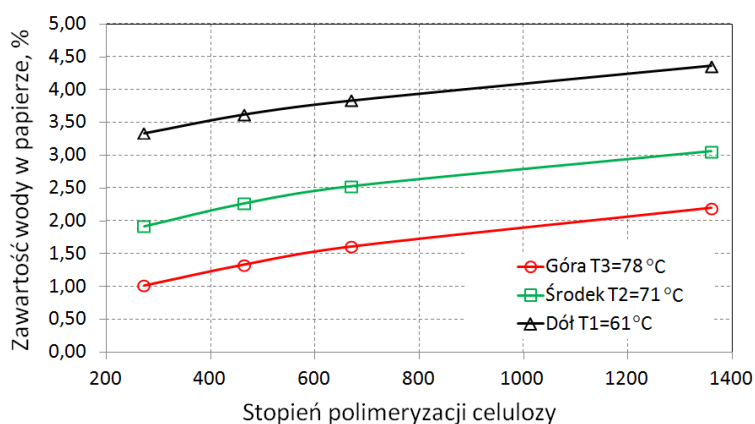
Rys. 4.10. Rozmieszczenie w układzie pomiarowym suchych próbek celulozy o różnym stopniu zesterzenia oraz papieru zawilgoconego [A7]

PP

Ze względu na konwekcję, każdy zestaw poddawany był działaniu innej temperatury. Ponadto na grzałkę nawinięto dwa pasy zawilgoconego papieru o zawartości wody równej 6,2%. Tak przygotowany układ poddano procesowi kondycjonowania. Celem kondycjonowania było uzyskanie stanu równowagi zawilgocenia pomiędzy olejem a próbkami papieru nawiniętymi na grzałkę. Woda poprzez olej migrowała z zawilgoconego papieru do suchych próbek celulozy o różnym stopniu polimeryzacji. Proces kondycjonowania układu izolacyjnego trwał 32 dni. Po tym czasie zawartość wody we wszystkich próbkach papieru została zmierzona za pomocą metody Karla Fischera. Wyniki tych badań przedstawiono na rysunku 4.11.

Przeprowadzone badania wykazały znaczący wpływ stopnia polimeryzacji celulozy na jej higroskopijność i potwierdziły słuszność postawionej tezy. Wykazano, że wraz ze spadkiem stopnia polimeryzacji maleje zdolność celulozy do adsorpcji wody.

Na podstawie badań modelowych wykazano, że wraz z postępującym starzeniem celulozy wzrasta nierównomierność rozkładu zawilgocenia izolacji w transformatorze. Dla przyjętych warunków eksperymentu największa różnica zawilgocenia próbek papieru wywołana temperaturą i zesterzeniem wynosi, aż 3,35 punktu procentowego.



Rys. 4.11. Zawartość wody w próbkach papieru po okresie kondycjonowania w zależności od stopnia polimeryzacji celulozy dla trzech różnych wartości temperatury [A7]

### Podsumowanie i aplikacyjność opisanych osiągnięć

Przytoczone wyniki badań pokazują jak bardzo mogą różnić się wartości najmniejszego i największego zawilgocenia w układzie izolacyjnym transformatora. Wartości te w znaczący sposób odbiegają od wartości średnich zawilgocenia izolacji mierzonych przy użyciu metod opartych na odpowiedzi dielektrycznej układu izolacyjnego lub krzywych równowagi zawilgocenia. Fakt ten powinien być uwzględniany szczególnie w sytuacji oceny zawartości wody w transformatorach o długim czasie eksploatacji charakteryzujących się znaczącym stopniem zesterzenia i zawilgocenia izolacji. Problem ten jest akcentowany w raportach z pomiarów zawilgocenia izolacji transformatorów wykonywanych w ramach prac zleconych przez różne podmioty gospodarcze i realizowanych przez habilitanta oraz innych pracowników Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej.

**Wyjaśnienie przyczyn rozkładu zawilgocenia stanowi wkład habilitanta w poprawę bezpieczeństwa eksploatacji transformatorów o znacznym poziomie zawilgocenia i zesterzenia. Uzyskane przez habilitanta wyniki badań zostaną zamieszczone w broszurze CIGRE opracowywanej przez grupę D1.52.**

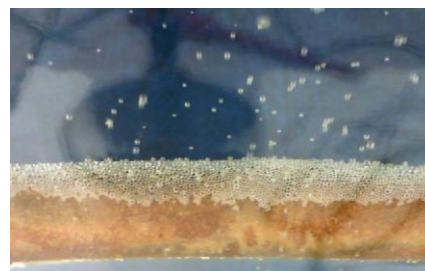
PP



### c.3. Wybrane konsekwencje zawilgocenia układu izolacyjnego

#### c.3.1. Efekt bąbelkowania

Efekt bąbelkowania z ang. *bubble effect* należy rozumieć jako wydzielanie pęcherzyków gazu z izolacji celulozowej (rys. 4.12.). Problem ten dotyczy urządzeń o izolacji celulozowej syconej olejem, przede wszystkim transformatorów. *Bubble effect* może doprowadzić do niebezpiecznego wzrostu ciśnienia w kadzi transformatora lub obudowie urządzenia np. izolatora przepustowego. Konsekwencją tego może być wzrost ciśnienia w kadzi prowadzący do eksplozji lub wytłoczenie oleju przez nieszczelności, odsłonięcie izolacji, intensywne wyładowania powierzchniowe, a w rezultacie pożar i eksplozja.



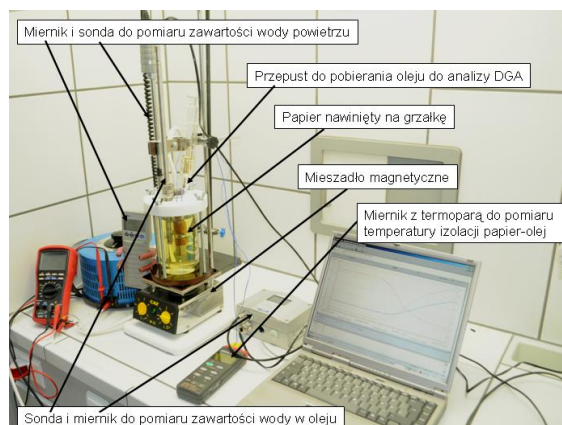
Rys. 4.12. Efekt bąbelkowania – wydzielanie pęcherzyków gazu z papieru nawojowego zanurzonego w oleju [A1]

W literaturze problem zjawiska bąbelkowania ujmowano w sposób wybiórczy. Przykładowo autorzy pracy [16] badali wyłącznie wpływ obecności wody w izolacji celulozowej oraz zawartości gazów w oleju na temperaturę inicjacji zjawiska bąbelkowania. Z kolei autorzy pracy [17] wyznaczyli temperaturę inicjacji zjawiska bąbelkowania w zależności od zawartości wody w izolacji celulozowej i szybkości wzrostu temperatury. Autorzy badań nie uwzględniali w swoich eksperymentach szeregu innych czynników wpływających na temperaturę inicjacji tego zjawiska. W związku z powyższym habilitant zaplanował następujące badania, których cele przedstawiono poniżej:

- (1) eksperymentalne potwierdzenie powiązania efektu bąbelkowania z wydzielaniem pary wodnej z izolacji celulozowej [A1],
- (2) analiza czynników wpływających na temperaturę inicjacji zjawiska bąbelkowania [A1, A3, A9]
- (3) wskazanie najniższej temperatury inicjacji zjawiska dla realnych warunków eksploatacji urządzenia [A3],
- (4) wykazanie możliwości wystąpienia zjawiska bąbelkowania w izolatorze przepustowym [A5, A11].

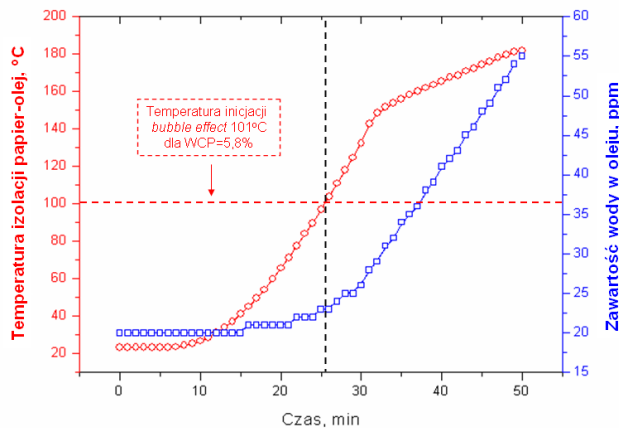
W latach 2008-2010 habilitant był kierownikiem grantu habilitacyjnego nr N N510 357336 pt. *Migracja wody i rozkład zawilgocenia w wielkogabarytowych układach izolacyjnych papier-olej o różnym stopniu zesterzenia* finansowanego ze środków Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego. Dzięki pozyskanym środkom na realizację grantu możliwe było zrealizowanie zadań od (1) do (3).

W pracy [A1] habilitant opisał układ pomiarowy (rys. 4.13) skonstruowany w celu wykazania powiązania pomiędzy efektem bąbelkowania a problemem zawilgocenia izolacji celulozowej objawiającym się wydzielaniem pary wodnej po przekroczeniu

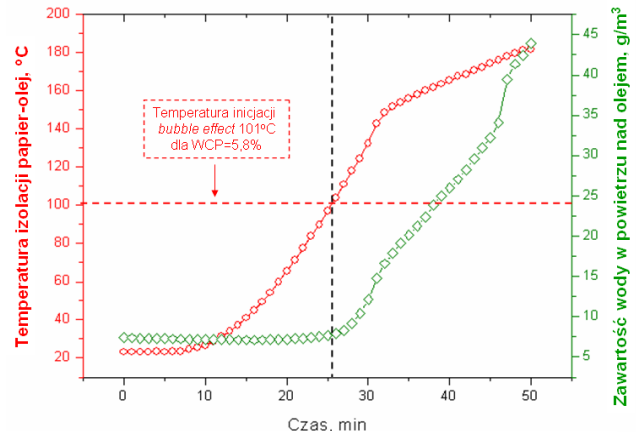


Rys. 4.13. Układ pomiarowy do badania zjawiska *bubble effect*, umożliwiający monitoring zawartości wody w oleju oraz w powietrzu nad olejem [A1]

temperatury inicjacji zjawiska. Na rysunkach 4.14 i 4.15 przedstawiono uzyskane wyniki badań. W 26 minucie trwania eksperymentu, po osiągnięciu przez izolację papier-olej temperatury 101°C, zaobserwowano początek zjawiska bąbelkowania. Wraz z rozpoczęciem *bubble effect* widoczny jest gwałtowny wzrost zawartości wody w oleju (rys. 4.14) oraz wzrost zawartości wody w powietrzu nad olejem (rys. 4.15). Przeprowadzony eksperyment potwierdził, że pęcherzyki gazu wydzielane podczas *bubble effect* to para wodna. Wydzielona z izolacji para wodna spowodowała wzrost zawilgocenia oleju oraz wzrost zawartości wody w powietrzu nad olejem.



Rys. 4.14. Temperatura izolacji papier-olej oraz zawartość wody w oleju w zależności od czasu trwania eksperymentu [A1]

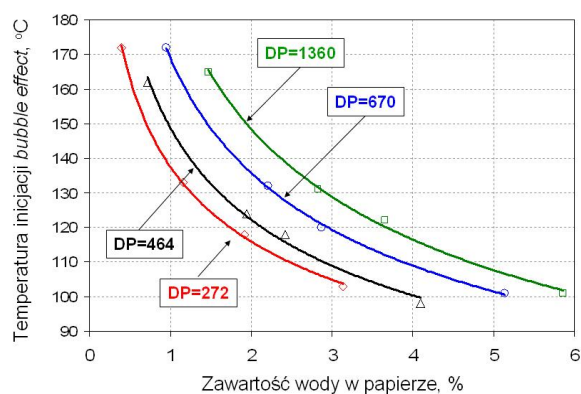


Rys. 4.15. Temperatura izolacji papier-olej oraz zawartość wody w powietrzu nad olejem w zależności od czasu trwania eksperymentu [A1]

Kolejny etap badań dotyczył analizy czynników wpływających na temperaturę inicjacji zjawiska bąbelkowania. Czynniki te habilitant wytypował na podstawie danych literaturowych [16, 17] i własnych doświadczeń [B1]. Habilitant zbadał następujące czynniki mogące mieć wpływ na temperaturę inicjacji efektu bąbelkowania:

- (1) zawartość wody w papierze [A1],
- (2) stopień polimeryzacji celulozy [A1],
- (3) suma gazów rozpuszczonych w oleju [A1],
- (4) prędkość narastania temperatury izolacji [A3],
- (5) ciśnienie [A3],
- (6) natężenie pola elektrycznego,
- (7) rodzaj papieru nawojowego [A9].

W pracy [A1] habilitant przedstawił wyniki badań temperatury inicjacji *bubble effect* w zależności od zawartości wody w papierze i stopnia polimeryzacji papieru (rys. 4.16). Uzyskane wyniki badań potwierdziły, omawiany w pracach [16, 17], istotny wpływ zawartości wody na temperaturę inicjacji zjawiska bąbelkowania. Ponadto habilitant wykazał, że wraz ze spadkiem stopnia polimeryzacji celulozy znacząco maleje temperatura inicjacji zjawiska. Fakt ten musi być brany pod uwagę w zaleceniach dotyczących eksploatacji transformatora po badaniach zawartości wody w izolacji stałej.



Rys. 4.16. Temperatura inicjacji *bubble effect* w zależności od zawartości wody dla celulozy nowej oraz w różnym stopniu zestarzonej (stopień polimeryzacji DP: 1360, 670, 464, 272) [A1]



W pracy [A1] habilitant opisał wyniki badań wpływu nasycenia oleju gazem na temperaturę inicjacji *bubble effect*. Analizę jakościową i ilościową gazów zawartych w przygotowanych próbkach oleju habilitant przeprowadził za pomocą chromatografu gazowego model 8610C firmy SRI Instruments. Przeprowadzone badania wykazały wpływ zawartości gazów w oleju mineralnym na temperaturę inicjacji *bubble effect*. Wnioski te są zgodne z wnioskami wyciągniętymi przez Oommena i Lindgrena w pracy [16].

Kolejne badania przeprowadzone przez habilitanta, i opisane w pracy [A3], dotyczyły badania wpływu szybkości wzrostu temperatury na inicjację *bubble effect*. Z danych przedstawionych w pracy [17] wynika, że szybkość wzrostu temperatury izolacji ma istotny wpływ na inicjację *bubble effect*. Dla szybkiego wzrostu temperatury, wartość temperatury inicjacji efektu bąbelkowania jest mniejsza niż w przypadku jej wolnego wzrostu. Niestety w publikacji [17] nie podano, jak należy rozumieć wolny i szybki wzrost temperatury oraz nie opisano innych istotnych warunków wpływających na wartość temperatury inicjacji *bubble effect*. W pracy [A3] habilitant przedstawił wyniki badań dla czterech prędkości podnoszenia temperatury izolacji (2, 4, 6,5, oraz 9°C/min) oraz dla celulozy nowej (DP=1360) oraz mocno zestarzonej (DP=272). Na podstawie uzyskanych wyników badań habilitant ustalił, że wraz ze wzrostem szybkości podnoszenia temperatury papieru maleje temperatura inicjacji *bubble effect*.

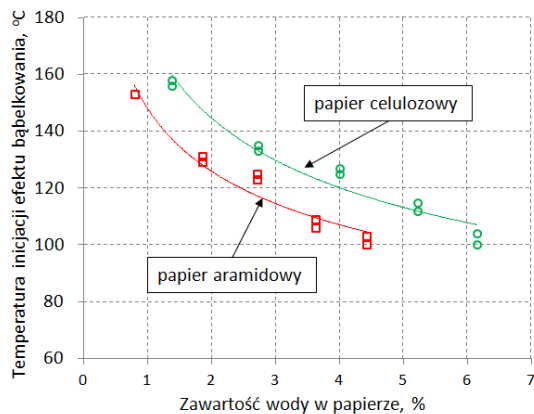
W pracy [A3] habilitant zamieścił wyniki badań wpływu ciśnienia na temperaturę inicjacji *bubble effect*. Badania przeprowadzono dla ciśnienia całkowitego w zakresie od 1021 do 1127 hPa. Ciśnienie całkowite obliczono poprzez dodanie ciśnienia atmosferycznego do ciśnienia słupa oleju. Badania przeprowadzono w cylindrze o wysokości 150 cm, co pozwoliło na uzyskanie maksymalnej wartości ciśnienia równej właśnie 1127 hPa. W przypadku transformatorów dużej mocy wartość ta odpowiada ciśnieniu dla izolacji umieszczonej w środkowej części kadzi. Przeprowadzone badania wykazały niewielki wzrost temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania wraz ze wzrostem ciśnienia.

Ostatnim czynnikiem badanym przez habilitanta mogącym wpływać na temperaturę inicjacji *bubble effect* było natężenie pola elektrycznego. Wyniki tych badań habilitant opublikował w raporcie z realizacji projektu badawczego habilitacyjnego (nr N N510 357336). Do badań przyjęto realne wartości natężenie pola elektrycznego występujące w papierze nawojowym transformatorowym równe 1,5 kV/mm oraz 4 kV/mm. Przeprowadzone badania nie wykazały wpływu natężenia pola elektrycznego na temperaturę inicjacji *bubble effect*.

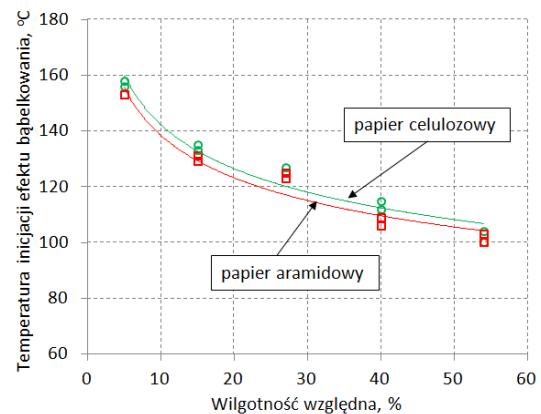
W pracy [A9] habilitant porównał temperaturę inicjacji efektu bąbelkowania papieru celulozowego i aramidowego. Materiały te różnią się znacząco pod względem higroskopijności. W przypadku transformatorów z częściową lub pełną izolacją aramidową tempo zawilgacania jest mniejsze niż w przypadku izolacji wykonanej z materiałów celulozowych. Wiąże się to z wysoką odpornością na utlenianie materiału aramidowego. Niemniej jednak układ izolacyjny zbudowany z materiałów aramidowych również będzie ulegał sukcesywnemu zawilgacaniu, co należy wiązać z przenikaniem wody poprzez nieszczelności do wnętrza kadzi. Wysoki poziom zawilgocenia układu izolacyjnego wiąże się z ryzykiem wystąpienia *bubble effect* zarówno w przypadku izolacji celulozowej jak i aramidowej, co jako pierwszy wykazał habilitant w publikacji [A9]. Na rysunkach 4.17 i 4.18 zestawiono otrzymane wyniki badań.

Dla papierów celulozowego i aramidowego, kondycjonowanych w tych samych warunkach klimatycznych, temperatura inicjacji *bubble effect* jest zbliżona. Biorąc natomiast pod uwagę papier celulozowy i aramidowy o tej samej zawartości wody można stwierdzić, że znacznie niższą temperaturą inicjacji efektu bąbelkowania charakteryzuje się papier

aramidowy. Nie mniej jednak niewłaściwym jest wnioskowanie, że papier aramidowy jest mniej przydatnym materiałem izolacyjnym ze względu na *bubble effect* niż papier celulozowy.



Rys. 4.17. Temperatura inicjacji efektu bąbelkowania dla papierów celulozowego oraz aramidowego w funkcji zawartości wody [A9]



Rys. 4.18. Temperatura inicjacji efektu bąbelkowania dla papierów celulozowego oraz aramidowego w funkcji wilgotności względnej powietrza, w którym kondycjonowano papiery [A9]

Najczęściej papier aramidowy pracuje w układach hybrydowych razem z papierem celulozowym. W takiej sytuacji oba materiały mają kontakt z cieczą izolacyjną o tym samym względnym nasyceniu wodą i ze względu na swoją mniejszą higroskopijność papier aramidowy zawilgocenie się w mniejszym stopniu. Należy się zatem spodziewać, że temperatura inicjacji efektu bąbelkowania w takim układzie zarówno dla papieru aramidowego jak i celulozowego będzie zbliżona.

Wynikiem kolejnego, trzeciego etapu badań, było wyznaczenie najniższej temperatury mogącej zainicjować *bubble effect*. Badania te habilitant przeprowadził uwzględniając wszystkie wielkości znacząco wpływające na rozwój *bubble effect* – a więc zawilgocenie, stopień zatarzenia, zawartość gazów, szybkość wzrostu temperatury, ciśnienie. Warunki i wyniki eksperymentu habilitant opisał szczegółowo w publikacji [A3]. Dla bardzo trudnych, ale realnych warunków pracy układu izolacyjnego transformatora, temperatura inicjacji *bubble effect* wynosi tylko 92°C. **Uwzględnienie jednocześnie wszystkich znanych czynników wpływających na temperaturę inicjacji zjawiska jest podejściem oryginalnym nie spotykanym dotychczas w literaturze.**

Czwarty etap prac dotyczył badań zjawiska bąbelkowania w izolatorach przepustowych typu OIP (*Oil Impregnated Paper*), RBP (*Resin Bonded Paper*) oraz izolatora typu OIP, w którym olej mineralny został zamieniony na ester syntetyczny. Habilitant wraz z współautorami publikacji [A5] i [A11] postawili tezę mówiącą, że **w izolatorach typu OIP i RBP może dojść do wystąpienia zjawiska bąbelkowania**. Autorzy publikacji przeprowadzili badania modelowe potwierdzające tę tezę. Geneza badań związana była z informacjami o licznych awariach izolatorów przepustowych w krajowym systemie elektroenergetycznym. Prace te były realizowane w ramach projektu badawczego pt. *Bubble effect w izolatorach przepustowych transformatorów energetycznych wysokiego napięcia* (nr N N511 312140), finansowanego ze środków Narodowego Centrum Nauki. Habilitant był głównym wykonawcą tego projektu.

W pracy [A11] habilitant porównał szybkość zawilgacania celulozy będącej w kontakcie z powietrzem z szybkością zawilgacania izolacji modeli izolatorów typu OIP i RBP zawierających aluminiowe ekrany, które służą do sterowania polem elektrycznym. Na

podstawie przeprowadzonych badań wykazano, że zarówno obecność ekranów jak i nasycenie izolacji celulozowej żywicą fenolowo-formaldehydową w znaczący sposób spowalniają proces zawilgacania celulozy, ale nie eliminują problemu obecności wody.

Problem zawilgocenia izolatorów przepustowych typu OIP, RBP jak i RIP (*Resin Impregnated Paper*) został niedawno dostrzeżony przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), które to w *Zarządzeniu DE/78/2014 Dyrektora Departamentu Eksploatacji w sprawie zatwierdzania nowych kryteriów DGA i metod diagnostycznych izolatorów przepustowych transformatorów eksploatowanych w PSE S.A. z dnia 24 lipca 2014*, zaleciły badania poziomu zawilgocenia izolacji przepustów i przyjęły wartości kryterialne zawartości wody dla poszczególnych typów izolacji. Do dostrzeżenia przez PSE tego problemu przyczyniły się wyniki badań przedstawione m.in. w pracy [A5]. Obecnie na zlecenie PSE zespół Zakładu Wysokich Napięć i Materiałów Elektrotechnicznych Politechniki Poznańskiej, w którego skład wchodzi habilitant, realizuje prace polegające na ocenie stopnia zawilgocenia izolacji izolatorów przepustowych za pomocą metody DFR (*Dielectric Frequency Response*).

Oprócz znaczącego zawilgocenia rdzenia izolacyjnego przepustu transformatorowego warunkiem koniecznym do wystąpienia zjawiska bąbelkowania jest wysoka temperatura izolacji. W przypadku nowego izolatora przepustowego, o zadawalających właściwościach dielektrycznych izolacji, źródłem ciepła są głównie straty rezystancyjne wynikające z przepływu prądu przez sworzeń izolatora. Natomiast w przypadku izolatora zestarzonego, którego izolacja jest zawilgocona i zawiera polarne produkty jej rozkładu, dodatkowym źródłem ciepła są straty dielektryczne. W takim izolatorze możliwość wystąpienia *bubble effect* jest realna.

Badania opisane w pracach [A5, A11] miały na celu wykazanie prawdopodobieństwa wystąpienia *bubble effect* w izolatorach przepustowych. Do badań tych przygotowano modele układów izolacyjnych izolatorów przepustowych typu OIP oraz RBP, w których pomiędzy kolejnymi warstwami papieru umieszczone były ekrany w postaci folii aluminiowej. Rozmieszczenie ekranów było zgodne z budową izolatorów przepustowych. Zadaniem ekranów jest sterowanie rozkładem natężenia pola elektrycznego, ich obecność w sposób zasadniczy może wpływać na migrację wody i rozwój zjawiska bąbelkowania, co było przedmiotem badań. Budowa układu pomiarowego była zbliżona do układu przedstawionego na rysunku 4.13. Ponadto w układzie zamontowano miernik ciśnienia, który służył do kontroli jego zmian w sytuacji wystąpienia efektu bąbelkowania i jego rozwoju.

Najistotniejszym wnioskiem płynącym z wyników badań przedstawionych w pracy [A5] jest wykazanie możliwości wystąpienia zjawiska bąbelkowania w układzie izolacyjnym izolatora typu OIP. Autorzy opisali inny mechanizm migracji pary wodnej w izolacji celulozowej niż ma to miejsce w izolacji transformatora. W badanych modelach pęcherzyki pary wodnej uwolnione z celulozy przemieszczały się wzdłuż aluminiowych ekranów, aż do osiągnięcia brzegu materiału, gdzie się odrywały i wędrowały dalej ku górze w oleju mineralnym. Niemniej jednak dowiedziono, że obecność w rdzeniu izolacyjnym ekranów sterujących rozkładem natężenia pola elektrycznego nie wpływa zasadniczo na zależność temperatury inicjacji efektu bąbelkowania od zawilgocenia materiału celulozowego.

W pracy [A11] porównano temperaturę inicjacji *bubble effect* i dynamikę rozwoju tego zjawiska dla modelu izolatora typu OIP oraz izolatora tego samego typu, w którym olej mineralny zastąpiono estrem syntetycznym. Autorzy postawili tezę mówiącą, że **zamiana oleju mineralnego na ester syntetyczny będzie skutkować wzrostem temperatury inicjacji efektu bąbelkowania oraz zmniejszeniem intensywności tego zjawiska**. Przedstawione w pracy [A11] wyniki badań potwierdziły postawioną tezę. Wyższą wartość temperatury inicjacji efektu bąbelkowania w przypadku zastosowania w przepuście estru syntetycznego

autorzy wyjaśnili różną polarnością obu tych cieczy. W procesie desorpcji wody musi dojść do zerwania wiązań pomiędzy cząsteczką celulozy a cieczą elektroizolacyjną. Ze względu na większą przenikalność elektryczną estru syntetycznego ( $\epsilon=3,2$ ) niż oleju mineralnego ( $\epsilon=2,2$ ) energia wiązań pomiędzy cząsteczką celulozy a estrem jest większa. W związku z tym energia niezbędna w procesie desorpcji wody z celulozy jest większa niż w przypadku estru syntetycznego. Ponadto autorzy porównali intensywność efektu bąbelkowania dla modeli izolatora typu OIP wypełnionego olejem mineralnym oraz estrem syntetycznym. Na podstawie wizualnej oceny zjawiska bąbelkowania jak i pomiaru ciśnienia w modelach stwierdzono, że mniejsza intensywność zjawiska ma miejsce w przypadku modelu izolatora przepustowego z estrem syntetycznym. Ciśnienie w modelu z estrem wzrosło nieznacznie w stosunku do ciśnienia w modelu z olejem mineralnym. Wy tłumaczeniem tego jest znaczne większa rozpuszczalność wody w estrze syntetycznym niż w oleju mineralnym, co zostało wyjaśnione w c.2.1 i c.5. Woda desorbowana z celulozy rozpuszczała się w estrze syntetycznym co ograniczało wzrost ciśnienia w modelu. Rejestrowany wzrost ciśnienia nad lustrem oleju należy bezpośrednio wiązać z zagrożeniem związanym z eksplozją izolatora przepustowego. Na podstawie uzyskanych wyników badań, autorzy stwierdzili, że izolator przepustowy wypełniony estrem syntetycznym jest rozwiązaniem znacznie bardziej odpornym na eksplozję wynikającą z wystąpienia *bubble effect* niż rozwiązanie konstrukcyjne z olejem mineralnym.

Wyniki badań przedstawione w pracy [A11] wykazały również, że w izolatorze typu RBP możliwe jest, podobnie jak w przypadku izolatora typu OIP, wystąpienie zjawiska bąbelkowania.

### ***Podsumowanie i aplikacyjność opisanych osiągnięć***

**Za znaczne osiągnięcie habilitant uważa uwzględnienie w badaniach zjawiska bąbelkowania wszystkich czynników wpływających na temperaturę jego inicjacji. Prace habilitanta dowodzą, że większe prawdopodobieństwo awarii spowodowanej *bubble effect* występuje w przypadku transformatorów starych o izolacji mocno zawilgoconej i zdegradowanej pracującej z olejem o dużej zawartości rozpuszczonych w nim gazów.** Przykładowo dla papieru nowego (DP=1360) o zawartości wody równej 1,5% temperatura inicjacji *bubble effect* wynosi 165°C, podczas gdy dla izolacji zestarzonej (DP=272) i zawilgoconej na poziomie 3% jest aż o 60°C niższa i wynosi zaledwie 105°C. Dla izolacji skrajnie zawilgoconej i zestarzonej temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania może wynosić zaledwie 92°C.

Habilitant wyznaczył charakterystyki opisujące temperaturę inicjacji *bubble effect* w zależności od zawilgocenia i stopnia polimeryzacji celulozy. Wykazał znaczący wpływ stopnia polimeryzacji celulozy na temperaturę inicjacji tego zjawiska. **Stanowi to znaczący wkład habilitanta w poprawę eksploatacji transformatorów o znaczącym poziomie zawilgocenia i mocno zdegradowanej celulozie.** Wysoki poziom zawilgocenia oraz zestarzenie izolacji celulozowej wprowadza znaczące ograniczenia w eksploatacji transformatora (obniżenie dopuszczalnej temperatury pracy) związane z zagrożeniem wystąpienia *bubble effect*. Fakt ten powinien być uwzględniany w wytycznych eksploatacji transformatora po badaniach zawilgocenia izolacji, szczególnie tej o długim czasie eksploatacji. Takie postępowanie jest wdrożone w pracach realizowanych, przez habilitanta oraz innych pracowników Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej, na zlecenie różnych podmiotów gospodarczych.

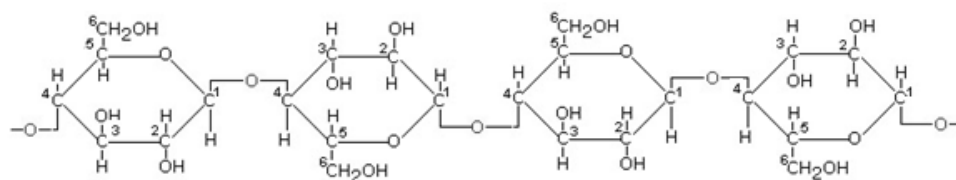
**Habilitant wraz z grupą współautorów w pracach [A5] i [A11] jako pierwsi opisali zjawisko bąbelkowania w izolatorach typu OIP i RBP.** Wykazali, że zamiana w izolatorze



typu OIP oleju mineralnego na ester syntetyczny jest bardzo korzystna – w znaczący sposób obniża zagrożenie związane z wystąpieniem zjawiska bąbelkowania, które w izolatorze przepustowym może doprowadzić do wzrostu ciśnienia i wybuchu. Na bazie zdobytych doświadczeń przygotowane zostało zgłoszenie patentowe [P3].

### c.3.2. Wytrzymałość mechaniczna

Stopień polimeryzacji nowej celulozy typu Kraft mieści się w zakresie od 1100 do 1600. Po procesie suszenia układu izolacyjnego stopień polimeryzacji spada o około 10% w stosunku do wartości wyjściowej. Proces depolimeryzacji celulozy, który należy rozumieć jako podział cząsteczki celulozy, jest spowodowany głównie oddziaływaniem na nią wody i wysokiej temperatury. Czynniki te prowadzą do zerwania mostków tlenowych pomiędzy atomami węgla C<sup>1</sup> i C<sup>4</sup> w cząsteczce celulozy (rys. 4.19) i obniżenia stopnia polimeryzacji. Spadek stopnia polimeryzacji do wartości 200 uznaje się za koniec życia technicznego celulozy. Staje się ona wówczas krucha i wykazuje niezadawalające właściwości mechaniczne.

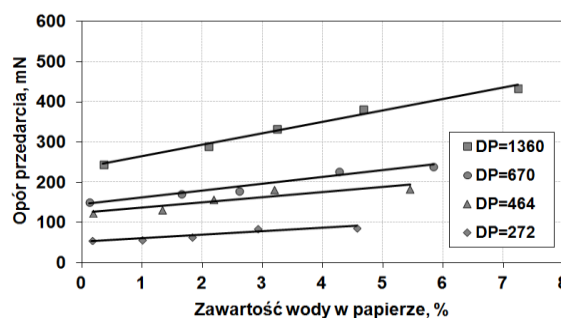


Rys. 4.19. Cząsteczka celulozy

Według [18] najczęstszą przyczyną awarii układu izolacyjnego transformatora są odkształcenia uzwojeń wywołane mechanicznym naprężeniem spowodowanym zwarciami. W takiej sytuacji papier nawojowy izolujący uzwojenia transformatora narażony jest na różnego rodzaju naprężenia mechaniczne. W sytuacji gdy jest mocno zestarzony – ma niski stopień polimeryzacji, zerwanie papieru nawojowego i zwarcia międzyzwojowe mogą być przyczyną awarii. W wielu opracowaniach naukowych [19-22] odnaleźć można informację na temat wpływu stopnia polimeryzacji celulozy na jej wytrzymałość mechaniczną opisaną za pomocą m.in. wytrzymałości na rozciąganie czy oporu przedarcia. W światowej literaturze brak jest jednak informacji na temat wpływu zarówno stopnia zestarzenia celulozy jak i jej zawilgocenia na wytrzymałość mechaniczną papieru nawojowego, co ma istotne znaczenie z punktu widzenia eksploatacji mocno zestarzonej i zawilgoconej izolacji celulozowej transformatora. Habilitant przeprowadził badania, których głównym celem było wyznaczenie zależności oporu przedarcia papieru nawojowego w zależności od poziomu jego zawilgocenia i stopnia polimeryzacji celulozy. W badaniach tych habilitant uwzględnił kierunek ułożenia włókien (poprzeczny – rysunek 4.20 i podłużny – rysunek 4.21). Wyniki badań habilitant opublikował w pracy [A2].



Rys. 4.20. Opór przedarcia w kierunku poprzecznym włókien w zależności od zawartości wody przy różnych stopniach polimeryzacji celulozy [A2]



Rys. 4.21. Opór przedarcia w kierunku podłużnym włókien w zależności od zawartości wody przy różnych stopniach polimeryzacji celulozy [A2]

Na podstawie przeprowadzonego eksperymentu **habilitant wykazał, że w zakresie zawilgocenia spotykanego w izolacji transformatorów, wraz ze wzrostem zawartości wody rośnie opór przedarcia papieru zarówno w kierunku poprzecznym jak i podłużnym do ułożenia włókien. Prawdliwość ta jest słuszna niezależnie od stopnia polimeryzacji celulozy. Ponadto habilitant wykazał, że wraz ze spadkiem stopnia polimeryzacji celulozy maleje wytrzymałość mechaniczna wyrobów celulozowych.** Konkluzja ta jest zgodna z wynikami badań przedstawionymi m.in. w pracach [18, 19, 21].

### ***Podsumowanie i aplikacyjność opisanych osiągnięć***

Obecność wody w izolacji celulozowej przyczynia się do depolimeryzacji celulozy, a co za tym idzie do obniżenia jej wytrzymałości mechanicznej i szeregu innych negatywnych następstw takich jak np. *bubble effect* czy wzrost ryzyka wystąpienia wyladowań niezupełnych. Należy jednak zwrócić uwagę na fakt, że obecność wody w papierze nawojowym przyczynia się do elastyczności tego materiału i poprawia wytrzymałość mechaniczną, między innymi opór przedarcia. Jest to istotna informacja, która powinna być wzięta pod uwagę przy suszeniu mocno zestarzonej izolacji.

Wiedzę zdobytą podczas realizacji badań opisanych w publikacji [A2] habilitant wykorzystuje w badaniach realizowanych dla podmiotów gospodarczych, które zlecają ocenę stopnia polimeryzacji celulozy w celu oceny jakości izolacji transformatorów przechodzących generalny remont.

### ***c.3.3. Wyladowania niezupełne***

System monitoringu wyladowań niezupełnych skonstruowany i zbudowany w Zakładzie Wysokich Napięć i Materiałów Elektrotechniczny Politechniki Poznańskiej był instalowany na kilku transformatorach energetycznych. Analizując zebrane dane autorzy pracy [A16] zauważyli, że wzrostowi i spadkowi temperatury izolacji towarzyszy czasowy wzrost intensywności wyladowań niezupełnych. Z badań literaturowych wynika, że mechanizm fizyczny opisujący wykrytą zależność nie został jeszcze dobrze poznany. Autorzy, w oparciu o własne doświadczenia w zakresie badania stopnia zawilgocenia izolacji papierowo-olejowej oraz zjawiska wyladowań niezupełnych, postawili tezę, według której **odpowiedzialne za wzrost intensywności wyladowań niezupełnych jest zjawisko migracji wody (z celulozy do oleju i odwrotnie) zachodzące podczas cyklu stygnięcia i nagrzewania się układu izolacyjnego transformatora.** Założono przy tym, że może to mieć wpływ na obniżenie się wytrzymałości elektrycznej na granicy faz celuloza-olej, co w efekcie powinno ułatwić inicjację i rozwój wyladowań niezupełnych.

**Habilitant wraz z współautorami publikacji [A16] przedstawił ciąg zdarzeń, który stanowi fizyczne wytłumaczenie wzrostu intensywności wyladowań niezupełnych wywołanego wzrostem jak i spadkiem temperatury izolacji.** W układzie izolacyjnym na granicy faz celuloza-olej dochodzi do lokalnego wzrostu zawartości wody, co powoduje wystąpienie wyladowań powierzchniowych. Czynnikiem sprzyjającym lokalnemu wzrostowi zawilgocenia jest niewątpliwie pole elektryczne. W literaturze [23, 24] dostępne są informacje na temat wpływu pola elektrycznego na ruch cząsteczek wody w kierunku obszaru o największym natężeniu pola elektrycznego. Wzmocnienie pola elektrycznego w oleju wynika z mniejszej przenikalności elektrycznej względnej tego materiału ( $\epsilon=2,2$ ) w stosunku do przenikalności celulozy zaimpregnowanej olejem ( $\epsilon=4,4$ ). W obszar o największym natężeniu pola elektrycznego szczególnie chętnie wciągane będą zanieczyszczenia o przenikalności znacznie większej od przenikalności oleju mineralnego. Przykładem takiego zanieczyszczenia jest właśnie woda ( $\epsilon=80,1$  w temp.  $20^{\circ}\text{C}$ ). W obszar o największym natężeniu pola



elektrycznego szczególnie chętnie są wciągane zanieczyszczenia o stosunkowo dużych wymiarach. Niemniej jednak, w pracy [24] zaprezentowano wyniki, które dowodzą, że również woda znajdująca się w formie rozpuszczonej w oleju może migrować w obszar o największym natężeniu pola elektrycznego. Autor pracy [24] zauważył, że zawartość wody w obszarze międzyelektrodowym rośnie do pewnej wartości granicznej natężenia pola elektrycznego, powyżej której koncentracja zanieczyszczeń wyraźnie maleje. Dla przyjętych w pracy [24] warunków eksperymentu maksimum przyrostu zawartości wody występowało przy natężeniu pola elektrycznego w zakresie od 15 do 20 kV/cm. Są to wartości występujące w realnym układzie izolacyjnym transformatora. Należy jednak zwrócić uwagę, że już niższe wartości natężenia pola powodują ruch cząsteczek wody w obszar międzyelektrodowy.

Zdaniem habilitanta i współautorów publikacji [A16], w sytuacji wzrostu temperatury izolacji, w wyniku migracji wody z celulozy do oleju i jej koncentracji na granicy faz tych materiałów rezystywność powierzchniowa celulozy zmniejsza się, co może doprowadzić do pojawienia się wyładowań powierzchniowych. W przypadku spadku temperatury sytuacja nie poprawia się. Wyładowania powierzchniowe mogą cały czas występować, a nawet możliwe jest ich nasilenie. Spowodowane jest to spadkiem wytrzymałości elektrycznej oleju wynikającym ze wzrostu nasycenia cieczy elektroizolacyjnej wodą. Wzrost ten wynika ze spadku granicznego nasycenia cieczy wodą wraz ze spadkiem temperatury (c.2.1).

Założenia poczynione w wyżej przedstawionym opisie wynikają z analizy literatury i doświadczeń autorów zdobytych w trakcie monitoringu wyładowań niezupełnych na transformatorach energetycznych. Aby potwierdzić decydujący wpływ migracji wody w układzie izolacyjnym celuloza-olej na możliwość wystąpienia wyładowań powierzchniowych habilitant wraz z współautorami przeprowadzili rozbudowany eksperyment, którego wyniki opublikowane w [A16] potwierdziły postawioną tezę.

### ***Podsumowanie i aplikacyjność opisanych osiągnięć***

Zdaniem habilitanta oraz współautorów publikacji [A16] wyniki badań uzyskane na modelu laboratoryjnym można odnieść do wyników badań uzyskanych w trakcie monitoringu wyładowań niezupełnych na transformatorach energetycznych. W obu przypadkach dochodziło do zapłonu wyładowań niezupełnych w sytuacji wzrostu temperatury izolacji, a wyładowania nie gasły mimo spadku tej temperatury. Autorzy tłumaczą ten efekt zjawiskami zachodzącymi na granicy faz celulozy i oleju. W wyniku wzrostu temperatury dochodzi do migracji wody z celulozy do oleju. Konsekwencją wzrostu zawilgocenia na granicy faz materiałów jest spadek rezystywności powierzchniowej celulozy, co prowadzi do zapłonu wyładowań niezupełnych o charakterze powierzchniowym. Spadek temperatury izolacji nie powoduje szybkiego osuszenia obszaru międzyfazowego, co sprzyja generowaniu wyładowań niezupełnych. Jest to spowodowane ciągłym oddziaływaniem pola elektrycznego na cząsteczki wody oraz czasem potrzebnym do migracji wody z oleju do celulozy. Odnosząc wyniki eksperymentu do warunków eksploatacyjnych można zauważyć, że w przypadku izolacji suchej lub nieznacznie zawilgoconej (poniżej 2% wagowo) nawet duże zmiany temperatury nie generują wyładowań niezupełnych na takim poziomie, który w krótkim czasie spowodowałby uszkodzenie izolacji. Wzrost zawilgocenia powyżej 3% ma większe znaczenie dla eksploatacji transformatora i powinien wiązać się z ograniczeniem obciążalności jednostki, tak aby ograniczyć nadmierny wzrost temperatury zawilgoconej izolacji.

**Najważniejszym osiągnięciem naukowo-poznawczym wynikającym z badań opisanych przez habilitanta i współautorów w publikacji [A16] jest opracowanie teorii związanej z wpływem migracji wody, wywołanej zmianą temperatury układu izolacyjnego, na zapłon i generowanie wyładowań niezupełnych.**

#### **c.4. Metody pomiaru zawartości wody w izolacji stałej transformatora**

##### **c.4.1. Krzywe równowagi zawilgocenia**

Obecnie najczęściej stosowanymi metodami oceny stopnia zawilgocenia izolacji stałej transformatora są metody oparte na odpowiedzi dielektrycznej układu izolacyjnego. Do metod tych zalicza się analizę odpowiedzi dielektrycznej w funkcji częstotliwości – **DFR** (*Dielectric Frequency Response*), pomiar prądu ładowania i rozładowania – **PDC** (*Polarisation and Depolarisation Current*) oraz pomiar napięcia powrotnego – **RVM** (*Recovery Voltage Measurement*). Zaletą metod wykorzystywanych do oceny zawilgocenia izolacji stałej na podstawie odpowiedzi dielektrycznej układu izolacyjnego jest fakt, iż metody te nie wymagają pobrania próbki izolacji stałej. Największą ich wadą jest konieczność wyłączenia urządzenia z eksploatacji podczas jego badania. Sam pomiar odpowiedzi dielektrycznej nie jest trudny. Problem stanowi poprawna interpretacja otrzymanych wyników. Wnioskowanie o poziomie zawilgocenia układu izolacyjnego jest możliwe jedynie dzięki wzorcom uzyskanym na modelach laboratoryjnych o różnym stopniu zawilgocenia. Aby poprawnie wyznaczyć zawilgocenie w przygotowanych modelach niezbędne są wiarygodne metody laboratoryjne oceny zawartości wody w materiałach celulozowych impregnowanych olejami. Najbardziej znaną i jednocześnie znormalizowaną metodą laboratoryjną pomiaru zawartości wody w materiałach celulozowych impregnowanych olejem jest miareczkowanie odczynnikami Karla Fischera – **KFT** (*Karl Fischer Titration*). Alternatywą dla tej metody jest opracowana przez habilitanta metoda pośrednia wykorzystująca spektrofotometrię w bliskiej podczerwieni (c.4.2). Metoda ta została szczegółowo opisana w publikacjach [A6, A10, A13].

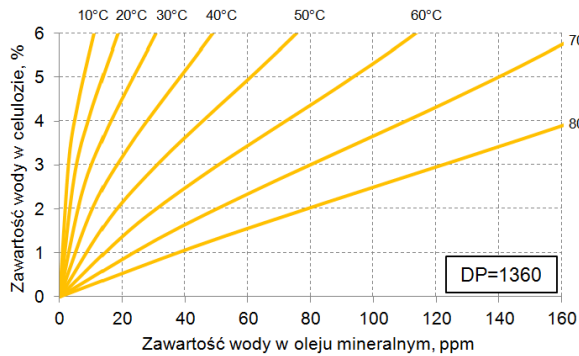
Zdaniem habilitanta doskonałym uzupełnieniem metod opartych na odpowiedzi dielektrycznej układu izolacyjnego są metody pośrednie polegające na ocenie zawilgocenia izolacji celulozowej na podstawie zawartości wody w izolacji ciekłej. W metodach pośrednich wyznaczania zawilgocenia izolacji stałej transformatora wykorzystywane są izotermie sorpcji wody przez celulozę, omówione w c.2.2, lub krzywe równowagi zawilgocenia. W obu przypadkach wynik zawilgocenia izolacji stałej podawany jest w procentach wagowo.

Krzywe równowagi zawilgocenia to grupa charakterystyk opisujących zawartości wody w materiale celulozowym w zależności od zawartości wody w cieczy elektroizolacyjnej wyrażonej w ppm wagowo. Zawartość wody w cieczy wyznacza się za pomocą metody miareczkowania Karla Fischera. Możliwe jest także przeliczenie zmierzonego czujnikiem pojemnościowym względnego nasycenia cieczy na zawartość wody wyrażoną w ppm wagowo. Znając temperaturę izolacji oraz korzystając z krzywych równowagi wyznacza się zawartość wody w izolacji celulozowej.

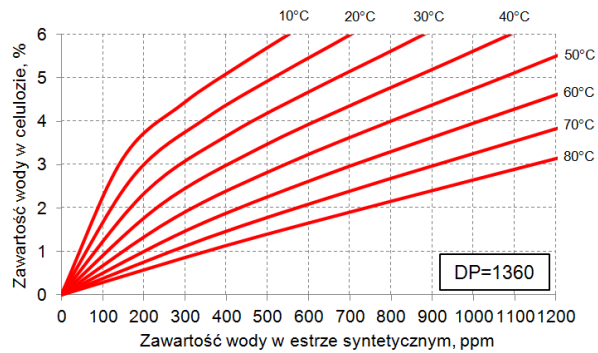
Należy pamiętać, że metody oceny zawilgocenia izolacji stałej na podstawie zawartości wody w cieczy elektroizolacyjnej mają szereg „słabych punktów”, a ich zastosowanie będzie właściwe jeżeli uwzględni się rodzaj izolacji oraz stopień jej zesterzenia. Dlatego też w publikacji [A14] habilitant przedstawił krzywe równowagi skonstruowane dla układów izolacyjnych zbudowanych z materiałów celulozowych o różnym stopniu zesterzenia impregnowanych różnymi rodzajami cieczy elektroizolacyjnych.

Do konstrukcji krzywych równowagi zawilgocenia habilitant wykorzystał metodę zaproponowaną przez Oommenna [25], polegającą na połączeniu krzywych zawartości wody w cieczy i w papierze w funkcji wilgotności względnej powietrza. Do tego celu habilitant wykorzystał wzory (4.2) i (4.4) oraz dane przedstawione w tabelach 4.2 (c.2.1) oraz 4.4 (c.2.2). Na rysunkach od 4.22a do 4.22f przedstawiono krzywe równowagi opracowane przez habilitanta dla wybranych układów izolacyjnych celuloza – ciecz elektroizolacyjna.

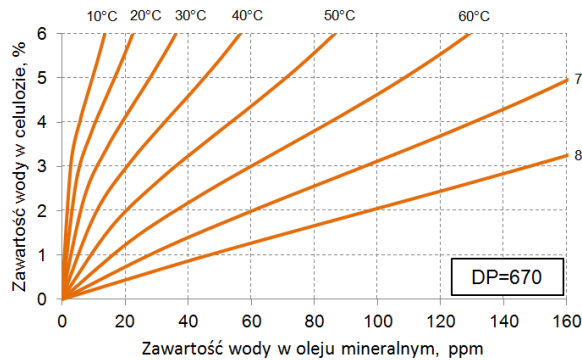
Korzystając z wyżej wymienionych zależności i danych możliwe jest skonstruowanie krzywych równowagi również dla innych kombinacji izolacji.



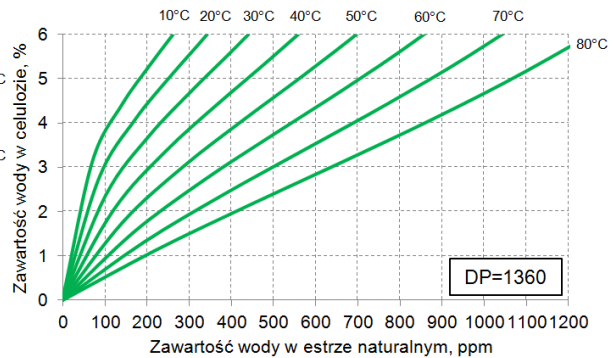
Rys. 4.22a. Krzywe równowagi zawilgocenia dla nowej izolacji celulozowej o DP=1360 i nowego oleju mineralnego [A14]



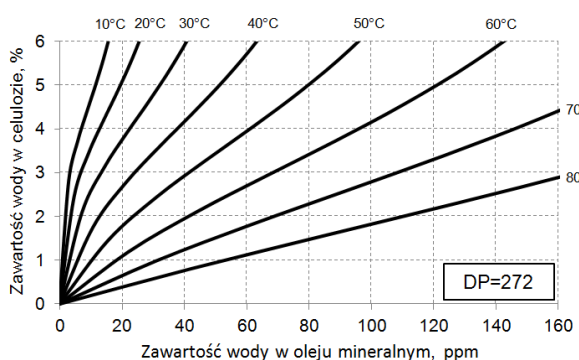
Rys. 4.22d. Krzywe równowagi zawilgocenia dla nowej izolacji celulozowej o DP=1360 i nowego estru syntetycznego [A14]



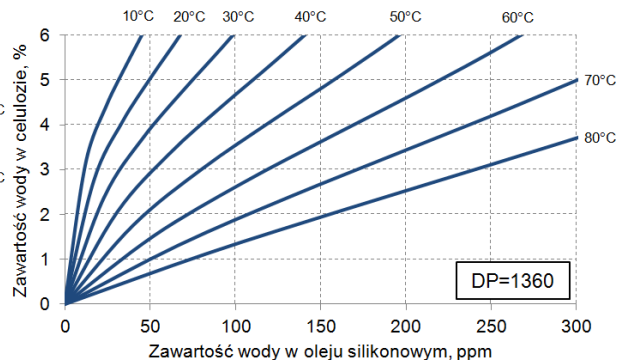
Rys. 4.22b. Krzywe równowagi zawilgocenia dla izolacji celulozowej o DP=670 i nowego oleju mineralnego [A14]



Rys. 4.22e. Krzywe równowagi zawilgocenia dla nowej izolacji celulozowej o DP=1360 i nowego estru naturalnego [A14]



Rys. 4.22c. Krzywe równowagi zawilgocenia dla izolacji celulozowej o DP=272 i nowego oleju mineralnego [A14]



Rys. 4.22f. Krzywe równowagi zawilgocenia dla nowej izolacji celulozowej o DP=1360 i nowego oleju silikonowego [A14]

Na ułożenie krzywych równowagi zawilgocenia wpływ ma nie tylko stopień zesterzenia izolacji stałej, co jest widoczne na rysunkach od 4.22a do 4.22c, ale także rodzaj cieczy elektroizolacyjnej. Do takiej konkluzji można dojść porównując ze sobą rysunki 4.22a, 4.22d, 4.22e oraz 4.22f. Z tego względu nie można stosować krzywych równowagi zawilgocenia skonstruowanych dla izolacji papier-olej mineralny do wyznaczenia zawilgocenia na przykład w układzie izolacyjnym papier-ester syntetyczny.

Krzywe równowagi dla nowej izolacji celuloza – ester naturalny są zgodne z charakterystykami przedstawionymi w pracy [26]. Jest to bardzo istotna informacja biorąc pod uwagę fakt, że w obu przypadkach krzywe równowagi zostały wyznaczone za pomocą innej metody. Do wyznaczenia krzywych równowagi autorzy pracy [26] wykorzystali próbki celulozy zaimpregnowane cieczą elektroizolacyjną. Z kolei krzywe równowagi skonstruowane przez habilitanta zostały przygotowane przez połączenie krzywych zawartości wody w estrze i celulozie w funkcji wilgotności względnej powietrza. Świadczy to o tym, że dane wyjściowe niezbędne do skonstruowania krzywych równowagi zostały poprawnie wyznaczone oraz poprawnie dobrano model GAB oraz jego parametry.

### ***Podsumowanie i aplikacyjność opisanych osiągnięć***

**Opracowane przez habilitanta krzywe równowagi, przedstawione w pracy [A14], stanowią znaczący wkład w poprawę wiarygodności oceny zawilgocenia izolacji celulozowej na podstawie informacji o zawartości wody w cieczy elektroizolacyjnej.** Habilitant wykazał znaczący wpływ stopnia zesterzenia izolacji celulozowej na ułożenie krzywych równowagi, co powinno być uwzględniane w przypadku wyznaczania zawartości wody w układach izolacyjnych o długim czasie eksploatacji. Problem ten został poruszony przez habilitanta w opracowywanej broszurze CIGRÉ D1.52.

W pracy [A14] habilitant przedstawił zestawy danych opisanych funkcjami matematycznymi, za pomocą których możliwe jest skonstruowanie krzywych równowagi dla układów izolacyjnych zbudowanych z różnych materiałów.

Zdaniem habilitanta zastosowanie informacji o względnym nasyceniu cieczy wodą oraz izoterm sorpcji wody (c.2.2) do oceny poziomu zawilgocenia izolacji stałej jest bardziej zasadne niż stosowanie krzywych równowagi, z co najmniej dwóch powodów. Pierwszy z nich wiąże się z tym, że za pomocą czujnika pojemnościowego monitorowane są zmiany względnego nasycenia cieczy wodą i zmiany temperatury, a więc możliwe jest wskazanie czasu, w którym układ izolacyjny jest w stanie bliskim równowagi. Drugi powód wiąże się z brakiem konieczności uwzględnienia stopnia zesterzenia cieczy, jak ma to miejsce w przypadku krzywych równowagi zawilgocenia. W obu przypadkach, zarówno dla izoterm sorpcji wody jak i krzywych równowagi zawilgocenia, należy rozważyć zasadność uwzględnienia stopnia zesterzenia celulozy. W przypadku konieczności uwzględnienia stopnia zesterzenia celulozy pomocna jest zależność pomiędzy zawartością 2-furfuralu w cieczy elektroizolacyjnej a stopniem polimeryzacji celulozy. Zależność taka przedstawiona została między innymi w [18].

Wyznaczając, przy wykorzystaniu metod pośrednich, zawartość wody w izolacji celulozowej należy pamiętać, że wynikiem jest wartość średnia zawilgocenia. Wartość ta w sposób znaczący może odbiegać od wartości skrajnych, czemu sprzyja nierównomierny rozkład temperatury i zesterzenia w wielkogabarytowym układzie izolacyjnym transformatora (c.2.3). Problem ten został opisany przez habilitanta w pracy [A7].



#### ***c.4.2. Metoda spektrofotometrii w bliskiej podczerwieni***

W latach 2008-2010 w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej realizowany był projekt badawczy pt. „Spektroskopia NIR-VIS-UV w ocenie zawilgocenia izolacji papierowej transformatorów” finansowany przez Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego (nr N N510 386635), którego to habilitant był współwykonawcą. Efektem prac prowadzonych w ramach tego projektu było stworzenie nowej metody badawczej pozwalającej na wyznaczanie zawartości wody w izolacji celulozowej. W metodzie tej, nazwanej metodą spektrofotometryczną bezpośrednią, mierzone jest widmo absorbancji fali przechodzącej przez próbkę wyrobu celulozowego [C13, 27]. Na podstawie liniowej zależności absorbancji promieniowania NIR od zawartości wody w papierze możliwe jest wyznaczenie zawilgocenia materiału celulozowego. Niestety w metodzie tej analizie poddaje się widmo promieniowania przenikające przez próbkę. Mała przezroczystość materiału celulozowego sprawia, że badanie zawilgocenia próbek o grubości powyżej 0,3 mm jest niemożliwe.

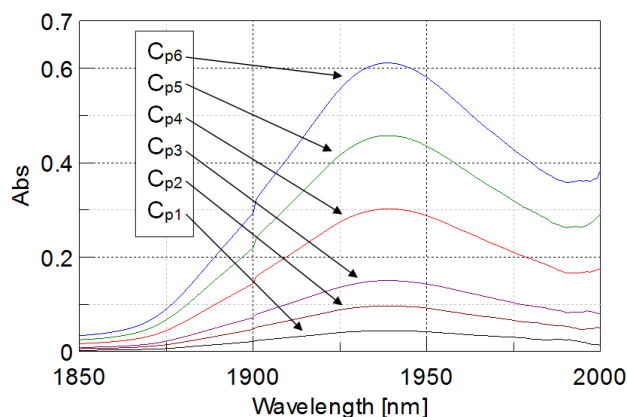
Na bazie zdobytych w projekcie doświadczeń habilitant opracował metodę pomiaru zawartości wody w materiałach włóknistych takich jak celuloza i aramid, w której ograniczenie związane z grubością próbki zostało wyeliminowane. Metoda ta, nazwana metodą spektrofotometryczną pośrednią, po raz pierwszy została opisana przez habilitanta w [A6]. W pracy tej habilitant przedstawił ideę metody, w której to wykorzystywane jest pochłanianie fali elektromagnetycznej o długości od 1850 do 2050 nm przez wodę, w tzw. paśmie diagnostycznym wody. Do obliczeń wykorzystuje się wartość absorbancji dla długości fali 1939 nm, dla której pochłanianie promieniowania jest największe.

W metodzie spektrofotometrycznej pośredniej opracowanej przez habilitanta mierzona jest absorbancja fali elektromagnetycznej przechodzącej przez metanol, w którym znajduje się woda wyekstrahowana wcześniej z zawilgoconego materiału. Na podstawie liniowej zależności absorbancji od stężenia wody w metanolu wyznaczana jest masa wody wyekstrahowanej z badanej próbki. Odnosząc wyznaczoną masę wody do masy suchej próbki oblicza się procentowe zawilgocenie badanego materiału.

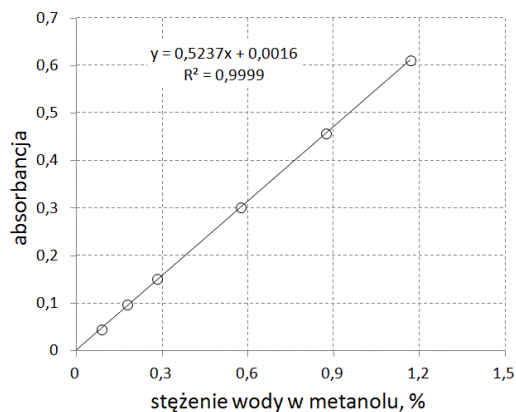
Opracowanie nowej metody pomiaru zawartości wody w materiałach włóknistych wymagało: wyboru higroskopijnej cieczy pozwalającej na ekstrakcję wody z badanych materiałów, wyboru odpowiedniego pasma diagnostycznego wody, dobrania odpowiedniej kuwety spektrofotometrycznej, wyznaczenia zależności absorbancji od stężenia wody w metanolu, opracowania procedury pomiarowej oraz wyznaczenia czasu niezbędnego do ekstrakcji wody z materiałów włóknistych do metanolu. Wszystkie te zagadnienia zostały omówione w publikacjach habilitanta [A6, A10, A13].

W pracy [A13] habilitant przedstawił metodę wyznaczenia zależności absorbancji od stężenia wody w metanolu. Do badań przygotowano sześć próbek metanolu o ściśle określonym stężeniu wody. Za pomocą spektrofotometru V-570 firmy Jasco wyznaczono widma absorbancji dla sześciu poziomów stężenia wody w metanolu -  $C_p$  (rys. 4.22). Dla przedstawionych na rysunku 4.22 widm, odpowiadających różnym stężeniom wody w metanolu  $C_p$ , odczytano wartości absorbancji dla długości fali równej 1939 nm. Odczytane wartości posłużyły do przygotowania zależności absorbancji w funkcji stężenia wody w metanolu (rys. 4.23).





Rys. 4.22. Widma absorpcji uzyskane dla sześciu poziomów stężenia wody w metanolu -  $C_p$ ;  
 $C_{p1}=0,0859\%$ ,  $C_{p2}=0,1768\%$ ,  $C_{p3}=0,2812\%$ ,  
 $C_{p4}=0,5725\%$ ,  $C_{p5}=0,8715\%$ ,  $C_6=1,1653\%$  [A13]



Rys. 4.23. Absorbancja fali o długości 1939 nm w funkcji stężenia wody w metanolu -  $C_p$  [A13]

Z przedstawionej na rysunku 4.23 charakterystyki wynika, że zależność absorbancji fali o długości 1939 nm dla rozpatrywanego zakresu stężeń wody w metanolu ma charakter liniowy. Współczynnik determinacji – dopasowania modelu do danych empirycznych wyniósł  $R^2=0,9999$ . Uzyskana zależność została wykorzystana do wyznaczania zawartości wody w badanych próbkach materiałów włóknistych.

W publikacjach [A10] i [A13] habilitant opisał badania, które pozwoliły na określenie czasu potrzebnego na ekstrakcję wody z materiałów włóknistych do metanolu. W badaniach wykorzystano materiały celulozowe o różnej grubości wyprodukowane na bazie celulozy Kraft oraz papier aramidowy. Na rysunku 4.24 przedstawiono zmiany absorbancji fali o długości 1939 nm w funkcji czasu ekstrakcji wody z różnych materiałów włóknistych do metanolu. Na podstawie przeprowadzonych badań oceniono czas niezbędny do ekstrakcji wody z materiałów włóknistych do metanolu, co zostało uwzględnione w procedurze pomiaru zawartości wody za pomocą pośredniej metody spektrofotometrycznej.

W pracach [A6, A10 i A13] habilitant przedstawił procedurę pomiaru zawartości wody  $WCP_{NIR}$  w materiałach włóknistych za pomocą metody spektrofotometrycznej pośredniej. Procedura ta składa się z następujących etapów:

- Etap I – ekstrakcja wody z materiału włóknistego do metanolu,
- Etap II – pomiar absorbancji  $Abs$  dla fali o długości 1939 nm,
- Etap III – obliczenie:

- (1) stężenia wody w metanolu  $C_p$  za pomocą zależności (4.7) uzyskanej po przekształceniu wzoru przedstawionego na rysunku 4.23:

$$C_p = \frac{Abs - 0,0016}{0,5237} \quad (4.7)$$

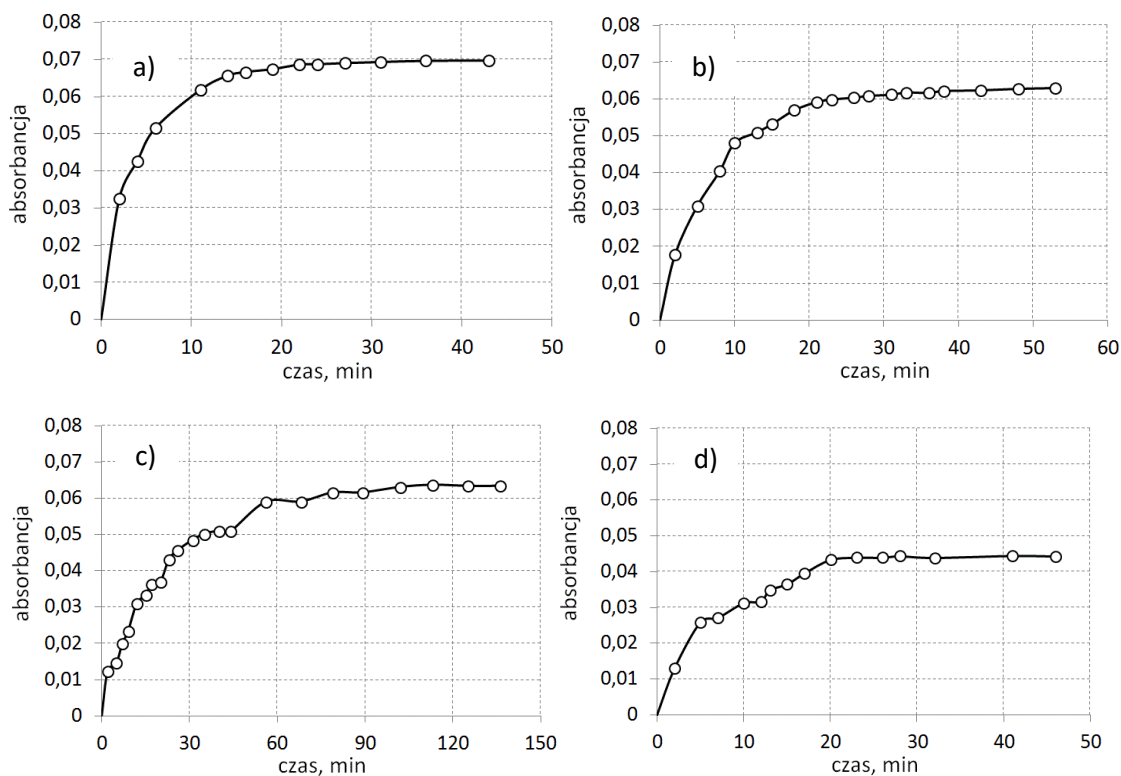
- (2) masy wody  $M_w$ , wyekstrahowanej z materiału włóknistego, na podstawie stężenia wody w metanolu  $C_p$  i jego masy  $M_m$ :

$$M_w = \frac{C_p \cdot M_m}{100\% - C_p} \quad (4.8)$$

- (3) procentowej zawartości wody w materiale włóknistym  $WCP_{NIR}$  na podstawie masy wody  $M_w$  i suchej masy materiału włóknistego  $M_{dp}$ :

$$WCP_{NIR} = \frac{M_w}{M_{dp}} \cdot 100\% \quad (4.9)$$

PP



Rys. 4.24. Zmiana absorbancji fali o długości 1939 nm w zależności od czasu ekstrakcji wody; a) z papieru celulozowego o grubości 0,055 mm do metanolu - czas do ustalenia się absorbancji wyniósł 24 min, wyjściowa zawartość wody w papierze wynosiła 6,84%; b) z preszpanu o grubości 0,519 mm do metanolu - czas do ustalenia się absorbancji wyniósł 38 min, wyjściowa zawartość wody w preszpanie wynosiła 6,49%; c) z preszpanu o grubości 1,026 mm do metanolu - czas do ustalenia się absorbancji wyniósł 102 min, wyjściowa zawartość wody w preszpanie wynosiła 6,86%; d) z papieru aramidowego o grubości 0,057 mm do metanolu - czas do ustalenia się absorbancji wyniósł 23 min, wyjściowa zawartość wody w papierze aramidowym wynosiła 4,44% [A13]

Wiarygodność opracowanej metody pomiaru zawartości wody w materiałach włóknistych była zweryfikowana poprzez porównanie wyników uzyskanych za jej pomocą z wynikami uzyskanymi za pomocą znormalizowanej metody Karla Fischera oraz, w niektórych przypadkach, za pomocą metody wagowej. Wyniki tych badań przedstawiono w pracach [A6], [A10] oraz [A13]. Wyniki badań zawartości wody uzyskane za pomocą opracowanej metody NIR habilitant porównał również z wynikami uzyskanymi za pomocą metody Karla Fischera z ewaporacyjną techniką ekstrakcji wody (wyniki z siedmiu europejskich laboratoriów). Porównanie potwierdziło wiarygodność wyników uzyskiwanych za pomocą opracowanej przez habilitanta metody. Informacje na temat tego porównania habilitant przedstawił w pracy [A13].

### **Podsumowanie i aplikacyjność opisanych osiągnięć**

Opracowana przez habilitanta metoda spektrofotometryczna pośrednia stanowi alternatywę dla znormalizowanej metody Karla Fischera. Korzyści płynące ze stosowania opracowanej metody to przede wszystkim niższe koszty analizy, niż w przypadku metody KFT. Ponadto opracowana metoda jest bardziej przyjazna dla środowiska niż metoda KFT.

PP

Na podstawie własnych wyników badań przedstawionych w pracy [A6, A10, A13], związanych z ekstrakcją wody z celulozy do metanolu, **habilitant opracował nową metodę suszenia izolacji stałej transformatora za pomocą metanolu**. Metoda ta jest w szczególności przedstawiona w zgłoszeniu patentowym [P1] (*Załącznik 12*). **Pozwala ona przede wszystkim wyeliminować spadek stopnia polimeryzacji celulozy na etapie suszenia urządzenia podczas jego produkcji**. Zastosowanie opisanego sposobu suszenia pozwala na wydłużenie czasu eksploatacji jednostki.

### **c.5. Metoda suszenia izolacji celulozowej za pomocą estru syntetycznego**

Efektywne i bezpieczne suszenie układu izolacyjnego transformatora w miejscu jego zainstalowania stanowi poważny problem naukowy i techniczny. W układzie izolacyjnym olej mineralny – celuloza większość wody (od około 92% do 99% w zależności od równowagi termodynamicznej) znajduje się w materiałach celulozowych. Wymiana zawilgoconego oleju mineralnego na suchy nie poprawi sytuacji – poziom zawilgocenia izolacji celulozowej nie ulegnie znaczącemu obniżeniu. Konieczne jest zatem stosowanie innych, bardziej efektywnych metod suszenia izolacji stałej transformatora.

Na etapie produkcji transformatora jego izolacja stała jest suszona zazwyczaj za pomocą metody próżniowej polegającej na podgrzaniu celulozy w nagrzewnicy i wywołaniu podciśnienia. Tę metodę stosuje się rzadko w przypadku transformatorów już eksploatowanych ze względu na problemy techniczne związane z transportem transformatora z miejsca jego zainstalowania do fabryki i dużymi kosztami takiego przedsięwzięcia. Z tego względu na miejscu zainstalowania transformatora stosuje się inne metody suszenia izolacji celulozowej opisane między innymi w [28-32], do których należą:

- (1) metoda suszenia oleju za pomocą sit molekularnych,
- (2) metoda suszenia za pomocą cyrkulującego i osuszanego oleju mineralnego,
- (3) metoda suszenia próżniowego wraz z wybraną metodą podgrzewania izolacji stałej za pomocą:
  - a) gorącego powietrza,
  - b) rozpylania gorącego oleju,
  - c) przepływu prądu w uzwojeniach transformatora – metoda LFH (*Low Frequency Heating*); strona górnego napięcia zasilana z przetwornicy niskiej częstotliwości przy zwartym uzwojeniu dolnego napięcia,
  - d) skraplania pary cieczy o składzie zbliżonym do paliwa lotniczego np. kerosyny – metoda ewaporacyjna.

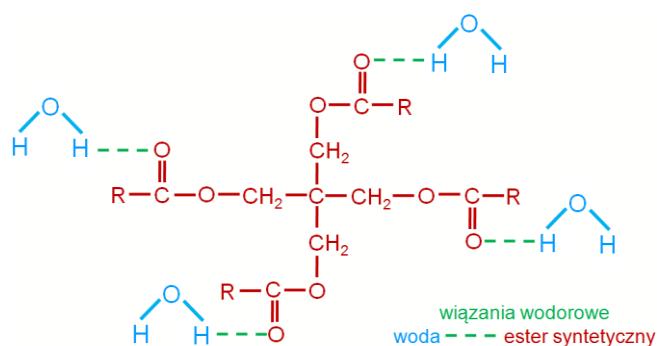
Analizując metody suszenia należy wziąć pod uwagę nie tylko prędkość suszenia izolacji, ale także możliwość suszenia izolacji przy włączonym transformatorze. Możliwość taka występuje przy wykorzystaniu dwóch najmniej wydajnych metod polegających na zastosowaniu cyrkulującego oleju mineralnego i sita molekularnego. Habilitant postawił tezę, mówiącą, że **wydajność suszenia celulozowego układu izolacyjnego można znacząco poprawić zamieniając olej mineralny na ester syntetyczny**. Teza ta została postawiona w oparciu o informacje przedstawione w dwóch kolejnych akapitach.

Koncepcja suszenia materiałów celulozowych za pomocą estru syntetycznego związana jest z dużą rozpuszczalnością wody w tej właśnie cieczy w porównaniu z innymi cieczami elektroizolacyjnymi, a szczególnie w porównaniu z olejem mineralnym, co habilitant wykazał w [A14] c.2.1 (rys. 4.6). Autorzy pracy [33] zwrócili uwagę na zadawalający efekt osuszenia izolacji celulozowej wynikający z wymiany oleju mineralnego na ester naturalny (tzw. *retrofilling*) w czternastu zbadanych przez nich transformatorach. Zdaniem habilitanta

zastosowanie estru syntetycznego z pewnością pozwoli uzyskać znacznie lepsze efekty suszenia izolacji ze względu na większe graniczne nasycenie wodą  $S$  estru syntetycznego (dla  $50^{\circ}\text{C}$ ,  $S=2799$  ppm) w porównaniu z estrem naturalnym (dla  $50^{\circ}\text{C}$ ,  $S=1437$  ppm).

Różną rozpuszczalność wody w oleju mineralnym i w estrze syntetycznym należy tłumaczyć różną polarnością cząsteczek wchodzących w skład tych cieczy. Olej mineralny jest cieczą słabo polarną. Natomiast obecne w estrach syntetycznych wiązania estrowe czynią tę ciecz polarną. Estry syntetyczne mają od 2-4 wiązań estrowych na cząsteczkę [34]. Taka polarna cząsteczka estru może się łączyć z inną silnie polarną cząsteczką jaką jest woda. W takiej sytuacji powstaje wiązanie wodorowe pomiędzy atomem wodoru należącym do cząsteczki wody a atomem tlenu należącym do cząsteczki estru, co przedstawiono na rysunku 4.25.

W pracy [A15] habilitant sprawdził skuteczność suszenia izolacji celulozowej zaimpregnowanej olejem mineralnym za pomocą estru syntetycznego. Efekt osuszenia został zbadany dla przypadku jednokrotnej wymiany oleju mineralnego na ester syntetyczny.



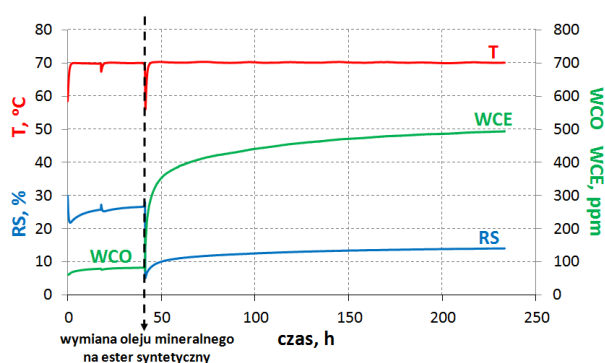
Rys. 4.25. Cząsteczka estru syntetycznego z przyłączonymi za pomocą wiązań wodorowych czterema cząsteczkami wody; R – grupa alkilowa o wzorze sumarycznym od  $\text{C}_5\text{H}_{11}$  do  $\text{C}_9\text{H}_{19}$  [A15]

Przed przystąpieniem do badań modelowych habilitant przeprowadził rozważania teoretyczne na temat skuteczności suszenia izolacji celulozowej za pomocą estru syntetycznego, co opisano w [A15]. Przeprowadzenie tych rozważań było możliwe dzięki wyznaczonym przez habilitanta krzywymi równowagi zawilgocenia dla układu celuloza-ester syntetyczny opublikowanym w [A14] (rys. 4.22d – c.4.1). Potwierdzona rozważaniami teoretycznymi duża skuteczność suszenia celulozy za pomocą estru syntetycznego skłoniła habilitanta do przeprowadzenia badań laboratoryjnych.

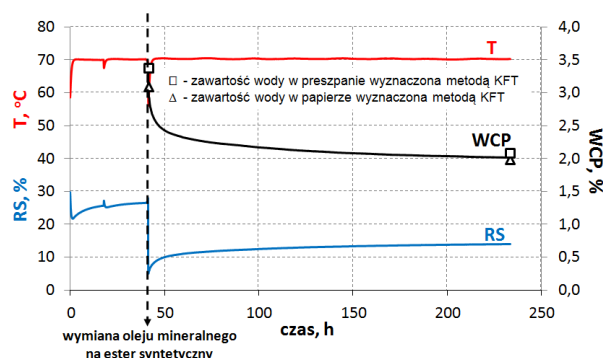
Do badań przyjęto stosunek masy celulozy i estru zbliżone do takiego stosunku w transformatorze energetycznym typu ANER3E 160000/220PN. Wyniki badań przedstawiono na rysunkach 4.26 i 4.27.

Wykresy przedstawione na rysunkach 4.26 i 4.27 potwierdzają, że po wymianie oleju mineralnego na ester syntetyczny (41 h eksperymentu) rozpoczęła się migracja wody z izolacji celulozowej do estru. Skutkiem tego był wzrost względnego nasycenia estru wodą ( $RS$ ) oraz zawartości wody w estrze wyrażonej w ppm ( $WCE$ ) (rys. 4.26). Wzrostowi zawilgocenia estru syntetycznego towarzyszył spadek zawartości wody w celulozie ( $WCP$ ), co przedstawiono na rysunku 4.27. Obserwowano dynamiczną migrację wody przez pierwsze trzy doby po wymianie cieczy. W tym czasie zawartość wody w izolacji celulozowej spadła z 3,3% do 2,15%, to jest o 1,15 punktu procentowego.

Na podstawie przeprowadzonych rozważań teoretycznych oraz eksperymentu wykazano zadawalającą skuteczność osuszenia izolacji celulozowej za pomocą estru syntetycznego, po jednokrotnej wymianie oleju mineralnego na ester.



Rys. 4.26. Względne nasycenie cieczy wodą (RS), zawartość wody w oleju mineralnym (WCO) i zawartość wody w estrze syntetycznym (WCE) w zależności od czasu suszenia izolacji celulozowej; temperatura w trakcie eksperymentu (T) [A15]



Rys. 4.27. Względne nasycenie cieczy wodą (RS) i zawartość wody w izolacji celulozowej (WCP) w zależności od czasu jej suszenia; temperatura w trakcie eksperymentu (T) [A15]

Kolejne badania przeprowadzone przez habilitanta miały na celu nie tylko wykazanie możliwości zastosowania estru syntetycznego do skutecznego suszenia izolacji celulozowej, ale także udowodnienie, że metoda ta jest znacznie bardziej wydajna niż metoda, w której czynnikiem suszącym jest olej mineralny. Wyniki tych badań habilitant zamieścił w artykule pt. *Drying of transformer cellulose insulation by means of synthetic ester* [Załącznik 13]. Publikacja ta jest obecnie recenzowana w czasopiśmie IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation.

Na podstawie przeprowadzonych badań habilitant dowiódł, że efektywność suszenia izolacji celulozowej za pomocą estru syntetycznego zależy od wielu czynników, z których najważniejszymi są: stosunek masy estru do masy celulozy, wyjściowy poziom zawilgocenia celulozy i estru, zastosowana procedura suszenia oraz temperatura izolacji podczas suszenia. Im wyższa temperatura estru syntetycznego tym większa jest rozpuszczalność wody (rys. 4.6). Ponadto wraz ze wzrostem temperatury izolacji celulozowej maleje jej zdolność do sorpcji wody (rys. 4.8a) [A14]. A zatem wysoka temperatura jest czynnikiem sprzyjającym, pozwalającym zwiększyć efektywność suszenia.

### Podsumowanie i aplikacyjność opisanych osiągnięć

Stwierdzenie wysokiego poziomu zawilgocenia izolacji transformatora powinno skłonić operatora tego urządzenia do podjęcia odpowiednich działań. Jednym z takich działań jest suszenie izolacji celulozowej transformatora. Nie jest to zabieg prosty. Przykładowo, bardzo popularne usuwanie wody z celulozy za pomocą cyrkulującego i osuszanego w sposób ciągły oleju mineralnego jest zabiegiem mało efektywnym o czym świadczą doświadczenia operatorów systemu elektroenergetycznego. Również wyniki badań przedstawione przez habilitanta w publikacji (Załącznik 13) świadczą o niskiej skuteczności tej metody usuwania wody. Skuteczniejsze metody osuszania izolacji celulozowej, np. przy użyciu metody LFH są bardzo drogie. Koszt suszenia izolacji taką metodą może przekraczać nawet 20% ceny nowego transformatora.

Alternatywę stanowi, zaproponowane przez habilitanta, suszenie izolacji celulozowej za pomocą estru syntetycznego. Przedstawione w pracy [A15] wyniki badań wykazały



**skuteczność suszenia izolacji celulozowej zaimpregnowanej uprzednio olejem mineralnym za pomocą estru syntetycznego. Daje to możliwość suszenia transformatorów z izolacją celulozową zaimpregnowaną olejem mineralnym w miejscu ich zainstalowania. Opracowane rozwiązanie stanowi wkład habilitanta w rozwój metod suszenia izolacji stałej transformatora.** Zastosowana procedura suszenia izolacji za pomocą estru syntetycznego powinna być wybrana na podstawie analizy wielu czynników, takich jak dopuszczalny czas odstawienia transformatora z ruchu, czy też poziom zawilgocenia izolacji celulozowej. Procedura ta może obejmować suszenie izolacji za pomocą cyrkulującego i osuszanego w sposób ciągły estru syntetycznego. Inną opcją suszenia, w przypadku umiarkowanego poziomu zawilgocenia, jest jednokrotna wymiana oleju mineralnego na ester syntetyczny, co habilitant poddał rozważaniom w [A15]. W takiej sytuacji izolacja może być grzana w trakcie eksploatacji transformatora poprzez straty mocy w rdzeniu i uzwojeniach, spowoduje to znaczne obniżenie kosztów suszenia. Po procesie suszenia kadź transformatora może być ponownie wypełniona olejem mineralnym.

Po ponownym wprowadzeniu oleju mineralnego do kadzi powstaje mieszanina cieczy elektroizolacyjnych, która będzie zawierać około 95% oleju mineralnego i 5% estru syntetycznego. Z informacji przedstawionych w patencie [35] wynika, że taka mieszanina posiada lepsze właściwości elektryczne i odporność na starzenie w stosunku do oleju mineralnego. Z kolei autorzy publikacji [D32] wykazali, że mieszanina taka charakteryzuje się nieco wyższą zdolnością do transportu ciepła niż olej mineralny. Problemem otwartym jest diagnostyka transformatora wypełnionego taką mieszaniną. Konieczne jest wypracowanie wartości kryterialnych właściwości diagnostycznych dla takiej mieszaniny.

Habilitant wraz z grupą pracowników z Zakładu Wysokich Napięć i Materiałów Elektrotechnicznych Politechniki Poznańskiej podjęli szereg zabiegów, aby zachęcić energetykę zawodową do wdrożenia rozwiązania habilitanta polegającego na suszeniu izolacji transformatora za pomocą estru syntetycznego. Zorganizowano szereg seminariów m.in. we współpracy z firmami ZREW Transformatory S.A., ENEA Operator oraz Power Engineering. Spotkania te zaowocowały zawiązaniem konsorcjum pomiędzy Power Engineering i Instytutem Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej w wyniku czego został złożony wniosek do NCBiR o finansowanie projektu aplikacyjnego pt. *Innowacyjny system suszenia izolacji celulozowej transformatora z wykorzystaniem estru syntetycznego*. Obecnie wniosek jest na etapie recenzji. Habilitant we wniosku jest uwzględniony jako kluczowa osoba do realizacji badań rozwojowych.

#### ***c.6. Podsumowanie – najważniejsze osiągnięcia naukowo-poznawcze i aplikacyjne***

Opublikowane w pracach [A1-A16] wyniki wybranych badań habilitanta, w okresie zatrudnienia na Politechnice Poznańskiej po uzyskaniu stopnia naukowego doktora, dotyczą problematyki obecności wody w układzie izolacyjnym transformatora i izolatora przepustowego. W badaniach szczególny nacisk położono na poznanie zagadnień związanych z higroskopijnością celulozy i rozpuszczalnością wody w cieczach elektroizolacyjnych. Dobre poznanie tych właściwości pozwoliło habilitantowi na zgłębienie fizyki zjawisk niebezpiecznych dla pracy transformatora, które mogą mieć miejsce w układzie izolacyjnym o znaczącym poziomie zawilgocenia. Opracowane modele matematyczne dla izoterm sorpcji wody, dla celulozy o różnym stopniu polimeryzacji, a także modele opisujące rozpuszczalność wody w cieczach elektroizolacyjnych w zależności od temperatury pozwoliły habilitantowi na opracowanie nowych metod pomiaru zawartości wody w izolacji stałej transformatora, a także opracowanie metod suszenia takiej izolacji. Opracowane rozwiązania

stanowią wkład habilitanta w poprawę diagnostyki i eksploatacji transformatorów elektroenergetycznych.

Za najważniejsze **osiągnięcia naukowo-poznawcze**, opisane w monotematycznym cyklu publikacji, habilitant uważa:

- 1) wykazanie, że nierównomierny rozkład zawilgocenia w układzie izolacyjnym transformatora, wynikający z rozkładu temperatury, jest dodatkowo potęgowany rozkładem stopnia polimeryzacji celulozy [A7],
- 2) powiązanie efektu bąbelkowania ze zjawiskiem fizycznym desorpcji wody z włókien celulozowych oraz ustalenie istotnych czynników wpływających na temperaturę inicjacji zjawiska bąbelkowania [A1, A3, A9],
- 3) udział w wykazaniu, że problem zawilgocenia oraz zjawiska bąbelkowania dotyczy również układów izolacyjnych izolatorów przepustowych typu OIP i RBP [A5, A11]
- 4) udowodnienie, że możliwe jest zastosowanie metanolu do skutecznego suszenia materiałów celulozowych i aramidowych [A6, A10, A13], co stało się podstawą do opracowania metody pomiaru zawartości wody za pomocą spektrofotometrii oraz metody suszenia izolacji celulozowej – zgłoszenie patentowe [P1 – **Załącznik 12**],
- 5) wykazanie, że duża rozpuszczalność wody w estrze syntetycznym może być wykorzystana do skutecznego suszenia wyrobów celulozowych zaimpregnowanych olejem mineralnym [A14, A15, **Załącznik 13**],
- 6) udział w opracowaniu teorii związanej z wpływem migracji wody, wywołanej zmianą temperatury układu izolacyjnego, na zapłon i generację wyładowań niezupełnych [A16],
- 7) ustalenie zależności pomiędzy oporem przedarcia papieru nawojowego a jego zawilgoceniem i stopniem polimeryzacji celulozy [A2].

Najważniejsze **osiągnięcia aplikacyjne**, opisane w cyklu monotematycznych publikacji, zostały przedstawione poniżej.

- 1) Udział w opracowaniu zależności opisującej zawartość wody w izolacji stałej transformatorów w zależności od czasu ich eksploatacji. Zależność ta pozwala na wytypowanie transformatorów, które powinny zostać poddane diagnostyce pod kątem zawilgocenia układu izolacyjnego [A8].
- 2) Opracowanie metody umożliwiającej wyznaczanie współczynników rozpuszczalności wody dla dowolnej cieczy elektroizolacyjnej. Współczynniki te pozwalają na ustalenie zależności granicznego nasycenia wodą wybranej cieczy elektroizolacyjnej w funkcji temperatury [A4, A12]. Są one niezbędne do poprawnego wyznaczania zawartości wody wyrażonej w ppm wagowo na podstawie zmierzonego za pomocą czujnika pojemnościowego względnego nasycenia cieczy wodą. Metoda ta zostanie zamieszczona w opracowywanej przez grupę roboczą D1.52 broszurze CIGRE.
- 3) Opracowanie izoterm sorpcji wody oraz krzywych równowagi zawilgocenia dla celulozy o różnym stopniu polimeryzacji wykorzystywanych do oceny stopnia zawilgocenia izolacji stałej transformatora na podstawie informacji o zawilgoceniu cieczy elektroizolacyjnej i temperaturze układu izolacyjnego. Odpowiednie zastosowanie wyznaczonych izoterm lub krzywych równowagi poprawia wiarygodność oceny stopnia zawilgocenia izolacji stałej urządzeń o długim czasie eksploatacji [A14].

- 4) Opracowanie krzywych równowagi zawilgocenia dla celulozy zaimpregnowanej estrem syntetycznym, estrem naturalnym oraz olejem silikonowym. Przygotowane krzywe umożliwiają poprawne wyznaczenie zawartości wody w układach izolacyjnych zbudowanych na bazie celulozy impregnowanej cieczami alternatywnymi dla oleju mineralnego coraz częściej stosowanymi w transformatorach, głównie ze względu na ich dobre właściwości pożarowe, oraz w przypadku estrów biodegradowalność [A14].
- 5) Wyznaczenie zależności temperatury inicjacji *bubble effect* od zawilgocenia celulozy i stopnia jej polimeryzacji. Zależność ta wykorzystywana jest do wskazania właścicielowi transformatora, w raportach z badań zawartości wody w izolacji stałej za pomocą metody DFR, bezpiecznej temperatury pracy jednostki ze względu na zagrożenie związane z wystąpieniem efektu bąbelkowania [A1, A3, A9].
- 6) Opracowanie metody pomiaru zawartości wody w materiałach włóknistych celulozowych i aramidowych z wykorzystaniem spektrofotometrii w bliskiej podczerwieni oraz ekstrakcji wody za pomocą metanolu. Opracowana metoda stanowi tańszą i przyjazną dla środowiska alternatywę dla znormalizowanej metody Karl Fischera [A6, A10, A13].
- 7) Opracowanie procedury i urządzenia do suszenia izolacji celulozowej za pomocą metanolu. Habilitant dokonał zgłoszenia patentowego [P1 – *Załącznik 12*] tego rozwiązania, które powstało głównie w oparciu o wiedzę zdobytą w trakcie badań, opisanych w pracach [A10, A13], mających na celu opracowanie nowej metody pomiaru zawartości wody.
- 8) Opracowanie założeń do metody suszenia układu izolacyjnego transformatora za pomocą estru syntetycznego [A15]. Metoda ta jest podstawą wniosku o finansowanie projektu zgłoszonego przez konsorcjum firma Power Engineering – Politechnika Poznańska do NCBIR (wniosek jest na etapie recenzji). W projekcie założono, że wyniki badań zostaną wdrożone do działalności gospodarczej firmy Power Engineering.

## LITERATURA

1. M. Dąbrowski, *Początki rozwoju transformatorów*, Ośrodek Wydawnictw Naukowych, Poznań 2005.
2. T.A. Prevost, T.V. Oommen, *Cellulose insulation in oil-filled power transformers: Part I – history and development*, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 22 No. 1, pp. 28-35, 2006.
3. I. Fofana, V.G. Arakelian, *Water in oil-filled high-voltage. Equipment Part I: States, solubility, and equilibrium in insulating materials*, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 23, No. 4, pp. 15-27, 2007.
4. *Water solubility algorithms for dielectric liquids*, DOMINO™ Application Bulletin, Serial number: MKT-AB 11 Rev B, pp. 1-3, 1999.
5. M. Jovalekic, D. Kolb, S. Tenbohlen, L. Bates, R. Szewczyk, *A methodology for determining water saturation limits and moisture equilibrium diagrams of alternative insulation systems*, w materiałach, IEEE International Conference on Dielectric Liquids (ICDL), pp. 1-5, 2011.
6. *Vaisala HUMICAP and Temperature Transmitter Series HMT330 – User's Guide*, 2011.
7. T. Gradnik, M. Koncan-Gradnik, N. Petric, N. Muc, *Experimental evaluation of water content determination in transformer oil by moisture sensor*, w materiałach IEEE International Conference on Dielectric Liquids (ICDL), pp. 1-4, 2011.

8. P.B. Staudt, I.C. Tessaro, L.D.F. Marczak, R.de P. Soares and N.S.M. Cardozo, *A new method for predicting sorption isotherms at different temperatures: Extension to the GAB model*, J. Food Eng., Vol. 118, pp. 247-255, 2013.
9. J. Blahovec, S. Yanniotis, *GAB Generalised equation as a basis for sorption spectral analysis*, Czech J. Food Sci., Vol. 28, No. 5, pp. 345-354.
10. G. Barbosa-Cánovas, J. Anthony, J. Fontana, S., Schmidt, T. Labuza, *Water activity in foods: fundamentals and applications*, IFT Press Series. John Wiley & Sons, 2007.
11. R. Jeffries, *The sorption of water by cellulose and eight other textile polymers*, J. Textile Institute Trans., Vol. 51, No. 9, pp. 339-374 1960.
12. HP. Gasser, Ch. Krause and T. Prevost, *Water absorption of cellulosic insulating materials used in power transformers*, Int'l. Conf. Solid Dielectr., pp. 289-293, 2007.
13. M. Koch and S. Tenbohlen, *Diagnostic application of moisture equilibrium for power transformers*, IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 25, No. 4, pp. 2574-2581, 2010.
14. Cigré Brochure 349, *Moisture equilibrium and moisture migration within transformer insulation systems*, 2008.
15. FIST 3-30 *Transformer Maintenance*, United States Department of the interior Bureau of Reclamation, Denver, Colorado, 2000.
16. T.V. Oommen, S.R. Lindgren, *Bubble evolution from transformer overload*, w materiałach konferencji: Transmission and Distribution Conf. Exposition, IEEE/PES, No. 1'(2001), pp. 137-142, 2001.
17. M. Sakai, K. Maki, Y. Taniguchi, N. Daikuhara and S. Yanabu, *A research of critical temperature on bubble formation under overloaded oil-immersed transformer*, Trans. Inst. Electr. Eng., No. (121-B)2001, pp. 500-506, 2001.
18. Cigré Brochure 323, *Aging of cellulose in mineral-oil insulated transformers*, 2007.
19. D.H. Shroff and A.W. Stannett, *A review of paper aging in power transformers*, IEE Proc., Vol.132, Pt. C, No.6, pp. 312-319, 1985.
20. W.G. Lawson, M.A. Simmons, P.S. Gale, *Thermal ageing of cellulose paper insulation*, IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. EI-12, No. 1, 1977.
21. A.M. Emsley, R.J. Heywood, M. Ali, X. Xiao, *Degradation of cellulosic insulation in power transformers. Part 4: Effects of aging on the tensile strength of paper*, IEE Proceedings, Science, Measurement and Technology, Vol. 147, No. 6, pp. 285-290, 2000.
22. D.J.T Hill, T.T. Le, M. Darveniza, T. Saha, *A study of degradation of cellulosic insulation materials in a power transformer, part 1. Molecular weight study of cellulose insulation paper*, Elsevier Polymer Degradation and Stability, Vol. 48, No. 1, pp. 79-87, 1995.
23. H. Borsi and U. Schroder, *Initiation and formation of partial discharges in mineral-based insulating oil*, IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul., Vol. 1, No. 3, pp. 419-425, 1994.
24. B. Lutyński, *Wpływ natężenia pola elektrycznego na zmianę zawilgocenia oleju w przestrzeni międzyelektrodowej*, Prace Naukowe Instytutu Elektrotechniki I Elektrotechnologii Politechniki Wrocławskiej, Nr 1, pp. 41-47, 1970.
25. T.V. Oommen, *Moisture equilibrium in paper-oil insulation systems*, w materiałach 6th Electrical/Electrical Insulation Conference, EIC 1983
26. V. Vasovic, J. Lukic, C. Perrier and M.L. Coulibaly, *Equilibrium charts for moisture in paper and pressboard insulations in mineral and natural ester transformer oils*, IEEE Electr. Insul. Mag., Vol. 30, No. 2, pp. 10-16, 2014.
27. B. Bródka, H. Mościcka-Grzesiak, *Spektrofotometria w bliskiej podczerwieni jako metoda diagnostyczna zawartości wody w izolacji papierowo-olejowej*, Przegląd Elektrotechniczny, Vol. 84, No. 10/2008, s. 136-140, 2008.
28. Cigré Brochure 445, *Guide for transformer maintenance*, 2011.
29. I. Fofana, V. Wasserberg, H. Borsi and E. Gockenbach, *Drying of transformer insulation using zeolite*, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 20, Issue 1, pp. 20-30, 2004.
30. P. Koestinger, E. Aronsen, P. Boss, G. Rindlisbacher, *Practical experience with the drying of power transformers in the field, applying the LFH technology*, CIGRE 2004, paper no. A2-205.



31. P. Koestinger, T. Bruaroy, *Drying of power transformers in the field, plying the LFH - Technology in combination with oil reclamation*, CIGRE 2006, paper no. A2-108.
32. K. Walczak, *Metody suszenia izolacji stałej transformatora energetycznego w miejscu zainstalowania*, w materiałach Międzynarodowej Konferencji Transformator'13, s. C1-C9, 2013.
33. S. Moore, K. Rapp and R. Baldyga, *Transformer insulation dry out as a result of retrofilling with natural ester fluid*, w materiałach IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, pp. 1-6, 2012.
34. CIGRE Brochure nr 436, *Experiences in service with new insulating liquid*, 2010
35. Patent No: US 7,833,440 B2, *High performance dielectric oil and the use thereof in high voltage electrical equipment*, 2010.

## 5. Omówienie pozostałych osiągnięć naukowo – badawczych po uzyskaniu stopnia doktora

Pozostałe osiągnięcia naukowo-badawcze habilitanta w sposób syntetyczny ujęto w podpunktach od 5.1 do 5.5. **Symbolika oznaczeń publikacji odpowiada oznaczeniom wg Załącznika 4.**

### 5.1. Rozwój metod pomiaru zawartości wody w izolacji stałej transformatorów i izolatorów przepustowych opartych na odpowiedzi dielektrycznej układu izolacyjnego

W latach 2010-2013 habilitant był współwykonawcą projektu badawczego rozwojowego nr NR01-0004-10/1010 pt. *Odcisk palca izolacji celulozowej syconej syntetycznymi estrami organicznymi oparty na analizie odpowiedzi dielektrycznej w dziedzinie częstotliwości* finansowanego przez NCBiR. W ramach tego projektu habilitant wraz z grupą współautorów opublikował szereg artykułów [C21, C31, D17, D21, D25] związanych z rozszerzeniem zastosowania pomiaru zawartości wody, za pomocą metody DFR, o układy izolacyjne zbudowane z materiałów celulozowych impregnowanych estrem syntetycznym. Cechą charakterystyczną metody DFR jest konieczność posiadania wzorców zawilgocenia. Pod pojęciem „wzorców” należy rozumieć charakterystyki części rzeczywistej i urojonej przenikalności elektrycznej w zależności od częstotliwości, zdjęte dla próbek wzorcowych. W ramach projektu habilitant wraz z grupą współautorów wykonał badania, których celem było zdjęcie charakterystyk wzorcowych odpowiedzi dielektrycznej dla izolacji celulozowej impregnowanej estrem syntetycznym w zakresie od  $10^{-4}$  do  $10^3$  Hz. Badania przeprowadzono dla próbek o zawartości wody w zakresie od 0,5 do 5%. Charakterystyki zdejmowano dla wybranych wartości temperatury z zakresu od 5 do 50°C. Pomiar realizowano wykorzystując system pomiarowy IDAX 300. Opracowane wzorce są wykorzystywane do pomiarów zawartości wody w izolacji stałej na zlecenie producenta transformatorów.

Kolejnym obszarem badań habilitanta były prace związane z zastosowaniem metody DFR do pomiaru zawartości wody w rdzeniu izolacyjnym izolatora przepustowego. Wyniki badań przedstawione w pracy [C25], której habilitant jest współautorem, dotyczące badań izolatorów przepustowych typu OIP na napięcie 220 kV, wykazały przydatność zastosowania tej metody do oceny zawartości wody w układzie izolacyjnym izolatora przepustowego. Publikacja ta była brana pod uwagę przez PSE przy podejmowaniu decyzji o konieczności rozpoczęcia badań zawilgocenia izolatorów przepustowych. Habilitant wraz z zespołem pracowników z Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej, w ramach działalności Mobilnego Laboratorium Diagnostyki Transformatorów, bierze czynny udział w badaniach



izolatorów przepustowych należących do Polskich Sieci Elektroenergetycznych. Począwszy od 2012 roku habilitant przeprowadził łącznie ponad 210 pomiarów izolatorów przepustowych na napięcie 400, 220 i 110 kV. Doświadczenia habilitanta oraz pracowników Instytutu Elektroenergetyki z badań izolatorów przepustowych metodą DFR zostały opisane w pracy [D23]. W pracy tej opisano wpływ napięcia pomiarowego, warunków atmosferycznych i osłony izolacyjnej na wyniki pomiarów. Ponadto przedstawiono koncepcję użycia w modelowaniu odpowiedzi dielektrycznej izolatora przepustowego modelu 2XY, który uwzględnia różne wartości temperatury w części olejowej i napowietrznej izolatora. Koncepcja ta stała się przedmiotem zgłoszenia patentowego [P2].

W pracach [D26, N10] habilitant wraz z współautorem opisali badania laboratoryjne izolatorów przepustowych typu OIP i RBP na napięcie 110 kV. Po zdjęciu osłon porcelanowych pobrano z rdzeni izolacyjnych przepustów próbki izolacji stałej do badań zawartości wody za pomocą metody KFT. Wyniki tych badań porównano z wynikami uzyskanymi za pomocą metody DFR. Uzyskano dużą zgodność wyników. Otrzymane wyniki badań potwierdziły tezę mówiącą, że problem zawilgocenia izolatorów przepustowych dotyczy zarówno konstrukcji OIP jak i RBP.

Kolejny obszar zainteresowań habilitanta związany jest z metodą pomiaru zawartości wody w izolacji celulozowej z wykorzystaniem metody RVM. Oceny zawilgocenia izolacji dokonuje się na podstawie analizy spektrum napięcia powrotnego RV. Cechą charakterystyczną spektrum napięcia powrotnego jest jego dominująca stała czasowa. Klasyczne spektrum napięcia powrotnego posiada jedno maksimum. Często zdarza się, że zamiast klasycznego kształtu krzywej RV otrzymuje się charakterystykę np. z dwoma dominującymi stałymi czasowymi lub przebieg spłaszczony. W takich przypadkach prawidłowe określenie stopnia zawilgocenia izolacji jest znacznie utrudnione. W pracach [B4, D11], w których habilitant był współautorem, opisano badania wpływu przestrzennego rozkładu temperatury w izolacji papierowo-olejowej na spektrum napięcia powrotnego. Badania na modelach laboratoryjnych wykazały, że w przypadku układu izolacyjnego, gdzie zasadnicza część izolacji wykazuje liniowy rozkład temperatury w zakresie od 27°C do 37°C, a temperatura hot-spot osiąga wartości powyżej 67°C można zaobserwować pojawienie się drugiego maksimum, spłaszczenie charakterystyk oraz znaczne obniżenie wartości maksymalnej napięcia powrotnego. Opisane w pracach [B4, D11] wyniki badań wykazały, że wraz ze wzrostem temperatury „hot-spot”, spektrum napięcia powrotnego przesunęło się w kierunku krótszych czasów ładowania. Nie uwzględnienie tego faktu i interpretacja widma RV w oparciu o pierwszą wyznaczoną stałą czasową może spowodować zawyżenie wyniku zawartości wody w izolacji stałej.

## **5.2. Analiza czynników wpływających na transport ciepła w układzie izolacyjnym transformatora**

W okresie od 2010 do 2016 roku habilitant uczestniczył w badaniach dotyczących analizy czynników wpływających na transport ciepła w układzie izolacyjnym transformatora. Habilitant był odpowiedzialny przede wszystkim za odpowiednią preparację próbek, przygotowanie układów pomiarowych oraz wykonanie części pomiarów. Badania podzielone były na dwa etapy. W pierwszym etapie zbadano przewodność cieplną materiałów celulozowych i aramidowych impregnowanych różnymi cieczami elektroizolacyjnymi. Natomiast w drugim etapie zbadano właściwości dielektryków ciekłych wpływające na współczynnik przejmowania ciepła.

Część prac realizowanych w pierwszym etapie badań było sfinansowanych przez NCN w ramach projektu badawczego nr N N510 678840 pt. *Wpływ zawilgocenia izolacji papierowej*

*transformatora na przewodność cieplną papieru.* Habilitant był głównym wykonawcą tego projektu. W ramach pierwszego etapu badań habilitant wraz z współautorami przygotowali szereg publikacji [B3, C23, C24, C27, D14, D15, D18], które przede wszystkim opisują wpływ rodzaju izolacji, temperatury oraz stopnia zawilgocenia i zesterzenia materiałów izolacyjnych na przewodność cieplną papieru nawojowego. Na podstawie wykonanych badań wykazano, że zawilgocenie izolacji papierowej zaimpregnowanej olejem mineralnym ma znaczący wpływ na jego przewodność cieplną. Wzrost zawartości wody od 0,5% do 4,8% powoduje wzrost przewodności cieplnej o 11% przy temperaturze 25°C oraz o 7% przy temperaturze 100°C. Na podstawie przeprowadzonych badań opracowano zależność matematyczną opisującą wpływ zawilgocenia i temperatury na przewodność cieplną papieru nawojowego. Zależność ta może być wykorzystywana zarówno na etapie projektowania jak i eksploatacji transformatorów, w celu określenia temperatury wewnątrz jednostki.

Przeprowadzone badania nie wykazały istotnego wpływu stopnia polimeryzacji celulozy oraz liczby kwasowej oleju na przewodność cieplną papieru nawojowego.

Ponadto habilitant, wraz z współautorami, przeprowadził badania przewodności cieplnej papieru celulozowego i aramidowego zaimpregnowanego różnymi cieczami elektroizolacyjnymi. Uzyskane wyniki wskazały, że największą przewodnością cieplną charakteryzuje się papier celulozowy zaimpregnowany estrem syntetycznym.

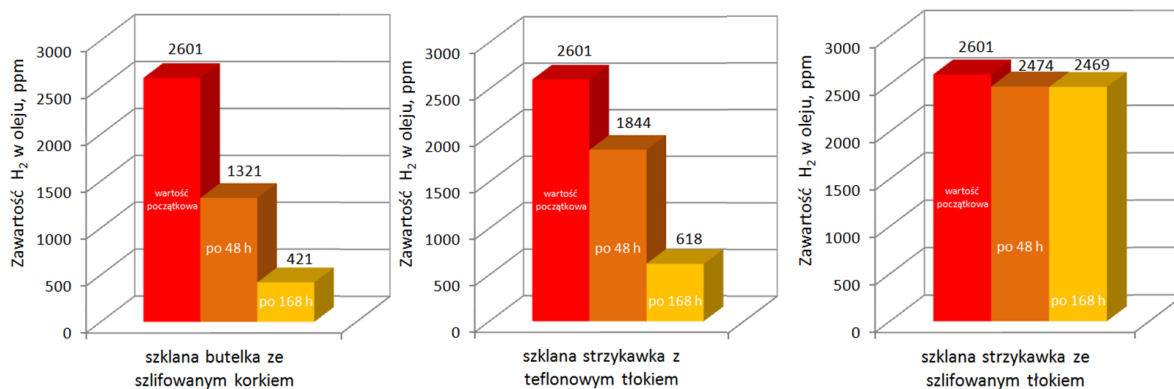
W drugim etapie prac przeprowadzono badania czynników wpływających na właściwości cieplne cieczy elektroizolacyjnych, które determinują ich zdolność do przejmowania ciepła. Wyniki tych badań habilitant wraz z współautorami opublikowali w [C29, C34, C39–C41, D32] Do badań wykorzystano olej mineralny, ester syntetyczny i ester naturalny. Badanymi czynnikami były: rodzaj cieczy, jej temperatura oraz stopień zesterzenia opisany za pomocą liczby kwasowej oraz zawilgocenia. Analizie poddano takie właściwości cieczy elektroizolacyjnych jak: przewodność cieplną, ciepło właściwe, rozszerzalność cieplną, lepkość kinematyczną oraz gęstość. Na podstawie otrzymanych wyników badań i obliczeń wykazano, że największym współczynnikiem przejmowania ciepła spośród zbadanych cieczy charakteryzuje się olej mineralny. W przypadku estru syntetycznego współczynnik przejmowania ciepła, w zależności od temperatury, okazał się o kilkanaście procent mniejszy od współczynnika dla oleju mineralnego. Natomiast dla estru naturalnego współczynnik przejmowania ciepła był o około 10% mniejszy od współczynnika dla oleju mineralnego. Przeprowadzone badania nie wykazały znaczącego wpływu stopnia zesterzenia i zawilgocenia cieczy elektroizolacyjnych na współczynnik przejmowania ciepła. Otrzymane wyniki są wykorzystywane do projektowania układów chłodzenia transformatorów [Załącznik 9]. Wyniki badań, opisane w drugim etapie prac, zostały zamieszczone w rozprawie doktorskiej, której habilitant był promotorem pomocniczym.

### **5.3. Poprawa wiarygodności metody DGA (*Dissolved Gas Analysis*) wykorzystywanej do diagnostyki transformatorów energetycznych**

Metoda DGA czyli analiza gazów rozpuszczonych w oleju jest uznawana za jedną z ważniejszych metod diagnostycznych transformatorów energetycznych najwyższych mocy. Metoda ta wykorzystywana jest do diagnostyki urządzeń elektroenergetycznych od lat 50. XX wieku. Pomimo długiego czasu stosowania metody DGA stwarza ona poważne problemy metrologiczne w laboratoriach fizykochemicznych, co habilitant, wraz z współautorem, opisał w publikacji [C28]. Opisane w tej publikacji rozbieżności wyników badań poszczególnych gazów diagnostycznych dowodzą, że metoda ta charakteryzuje się słabą odtwarzalnością wyników. Habilitant wskazał czynniki wpływające na wiarygodność wyników uzyskiwanych

za pomocą metody DGA. Do czynników tych habilitant zaliczył przede wszystkim sposób przechowywania próbki oleju (rys. 5.1) oraz metodę kalibracji chromatografu.

Habilitant podkreślił, że dobrą praktyką laboratoryjną, w przypadku badań DGA, jest częsta weryfikacja procedury i aparatury pomiarowej, począwszy od oceny szczelności układu, działania detektorów i kolumn chromatograficznych, a skończywszy na testach z wykorzystaniem wzorców olejowych czy udziale w badaniach międzylaboratoryjnych.



Rys. 5.1. Zawartość wodoru w próbkach oleju mineralnego w zależności od sposobu i czasu ich przechowywania [C28]

Kolejnym problemem w stosowaniu metody DGA jest interpretacja wyników zmierzonych stężeń gazów. W literaturze dostępnych jest kilkanaście metod interpretacji wyników otrzymanych za pomocą metody DGA, co w sposób znaczący utrudnia postawienie prawidłowej diagnozy stanu urządzenia. W artykule [B6] habilitant wraz z współautorami przedstawili koncepcję wykorzystania sztucznych sieci neuronowych (SSN) do interpretacji wyników stężeń gazów. Koncepcja zastosowania SSN obejmowała: wybór odpowiedniej metody klasyfikacji defektu (metody: IEC, Duval'a, Dornenberg'a i Rogers'a), wybór typu SSN, projekt sieci ich uczenie i testowanie oraz wybór najlepszej sieci. W wyniku przeprowadzonych analiz udowodniono, że zdecydowanie najlepszą siecią okazała się sieć typu *perceptron wielowarstwowy* i właśnie ta sieć została wykorzystana do przygotowania funkcjonalnej aplikacji do diagnostyki transformatorów energetycznych za pomocą metody DGA.

#### 5.4. Właściwości cieczy elektroizolacyjnych modyfikowanych nanomateriałami

Atrakcyjność nanotechnologii sprawia, że badania w tej dziedzinie są prowadzone w wielu ośrodkach naukowych. W elektrotechnice jednym z obszarów zainteresowania są nanomodfikowane dielektryki ciekłe zwane nanocieczami. Nanomodyfikację cieczy elektroizolacyjnych wykonuje się w celu poprawy ich właściwości. Często jednak zdarza się, że poprawiając jedną właściwość można pogorszyć inną równie istotną z punktu widzenia eksploatacji urządzenia izolowanego takim dielektrykiem. Dlatego też zdaniem habilitanta wartościowe są badania nanocieczy obejmujące szerokie spektrum ich właściwości.

W publikacjach [C33, C35-C37, D27, D28] habilitant wraz z współautorami opisał wyniki pomiarów napięcie przebicia oraz właściwości cieplnych nanocieczy. Najtrudniejszym etapem badań było odpowiednie dobranie nanomateriału do cieczy bazowej tak, aby przygotować roztwór bądź stabilny koloid i jednocześnie uzyskać znaczący efekt poprawy wybranej właściwości. Spośród badanych przez habilitanta kombinacji cieczy elektroizolacyjnej – nanomateriał, jedynie w przypadku fulerenu  $C_{60}$  dodanego do oleju mineralnego bądź estru syntetycznego możliwe było uzyskanie roztworu [C33, D28, D31]. W przypadku innych

materiałów takich jak  $\text{TiO}_2$  czy  $\text{Al}_2\text{O}_3$  konieczne było przygotowanie do badań koloidu. Przygotowanie stabilnego koloidu, który nie ulegałby sedymentacji w długim okresie czasu jest zadaniem bardzo trudnym. Wymaga zmiany napięcia powierzchniowego poprzez dodanie do cieczy bazowej środka powierzchniowo czynnego. Wybrany środkiem powierzchniowo czynnym był dyspergator o nazwie SPAN20 ( $\text{C}_{18}\text{H}_{34}\text{O}_6$ ). W celu zdyspergowania nanocząstek w całej objętości cieczy zastosowano proces sonikacji. Jedynie w przypadku nanomodifikatora  $\text{TiO}_2$  wprowadzonego do oleju mineralnego i estru syntetycznego możliwe było przygotowanie stabilnego koloidu.

Wyniki badań opisane w publikacjach [C37, D27] dowodzą, że w roztworze fulerenu  $\text{C}_{60}$ , pod działaniem napięcia może utworzyć się mostek, który może doprowadzić do przebicia cieczy. Mostek ten umacnia się i stabilizuje w czasie kilkuset sekund, co można ocenić śledząc rezystancję przestrzeni międzyelektrodowej. Z przeprowadzonych badań wynika, że zmniejszenie szybkości podnoszenia napięcia przemiennego powoduje znaczne malenie napięcia przebicia roztworu fulerenu (71,3%) w porównaniu z napięciem przebicia oleju bazowego (100%). Należy to wiązać z możliwością rozbudowywania się mostka wyładowczego w dłuższym okresie czasu.

Na podstawie wyników badań opisanych przez habilitanta i współautorów w publikacjach [C33, C36, D28, D31] wynika, że nanomodifikacja zarówno oleju mineralnego jak i estru syntetycznego za pomocą fulerenu nie wpływa w znaczący sposób na właściwości decydujące o zdolności cieczy do transportu cieczy. Znacznie większy wpływ na cieplne właściwości cieczy, przede wszystkim przewodność cieplną, ma ich modyfikacja za pomocą  $\text{TiO}_2$  [D31]. Modyfikacja taka poprawia w sposób znaczący przewodność cieplną, ale negatywnie wpływa na lepkość cieczy. Po uwzględnieniu innych istotnych właściwości takich jak ciepło właściwe, gęstość i rozszerzalność cieplna autorzy pracy [D31] doszli do konkluzji, że modyfikacja oleju mineralnego za pomocą  $\text{TiO}_2$  nie wpływa znacząco na transport ciepła, co jest informacją pozytywną w kontekście wykorzystywania tego nanomodifikatora do poprawy właściwości elektrycznych cieczy.

### **5.5. Pole elektryczne i magnetyczne generowane przez napowietrzne linie SN i WN**

W publikacjach [B5, C20] habilitant, wraz z grupą współautorów, opisał wyniki badań natężenia pola elektrycznego i magnetycznego generowanego przez napowietrzne linie SN i WN w Poznaniu. Badania te były realizowane w ramach projektu badawczego finansowanego w drodze konkursu przez Urząd Miasta Poznania (umowa nr RoM.V/3420-289/09 Fn5064/09).

Badania przeprowadzono pod liniami napowietrznymi na napięcie 15 kV i 110 kV należącymi do spółki dystrybucyjnej Enea Operator. Do badań wytypowano 8 linii średniego i 16 linii wysokiego napięcia. Przy typowaniu linii do badań uwzględniono takie czynniki jak: wartość napięcia linii, wysokość zawieszenia przewodów fazowych, wartość prądu płynącego w liniach oraz miejsce ich posadowienia. Do badań wybrano przede wszystkim linie biegnące na terenach wysoce zurbanizowanych. Na podstawie wyników badań przedstawionych w publikacjach [B5, C20] wykazano, że w przypadku wszystkich analizowanych linii natężenie pola elektrycznego i magnetycznego nie przekroczyło wartości dopuszczalnych wynoszących, dla częstotliwości 50 Hz, odpowiednio 10 kV/m i 60 A/m. Z przeprowadzonych badań wynika, że pod większością badanych linii występuje teren, który może być przeznaczony pod zabudowę mieszkaniową. Powyższe stwierdzenie bazuje jednak jedynie na zmierzonych na wysokości 2 m wartościach natężenia pola elektrycznego i magnetycznego. W rzeczywistości, o tym czy dany obszar może być przeznaczony pod zabudowę decyduje



również wartość minimalnej odległości pomiędzy przewodami fazowymi a dachem planowanego do budowy budynku.

Powyżej przedstawione badania zostały przeprowadzono w kontekście sprzecznych doniesień, płynących z opracowań naukowych, na temat negatywnego wpływu pola elektrycznego i magnetycznego na organizmy żywe.

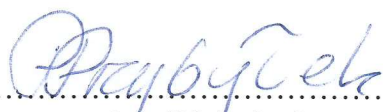
## 6. Podsumowanie działalności naukowej – dane bibliometryczne

Jestem autorem lub współautorem 97 publikacji zamieszczonych w czasopismach lub materiałach konferencji krajowych i międzynarodowych, a także 10 prac naukowych niepublikowanych oraz 149 opracowań dla podmiotów gospodarczych. Ze zbioru prac publikowanych 15 jest wykazywanych w bazie JCR. Jestem autorem jednego i współautorem dwóch zgłoszeń patentowych.

Baza Web of Science Core Collection (stan na 18.01.2017 r.) wykazuje 23 publikacje, cytowanych 67 razy (100 razy wg Cited References Search) oraz indeks Hirscha równy 5. Natomiast Baza Web of Science All Databases (stan na 18.01.2017 r.) wykazuje 24 publikacje, cytowanych 74 razy (107 razy wg Cited References Search) oraz index Hirscha równy 6.

Sumaryczny *Impact Factor* dla publikacji mojego autorstwa lub współautorstwa wynosi  $IF = 15,223$ . Łączna liczba punktów obliczona zgodnie z wytycznymi MNiSW wynosi 628.

Wyniki analizy bibliometrycznej sporządzonej przez Bibliotekę Politechniki Poznańskiej zamieściłem w **Załączniku 6**.

.....  
  
.....  
podpis Wnioskodawcy