

INSTYTUT ELEKTROENERGETYKI  
WYDZIAŁ INŻYNIERII ŚRODOWISKA I ENERGETYKI  
POLITECHNIKA POZNAŃSKA



ROZPRAWA DOKTORSKA

pt.:

**ZJAWISKO BĄBELKOWANIA  
W NOWOCZESNYCH UKŁADACH IZOLACYJNYCH  
TRANSFORMATORÓW ENERGETYCZNYCH**

**mgr inż. Kamil Lewandowski**

Promotor:

**dr hab. inż. Hubert Morańda, prof. uczelni**

Poznań, 2023



## Streszczenie

Jedną z przyczyn awarii transformatorów jest zjawisko bąbelkowania (ang. bubble effect, b.e.), które można definiować jako gwałtowne uwalnianie pary wodnej z ich izolacji stałej po przekroczeniu krytycznej temperatury, zwanej temperaturą inicjacji zjawiska bąbelkowania. Do jego podstawowych skutków można zaliczyć pogorszenie parametrów elektroizolacyjnych układu izolacyjnego oraz zwiększenie ciśnienia wewnątrz kadzi urządzenia.

W pierwszej części rozprawy przedstawiono układ izolacyjny transformatorów energetycznych, ze szczególnym uwzględnieniem nowoczesnych wysokotemperaturowych materiałów izolacyjnych, oraz poruszono problematykę zawilgocenia izolacji transformatorów, szczególnie w kontekście wystąpienia w nich zjawiska bąbelkowania.

W ramach pracy przeprowadzono pomiary temperatury inicjacji b.e. wszystkich kombinacji trzech materiałów izolacyjnych stałych (celulozy, aramidu oraz materiału stanowiącego ich kompozyt) i dwóch ciekłych (oleju mineralnego i estru syntetycznego). Głównym celem badań było przeprowadzenie analizy porównawczej temperatury inicjacji b.e. między nowoczesną izolacją wysokotemperaturową Nomex® 910 (stanowiącą kompozyt celulozy i aramidu) a materiałami składającymi się na ten kompozyt.

Główna teza pracy stanowiła, że temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania w złożonych układach izolacyjnych zależy w istotny sposób od polarności komponentów je tworzących. W rezultacie przeprowadzonych badań oraz analiz teza ta, oraz składające się na nią trzy podtezy, zostały potwierdzone. Ponadto, na podstawie uzyskanych wyników badań, opracowano równania pozwalające określić temperaturę inicjacji zjawiska bąbelkowania w zależności od zawilgocenia izolacji stałej dla wszystkich zbadanych kombinacji układu trzech materiałów izolacyjnych stałych oraz dwóch cieczy izolacyjnych.

W ostatniej części pracy uzyskane wyniki badań skonfrontowano z wymaganiami normy IEC 60076-14. Przeprowadzona analiza wykazała, że stosowanie normatywnie dopuszczonych wartości temperatury uzwojeń w wysokotemperaturowych układach izolacyjnych transformatorów nie chroni ich przed wystąpieniem zjawiska bąbelkowania.

## **Summary**

Bubble effect (b.e.) is one of the causes of transformer failure. This phenomenon can be defined as the rapid release of water vapor from transformer solid insulation after exceeding a critical temperature, called the bubble effect initiation temperature. B.e. results in deterioration of the electrical insulation parameters of the insulation system and the increase in pressure inside the tank of the device.

The first part of the dissertation presents the insulation system of power transformers, with particular emphasis on modern high-temperature insulating materials, and the problem of transformer insulation moisture, especially in the context of the occurrence of bubbles in this insulation.

During research, measurements of the b.e. initiation temperature for all combinations of three solid insulating materials (cellulose, aramid and their composite material) and two insulating liquids (mineral oil and synthetic ester) were carried out. The main purpose of the research was to conduct a comparison of the b.e. initiation temperature between the modern high-temperature insulation Nomex® 910, which is a composite of cellulose and aramid, and the materials from which this composite is built.

The main thesis of the work states that the temperature of bubble effect initiation temperature in complex insulation systems depends significantly on the polarity of the components that make up this insulation. As a result of the conducted research and analysis, this thesis, and the three leading to it sub-theses, have been confirmed. In addition, based on the obtained test results, equations used for assessing the bubble effect initiation temperature depending on the moisture content of solid insulation for all tested combinations of three solid insulating materials and two insulating liquids were determined.

In the last part of the work, the obtained test results were confronted with the requirements of the IEC 60076-14 standard. The conducted analysis showed that the use of approved in accordance with the mentioned standard winding temperature values in high-temperature insulation system does not protect transformer against the bubble effect occurrence.

## Spis treści

1. Wstęp.....	7
2. Wybrane zagadnienia dotyczące izolacji transformatorów energetycznych.....	10
2.1. Układ izolacyjny transformatorów energetycznych .....	10
2.1.1. Budowa układu izolacyjnego .....	10
2.1.2. Izolacja ciekła.....	13
2.1.2.1. Olej mineralny .....	13
2.1.2.2. Ester syntetyczny i naturalny.....	15
2.1.2.3. Olej silikonowy .....	19
2.1.3. Izolacja stała .....	20
2.1.3.1. Celuloza .....	20
2.1.3.2. Izolacja wysokotemperaturowa na bazie aramidu.....	22
2.1.4. Starzenie się izolacji stałej transformatorów.....	27
2.1.5. Przenikalność elektryczna izolacji stałej i ciekłej w aspekcie zjawisk adsorpcji i desorpcji wody .....	31
2.2. Problematyka zawilgocenia układu izolacyjnego transformatorów energetycznych ....	36
2.2.1. Statystyka zawilgocenia transformatorów w Polsce i na świecie .....	36
2.2.2. Źródła zawilgocenia izolacji stałej.....	37
2.2.3. Wpływ zawilgocenia izolacji na pracę transformatora .....	41
2.2.4. Metody wyznaczania zawilgocenia izolacji stałej .....	42
2.2.4.1. Metody pośrednie .....	42
2.2.4.2. Metody bezpośrednie.....	46
2.3. Zjawisko bąbelkowania w układach izolacyjnych.....	48
2.3.1. Definicja i podstawowe informacje na temat zjawiska bąbelkowania.....	48
2.3.2. Wpływ różnych czynników na temperaturę inicjacji zjawiska bąbelkowania.....	50
2.3.3. Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania a dopuszczalne wartości temperatury w transformatorach.....	53
2.3.4. Rola wiązań fizycznych w materiałach izolacyjnych w rozwoju zjawiska bąbelkowania.....	57
2.3.5. Model matematyczny zjawiska bąbelkowania .....	59
3. Cel, teza i zakres pracy .....	61
4. Badania eksperymentalne.....	63
4.1. Obiekty badań .....	63

4.2 Stanowisko badawcze i procedura pomiarowa .....	74
4.3 Wyznaczanie przenikalności elektrycznej badanych materiałów stałych .....	78
4.4 Wyniki badań .....	81
4.5. Porównanie badanych materiałów w aspekcie temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania .....	87
4.5.1. Materiały stałe .....	87
4.5.2. Ciecze elektroizolacyjne .....	93
4.5.3. Wyznaczenie równań matematycznych opisujących temperaturę inicjacji zjawiska bąbelkowania.....	98
4.5 Wyniki badań a zalecenia normy IEC 60076-14 .....	103
5. Podsumowanie .....	106
Literatura .....	111

# 1. Wstęp

Niezawodność dostaw energii elektrycznej do odbiorców jest jedną z kluczowych kwestii w systemie elektroenergetycznym. Do najważniejszych i najdroższych elementów tego systemu zaliczają się transformatory energetyczne. Ze względu na fakt, że awarie transformatorów są niezwykle kosztowne i powodują bardzo kosztowne przerwy w dostawie energii elektrycznej niezwykle ważna jest ich diagnostyka prewencyjna [1, 2].

Do podstawowych przyczyn awarii transformatorów energetycznych można zaliczyć [3]:

- uszkodzenie układu izolacyjnego (ok. 42% awarii),
- uszkodzenie izolatorów przepustowych (ok. 23% awarii),
- uszkodzenie przełącznika zaczepów (ok. 17% awarii),
- inne, w tym: spadek parametrów elektroizolacyjnych oleju, przegrzanie połączeń uzwojeń czy zwarcie blach rdzenia (ok. 18% awarii).

W niniejszej rozprawie doktorskiej szczególną uwagę zwrócono na najczęstszy rodzaj uszkodzeń transformatorów energetycznych, czyli uszkodzenie układu izolacyjnego. Jedną z przyczyn awarii układu izolacyjnego jest zjawisko bąbelkowania (ang. *bubble effect, b.e.*), które można definiować jako gwałtowne uwalnianie pary wodnej z izolacji stałej transformatora po przekroczeniu krytycznej temperatury, zwanej temperaturą inicjacji zjawiska bąbelkowania [4].

Na wystąpienie zjawiska bąbelkowania, niebezpiecznego z punktu widzenia niezawodności transformatora, narażone są, przede wszystkim, starsze i często przeciążane jednostki. Wynika to z faktu, że temperatura inicjacji *b.e.* jest ściśle związana z wartością zawilgocenia układu izolacyjnego (starsze jednostki) oraz z temperaturą pracy układu izolacyjnego (jednostki często przeciążane).

Analiza populacji transformatorów zainstalowanych w polskim systemie elektroenergetycznym, wykonana na początku XXI wieku, wskazywała, że ponad 30% jednostek charakteryzowało się czasem eksploatacji w przedziale 21-30 lat, a ponad 20% czasem eksploatacji powyżej 30 lat [5]. Inne statystyki, dotyczące transformatorów WN/SN jednego z polskich oddziałów dystrybucyjnych, zawierają jeszcze bardziej dające do myślenia dane (transformatory o wieku 21-30 lat stanowią około 18% całej populacji, a o wieku powyżej 30 lat około 58%).

Stopień zawilgocenia izolacji stałej transformatorów jest skorelowany z ich wiekiem [6]. Wynika to z faktu, że jednym ze skutków starzenia się celulozy jest jej rozpad, któremu towarzyszy powstawanie wody.

Zestawiając dane dotyczące wieku transformatorów w Polsce ze statystyką zawilgocenia ich izolacji celulozowej można wnioskować, że wiele aktualnie pracujących transformatorów charakteryzuje się izolacją określaną jako „mokra” (zawilgocenie na poziomie 2-4%), a jej zawilgocenie może sięgać wartości nawet powyżej 4% [6].

Długotrwała eksploatacja transformatorów w polskiej sieci elektroenergetycznej, skutkująca wysokim zawilgoceniem ich izolacji stałej, tworzy warunki do rozwoju zjawiska bąbelkowania nawet w normalnej temperaturze pracy tych jednostek [7].

Celem pracy jest zbadanie zjawiska bąbelkowania (ang. *bubble effect*) w nowoczesnych materiałach stosowanych na układy izolacyjne transformatorów energetycznych.

Głównym obiektem badań jest materiał stanowiący połączenie celulozy oraz aramidu. Materiał ten jest produktem firmy DuPont i znany jest pod nazwą Nomex<sup>®</sup> 910. Został on zaprojektowany na potrzeby przemysłu transformatorowego. Ma właściwości termiczne nieznacznie gorsze od czystego aramidu, ale jest od niego dużo tańszy, co przesądza o jego potencjalnie dużej aplikacyjności.

W pracy przedstawiono i przeanalizowano zależność temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania od zawilgocenia materiału stałego w następujących układach izolacyjnych:

- papier celulozowy Kraft-olej mineralny Orlen Trafo eN,
- papier celulozowy Kraft-ester syntetyczny Midel 7131,
- Nomex<sup>®</sup> 910-olej mineralny Orlen Trafo eN,
- Nomex<sup>®</sup> 910- ester syntetyczny Midel 7131,
- Nomex<sup>®</sup> 926-olej mineralny Orlen Trafo eN,
- Nomex<sup>®</sup> 926- ester syntetyczny Midel 7131.

Na podstawie wyników badań uzyskanych w trakcie eksperymentów porównano materiał Nomex<sup>®</sup> 910 z pozostałymi badanymi materiałami stałymi (papier celulozowy Kraft oraz papier aramidowy Nomex<sup>®</sup> 926) pod kątem ryzyka wystąpienia w nim zjawiska bąbelkowania.

W rozdziale 2.1 rozprawy przedstawiono układ izolacyjny transformatorów energetycznych.

Rozdział 2.2 dotyczy problematyki zawilgocenia izolacji transformatorów energetycznych. Przedstawia on statystykę zawilgocenia izolacji stałej transformatorów w Polsce i na świecie, przyczyny występowania wody w tej izolacji, wpływ nadmiernego zawilgocenia izolacji na pracę transformatora, formy występowania wody w celulozie oraz metody wyznaczania zawilgocenia izolacji stałej.



W rozdziale 2.3 przedstawiono zjawisko bąbelkowania w układach izolacyjnych transformatorów. Opisano wpływ różnych czynników na jego temperaturę inicjacji oraz dopuszczalne wartości temperatury układu izolacyjnego w aspekcie ryzyka inicjacji *b.e.* Scharakteryzowano również rolę wiązań fizycznych w materiałach izolacyjnych w rozwoju zjawiska bąbelkowania oraz przedstawiono modele matematyczne pozwalające wyznaczyć temperaturę inicjacji zjawiska bąbelkowania w najpopularniejszym układzie izolacyjnym, czyli układzie celulozowo-olejowym.

Rozdział 3 przedstawia cel pracy, tezę główną wraz z podtezami oraz zakres pracy.

W rozdziale 4 opisano wykonane badania eksperymentalne z uwzględnieniem sposobu przygotowania próbek i opisu stanowiska badawczego. Przedstawiono również wyniki pomiarów oraz dokonano ich obszernego porównania dla wszystkich zbadanych materiałów elektroizolacyjnych.

Rozdział 5 stanowi podsumowanie wykonanych badań oraz przedstawia wyciągnięte z nich wnioski.

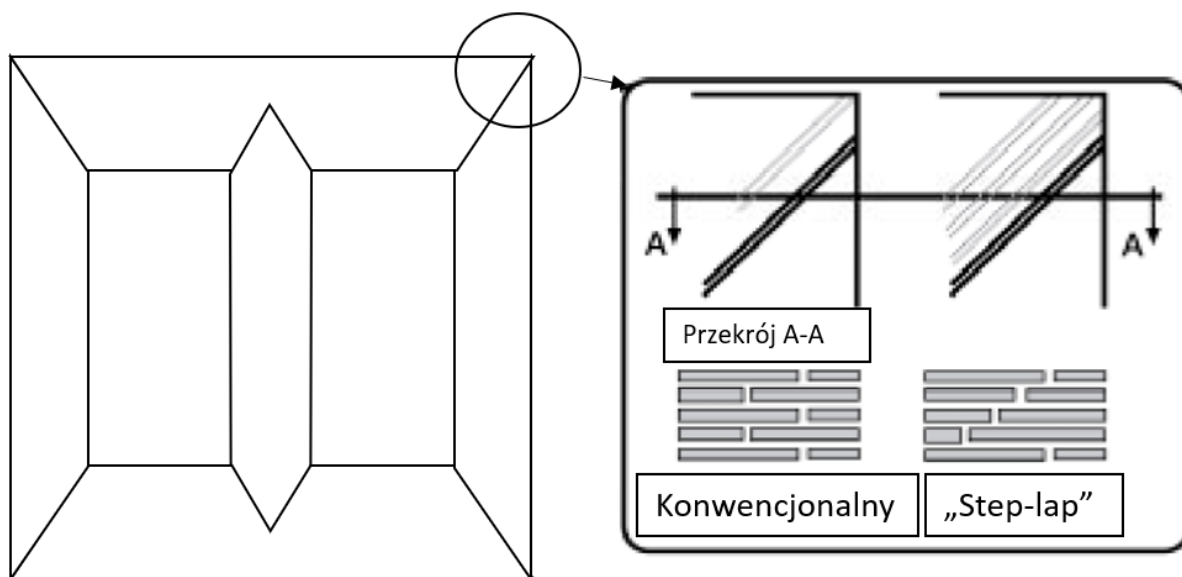
## 2. Wybrane zagadnienia dotyczące izolacji transformatorów energetycznych

### 2.1. Układ izolacyjny transformatorów energetycznych

#### 2.1.1. Budowa układu izolacyjnego

Transformator energetyczny jest urządzeniem z dwoma lub więcej uzwojeniami, które przy wykorzystaniu zjawiska indukcji elektromagnetycznej transformuje napięcie i prąd o jednej wartości na napięcie i prąd o innej wartości i tej samej częstotliwości na potrzeby transmisji energii elektrycznej [8]. Część transformatora bezpośrednio odpowiedzialna za ten proces nazywana jest częścią aktywną.

Część aktywna transformatora składa się z uzwojeń i rdzenia. Typowy rdzeń transformatora trójfazowego składa się z trzech kolumn oraz łączących je jarzm, górnego i dolnego [9, 10]. Przestrzeń ograniczone przez kolumny oraz jarzma nazywa się oknami rdzenia. Rdzeń zbudowany jest z cienkich blach transformatorowych ze stali o specjalnych właściwościach magnetycznych, zapewniających niskie straty oraz niską wartość prądu magnesującego. W nowoczesnych konstrukcjach, w celu zmniejszenia strat w rdzeniu, blachy transformatorowe ścina się pod kątem  $45^\circ$  w miejscach łączenia jarzm i kolumn (ang. *step-lap*).



Rys. 2.1. Rysunek rdzenia wykonanego w technologii konwencyonalnej i step-lap [na podstawie 9]

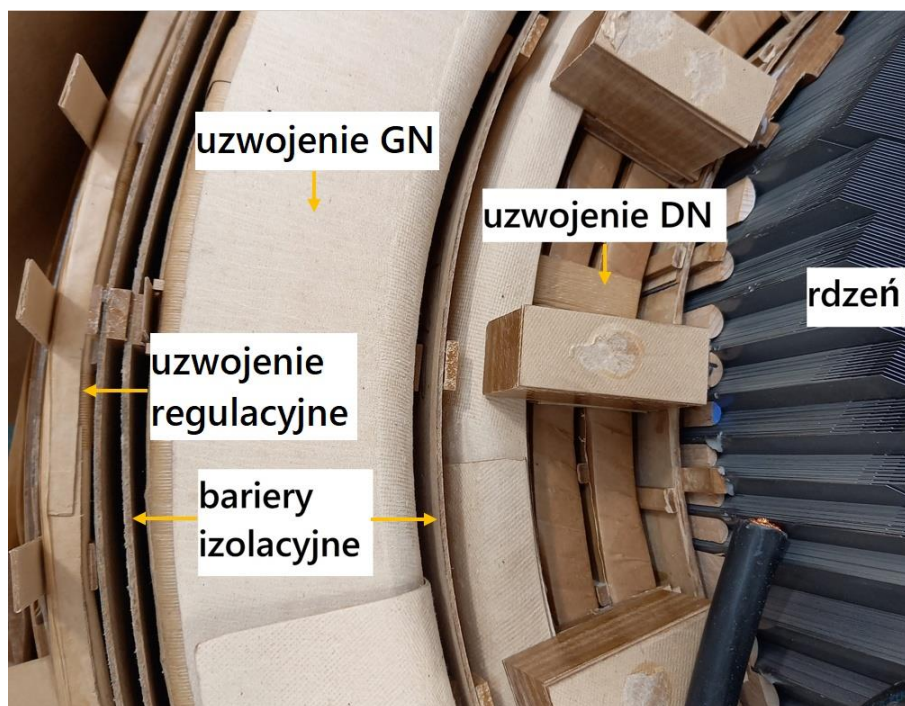
Na kolumnach rdzenia montuje się uzwojenia transformatora. Wyjątek stanowią rdzenie płaszczone, w których uzwojenia montowane są jedynie na kolumnach środkowych. Jednak w transformatorach mocy rdzenie płaszczone występują rzadko.

W transformatorach dwuuzwojeniowych zazwyczaj najbliżej rdzenia instaluje się uzwojenie dolnego napięcia (DN) natomiast dalej od rdzenia uzwojenie górnego napięcia (GN). Podobnie wygląda to w przypadku transformatora trójuzwojeniowego, gdzie najpierw montuje się uzwojenie DN, później uzwojenie średniego napięcia (SN), a na końcu uzwojenie GN. Niekiedy kolejność montowania uzwojeń może być inna, szczególnie w przypadku transformatorów trójuzwojeniowych.

Uzwojenia są jednymi z najważniejszych elementów części aktywnej transformatora, dlatego muszą one być prawidłowo zaprojektowane i starannie wykonane, aby przenosić wymaganą moc i wytrzymać zarówno napięcie pracy jak i przepięcia, które pojawiają się w trakcie jego eksploatacji [11]. Uzwojenia transformatora zbudowane są z miedzianych albo aluminiowych przewodów oplecionych warstwami materiału izolacyjnego, zazwyczaj papieru celulozowego. Współcześnie coraz chętniej korzysta się również z izolacji wysokotemperaturowej, wykonywanej np. na bazie aramidu, która zostanie dokładniej opisana w dalszej części pracy. Izolacja ma za zadanie ochronić uzwojenia przed zwarcie międzuzwojowym, często prowadzącym do awarii transformatora.

Przy dużym prądzie płynącym przez uzwojenia nawija się je kilkoma przewodami, równoległymi albo z ciągłą transpozycją żył, w skrócie CTŻ (ang. *Continuously Transposed Conductor, CTC*). Druty tworzące pojedyncze uzwojenie zazwyczaj odizolowane są od siebie lakierem o odpowiednich właściwościach elektroizolacyjnych albo warstwami papieru izolacyjnego.

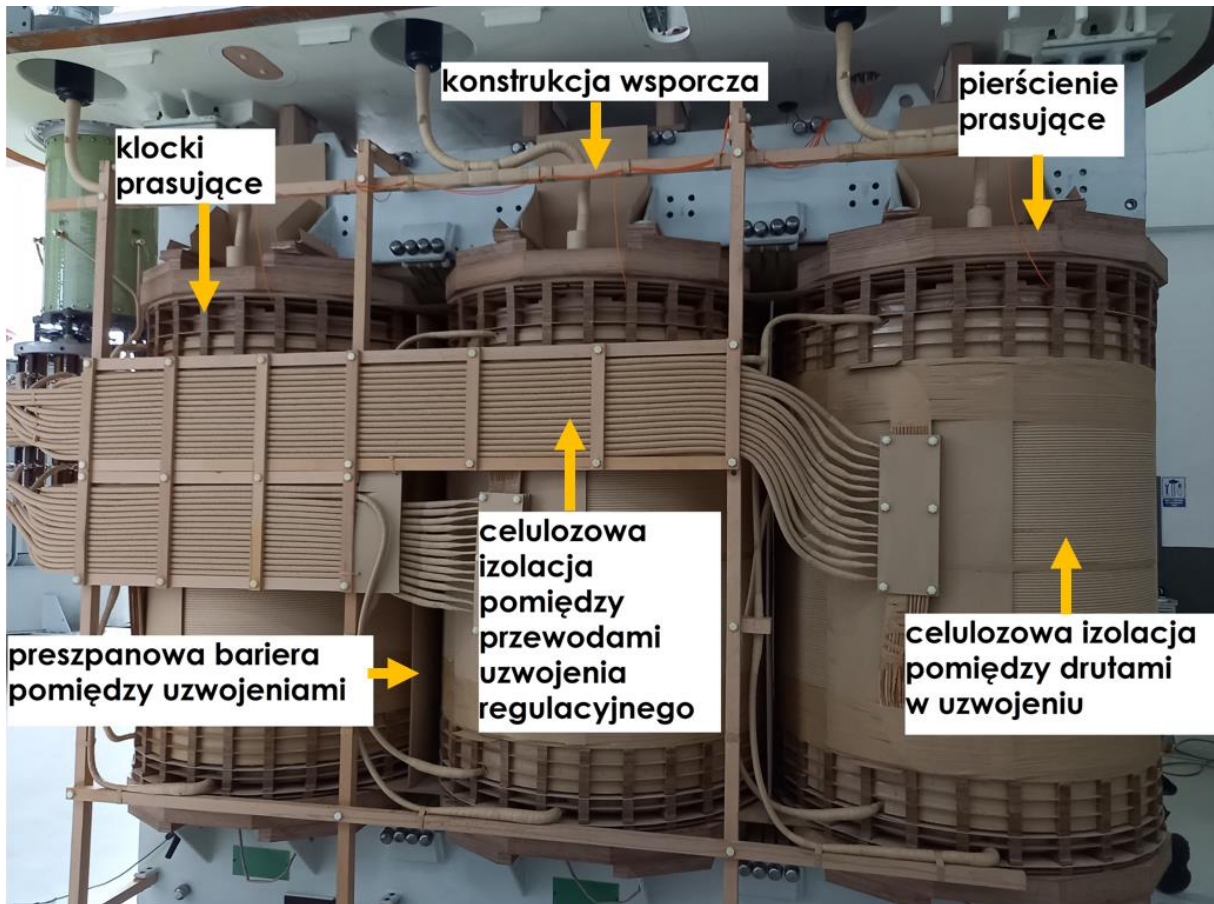
Przeźreń pomiędzy uzwojeniami w gotowym do pracy transformatorze wypełniona jest cieczą elektroizolacyjną. Przeźreń ta ma dwa zadania: stworzenie bezpiecznej odległości izolacyjnej, co zapobiega przebiciu układu izolacyjnego oraz umożliwienie swobodnego przepływu cieczy izolacyjnej w celu chłodzenia uzwojeń i rdzenia. W celu zwiększenia wytrzymałości elektrycznej układu izolacyjnego uzwojeń dodatkowo oddziela się je barierami preszpanowymi w postaci tulei (rys. 2.2). W celu zapewnienia odpowiedniej odległości między barierami i uzwojeniami wstawia się kliny, które zazwyczaj również wykonywane są z preszpanu.



Rys. 2.2. Fotografia układu izolacyjnego transformatora dwuuzwojeniowego [materiały własne]

Po zamontowaniu wszystkich uzwojeń, barier i klinów na kolumnach rdzenia następuje nałożenie (zatasowanie) górnego jarzma rdzenia, montaż pokrywy transformatora wraz z przełącznikiem zaczepek, a następnie podłączenie do tego przełącznika wyprowadzeń uzwojeń. Widok części aktywnej transformatora został przedstawiony na rysunku 2.3. W celu zapewnienia odpowiedniej siły sprasowania uzwojeń mocuje się na nich specjalne klocki oraz pierścienie dociskowe, wykonane najczęściej z preszpanu lub elkonu (rodzaju tworzywa drzewnego uzyskiwanego poprzez sklejenie fornirów bukowych) [13]. Wyprowadzenia uzwojeń montuje się zazwyczaj na specjalnej konstrukcji wsporczej, np. z drewna bukowego.

Zmontowana część aktywna transformatora zostaje poddana suszeniu próżniowemu. Suszenie próżniowe pozwala osiągnąć bardzo niskie zawilgocenie izolacji stałej transformatora (w zależności od zastosowanej metody w granicach 0,3-1,0%). Jest to konieczne ze względu na fakt, że materiały celulozowe charakteryzują się wysoką higroskopijnością, przez co w trakcie ich przechowywania i nawijania na uzwojenia ulegają zawilgoceniu. Obecność wody w układach izolacyjnych urządzeń wysokonapięciowych wpływa negatywnie na ich parametry elektryczne, co zostanie przybliżone w dalszej części pracy.



Rys. 2.3. Fotografia części aktywnej transformatora o mocy 40 MVA i napięciu znamionowym strony GN 115 kV [materiały własne]

## 2.1.2. Izolacja ciepla

### 2.1.2.1. Olej mineralny

Olej mineralny jest cieczą elektroizolacyjną produkowaną na bazie ropy naftowej [14]. W jego skład wchodzi węglowodory parafinowe, naftenowe oraz aromatyczne. Olej mineralny jest stosowany w transformatorach energetycznych niemal od samego początku elektroenergetyki i, mimo upływu lat, nadal jest najczęściej stosowaną cieczą izolacyjną.

Jakość oleju mineralnego zależy od składu chemicznego surowca użytego do jego produkcji, sposobu rafinacji czy zastosowania różnych dodatków. Olej mineralny, podobnie jak każda inna ciecz izolacyjna, spełnia w transformatorze szereg funkcji:

- chłodzi uzwojenia i rdzeń,
- zapewnia izolację elektryczną między uzwojeniami, rdzeniem i kadzią,
- impregnuje izolację stałą, co pozwala zwiększyć jej wytrzymałość elektryczną i czas życia.

Wymagania dotyczące parametrów, które musi spełniać świeży olej mineralny przeznaczony do zalewania nowych transformatorów, zostały sprecyzowane w europejskiej normie [15]. W tabelicy 2.1 przedstawiono wymagania tej normy dotyczące minimalnych wartości podstawowych parametrów olejów świeżych.

*Tab. 2.1. Wymagania dotyczące podstawowych parametrów olejów świeżych [15]*

<b>Parametr</b>	<b>Wartość dopuszczalna</b>
Liczba kwasowa	$\leq 0,01$ mg KOH/g
Temperatura zapłonu par	$\geq 135^{\circ}\text{C}$
Współczynnik strat dielektrycznych w $90^{\circ}\text{C}$	$\leq 0,005$
Zawartość wody	$\leq 40$ mg/kg
Napięcie przebicia	$\geq 30$ kV (przy odchyleniu standardowym $\leq 20\%$ )

Przedstawione powyżej parametry odnoszą się do olejów świeżych, czyli po dostarczeniu ich do producenta transformatorów. Ze względu na dopuszczenie znacznie większej zawartości wody w oleju świeżym niż ma to miejsce w gotowym transformatorze, parametry elektroizolacyjne takiego oleju są stosunkowo słabe. Dotyczy to, przede wszystkim, wartości napięcia przebicia, które jest kluczowym parametrem olejów elektroizolacyjnych. W procesie zalewania transformatora olej świeży zostaje poddany procesowi uzdatniania – tzw. obróbce próżniowej. W procesie tym olej zostaje osuszony oraz pozbawiony zanieczyszczeń stałych i gazowych, w wyniku czego następuje znaczne polepszenie jego parametrów elektroizolacyjnych. W polskiej praktyce przyjęto, że parametry oleju w nowym transformatorze przed uruchomieniem powinny spełniać wymagania przedstawione w tabelicy 2.2 [14].

Tab. 2.2. Wymagania dotyczące właściwości oleju w nowych transformatorach oddawanych do eksploatacji [14]

Lp.	Parametr	Wartość dopuszczalne dopuszczalna Grupa I		Wartość dopuszczalna Grupa II	Wartość dopuszczalna Grupa III
		≥ 220 kV	≥ 400 kV		
1	Zawartość wody [ppm]	≤ 8	≤ 6	≤ 10	-
2	Napięcie przebicia [kV]	≥ 60	> 60	≥ 60	≥ 55
3	Liczba kwasowa [mgKOH/g]	≤ 0,02	≤ 0,02	≤ 0,02	≤ 0,02
4	Temperatura zapłonu par [°C]	≥ 135	≥ 135	≥ 135	≥ 135
5	Rezystywność w temp. 50°C [GΩm]	≥ 300	≥ 500	≥ 100	≥ 50
6	Współczynnik strat dielektrycznych w temp. 50°C [-]	≤ 0,004	≤ 0,002	≤ 0,006	-
7	Napięcie powierzchniowe [mN/m]	≥ 35	≥ 35	-	-

Olej transformatorowy z czasem eksploatacji ulega stopniowej degradacji w wyniku procesu utleniania [16]. Degradacja oleju transformatorowego przyspiesza w obecności tlenu oraz wody. Pojawianie się tlenu oraz wody w transformatorze jest naturalne i wynika, między innymi, ze stopniowego rozkładu izolacji, zarówno stałej jak i ciekłej, oraz prowadzenia na transformatorze prac wymagających jego rozszczelnienia. Aby proces ten spowolnić dodaje się do oleju mineralnego inhibitor, którego zadaniem jest neutralizacja rodników nadtlenkowych, odpowiedzialnych za powstawanie produktów utleniania [17]. Oleje inhibitowane charakteryzują się zawartością inhibitora na poziomie 0,08%-0,40% [15].

#### 2.1.2.2. Ester syntetyczny i naturalny

Zgodnie z danymi z ankiety CIGRE [18], w 2010 roku na świecie było 12 krajów mających doświadczenie ze stosowaniem alternatywnych do oleju mineralnego cieczy izolacyjnych. W ostatnim czasie można zaobserwować rosnące zainteresowanie tymi

cieczami, spowodowane, przede wszystkim, troską o środowisko. Współcześnie polityka Unii Europejskiej kładzie duży nacisk na ochronę środowiska, a estry syntetyczne, np. Midel 7131, świetnie wpisują się w tę politykę, gdyż, w odróżnieniu od oleju mineralnego, są praktycznie w 100% biodegradowalne. Z tego powodu są one chętnie stosowane np. w elektrowniach wodnych oraz w innych miejscach, gdzie ryzyko katastrofy ekologicznej w przypadku wydostania się cieczy izolacyjnej z transformatora jest szczególnie wysokie.

Obecnie w transformatorach energetycznych wykorzystywanych jest kilka rodzajów estrów. Najczęściej stosowanym estrem syntetycznym jest, wspomniany wcześniej, Midel 7131, natomiast innymi używanymi komercyjnie estrami naturalnymi są, między innymi, Biotemp, Midel eN czy Envirottemp FR3. Parametry, które muszą spełniać poszczególne ciecze izolacyjne zostały określone w stosownych normach. Parametry oleju mineralnego oraz estrów syntetycznych i naturalnych różnią się ze względu na metodę ich uzyskiwania. Ponadto, sposób wyznaczania podstawowych właściwości fizykochemicznych tych cieczy jest różny w normach amerykańskich oraz europejskich, przez co należy zachować ostrożność podczas porównywania ich właściwości na podstawie danych literaturowych z różnych źródeł.

Prace nad stworzeniem ekologicznego estru syntetycznego podjęto w latach siedemdziesiątych XX wieku [19]. W konsekwencji, w roku 1978 brytyjska firma M&J Materials zaoferowała w sprzedaży ciecz Midel 7131. Ciecz ta szybko zyskała popularność dzięki swoim zaletom, takimi jak:

- wysoka biodegradowalność,
- wyraźnie wyższa temperatura zapłonu par od oleju mineralnego, co poprawia bezpieczeństwo pożarowe,
- dobre parametry elektryczne, zbliżone wartościami do oleju mineralnego,
- całkowita mieszalność z olejem mineralnym,
- większa od oleju mineralnego chłonność wody.

Biodegradowalność estrów syntetycznych sięga wartości 89%, co w porównaniu do oleju mineralnego, którego biodegradowalność wynosi zaledwie 10%, sprawia, że dobrze wpisują się one w trend promujący „zieloną energię” i są chętnie stosowane ze względów ekologicznych. Wysokie bezpieczeństwo pożarowe spowodowało, że transformatory napełnione estrem syntetycznym są coraz częściej instalowane w miejscach, gdzie skutki ewentualnego pożaru są szczególnie kosztowne i groźne dla środowiska. Dobre parametry elektryczne (przedstawione w tabelicy 2.3) oraz wysoka mieszalność estrów syntetycznych



z olejem mineralnym sprawiają, że estrami syntetycznymi można bezpiecznie zastępować olej mineralny nawet w jednostkach uprzednio napełnionych tym olejem (ang. *retrofilling*) [20].

Tab. 2.3. Porównanie parametrów estru syntetycznego Midel 7131, estru naturalnego BIOTEMP oraz oleju mineralnego Nytro Taurus [21, 22, 23]

Parametr	Midel 7131	BIOTEMP	Nytro Taurus
Gęstość w 20°C [kg/m <sup>3</sup> ]	970	919	872
Lepkość kinematyczna w 40°C [m <sup>2</sup> /s]	29,5 · 10 <sup>-6</sup>	41,4 · 10 <sup>-6</sup>	9,6 · 10 <sup>-6</sup>
Temperatura płynięcia [°C]	-60	-12	-48
Temperatura zapłonu par [°C]	260	328	150
Klasyfikacja pożarowa zgodnie z IEC 61100/IEC 61039 [-]	K3	-	0
Biodegradowalność [%]	89	97	10
Napięcie przebicia [kV]	>75	-	>70
Współczynnik strat dielektrycznych w 90°C [-]	<0,008	-	<0,001
Współczynnik strat dielektrycznych w 100°C [-]	-	0,006	-

Na rysunku 2.4 porównano graniczne nasycenie wodą czterech rodzajów cieczy elektroizolacyjnych stosowanych w transformatorach energetycznych: oleju mineralnego, oleju silikonowego, estru naturalnego oraz estru syntetycznego [24]. Można zauważyć, że chłonność wody wszystkich cieczy izolacyjnych jest silnie zależna od temperatury  $T$ . Dla oleju mineralnego zależność tę można przedstawić równaniem [25]:

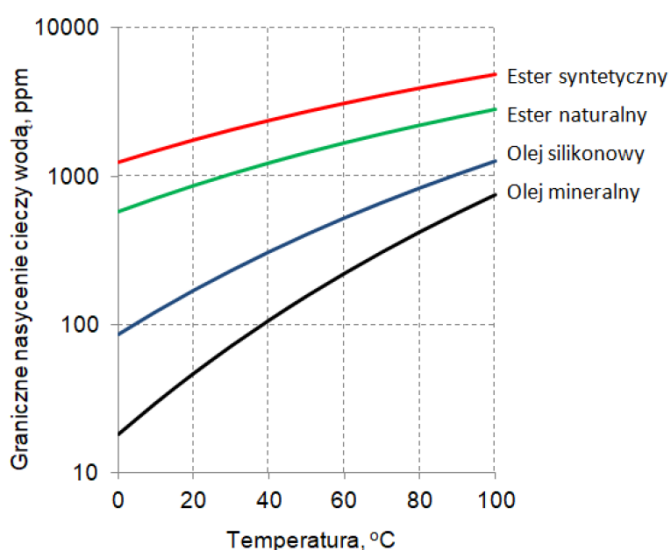
$$W_s = W_{oil} \cdot e^{-B/T}, \quad (2.1)$$

gdzie:

$W_s$  – rozpuszczalność wody w oleju,

$W_{oil}, B$  – stałe zależne od rodzaju oleju.

Należy nadmienić, że chłonność wody estru syntetycznego MIDEL 7131 jest wielokrotnie większa, niż oleju mineralnego [26]. Przykładowo, w temperaturze 20°C ester ten charakteryzuje się ok. 35-krotnie wyższą chłonnością wody niż olej mineralny (ester syntetyczny 1760 ppm, olej mineralny 50 ppm). Z tego powodu ester syntetyczny może zaadsorbować znacznie więcej wilgoci z izolacji stałej transformatorów niż olej mineralny. Zaleta ta, ze względu na fakt, że woda jest ważnym katalizatorem procesów starzeniowych w izolacji papierowej, sprawia, że długość życia tej izolacji zostaje wydłużona [27].



Rys. 2.4. Graniczne nasycenie wodą cieczy elektroizolacyjnych stosowanych w transformatorach [24]

Wysoka wartość graniczna nasycenia wodą estrów syntetycznych i naturalnych sprawiły, że prowadzone są badania dotyczące możliwości wymiany oleju mineralnego na ester w transformatorach już eksploatowanych. Takie rozwiązanie nie tylko pozwala przedłużyć czas życia izolacji stałej transformatorów, ale także częściowo ją wysuszyć [28, 29, 30, 31]. Przykład obliczeniowy w [32] pokazuje, że w transformatorze o masie oleju równej 23,1 tony oraz masie preszpanu 1,203 tony migracja wody z celulozy do estru pozwala na obniżenie zawartości wody w izolacji stałej z początkowej 3% na 1,65%.

Oleje roślinne, zwane estrami naturalnymi, otrzymuje się z kielków, nasion i owoców pochodzących z roślin oleistych [33]. Szczególnie popularne są estry naturalne pochodzące ze słonecznika, soi oraz rzepaku. Oleje roślinne stosowano w transformatorach już w latach osiemdziesiątych XX wieku, jednak stopniowo zostały one wyparte przez olej mineralny. Rosnący trend promujący ochronę środowiska sprawił, że oleje roślinne wróciły do łask

i zaczęto napełniać nimi mniejsze transformatory rozdzielcze. Pierwszy transformator rozdzielczy napełniono olejem roślinnym w USA, w roku 1999. Według danych z 2009 roku [18] na świecie było już około 300 000 transformatorów napełnionych tą cieczą, a według danych z 2010 roku [18] na świecie pracowało już ponad 200 takich transformatorów o większej mocy (5-200 MVA) i napięciu górnym do 242 kV.

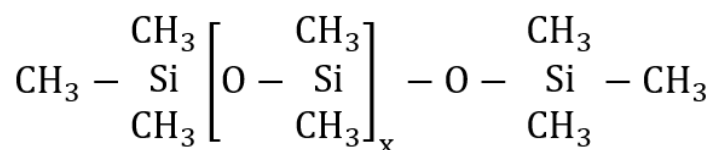
Ester naturalny Biotemp, produkcji ABB (od roku 2021 Hitachi Energy), jest mieszaniną olejów roślinnych: słonecznikowego, krokoszewego oraz sojowego. Zawarte w nim przeciwutleniacze są oparte na fenolach i aminach i nie są one szczegółowo określone w celu ochrony interesów producenta. Producent deklaruje, że po 30 latach użytkowania w transformatorze, biodegradowalność tego estru pozostanie na poziomie 97-99%. Estry naturalne charakteryzują się najwyższą biodegradowalnością spośród omówionych cieczy, co w aspekcie ochrony środowiska jest ich ogromnym atutem.

W tabelicy 2.3 przedstawiono porównanie podstawowych parametrów estru syntetycznego Midel 7131, estru naturalnego BIOTEMP oraz oleju mineralnego Nytro Taurus, często używanego w krajowej energetyce. Zalety estrów syntetycznych i naturalnych w porównaniu do oleju mineralnego, w postaci bardzo wysokiej biodegradowalności oraz wysokiego bezpieczeństwa pożarowego są ewidentnie widoczne, a ze względu na wysoką wartość temperatury zapłonu par cieczy te nazywa się materiałami wysokotemperaturowymi.

### 2.1.2.3. Olej silikonowy

Od ponad 100 lat dominującą cieczą elektroizolacyjną stosowaną w transformatorach mocy jest olej mineralny. Jednak w sytuacji, kiedy konieczne było zapewnienie wysokiego bezpieczeństwa pożarowego, stosowany był również olej silikonowy.

Olej silikonowy należy do rodziny polidimetylosiloksanów [34]. Powstaje on w wyniku syntezy chemicznej z piasku krzemionkowego oraz metanolu [14]. Jego strukturę chemiczną przedstawiono na rysunku 2.5.



Rys. 2.5. Struktura chemiczna polidimetylosiloksanów [na podstawie 34]

Jak wspomniano wyżej, olej silikonowy był chętnie używany ze względu na jego wysokie bezpieczeństwo pożarowe, które wynika z wysokiej temperatury zapłonu par oraz stabilności termicznej [35]. Za podstawową wadę oleju silikonowego, podobnie jak w przypadku estrów, należy uznać wysoką lepkość, co negatywnie wpływa na chłodzenie uzwojeń transformatora. Lepkość danej cieczy izolacyjnej musi zostać uwzględniona już na etapie projektowania transformatora, dlatego niemożliwa jest w transformatorze prosta wymiana oleju mineralnego na olej silikonowy.

Olej silikonowy charakteryzuje się podobną do oleju mineralnego tendencją do wytwarzania w nim ładunku elektrostatycznego, jednak jest ona zdecydowanie mniejsza niż w przypadku estrów syntetycznych i naturalnych.

Olej silikonowy rozpuszcza podobną ilość gazów do oleju mineralnego. Również w tym przypadku estry syntetyczne i mineralne znacząco odbiegają właściwościami od obu cieczy, gdyż rozpuszczają w sobie zdecydowanie większą ilość gazów.

Z porównania wad i zalet wyżej wymienionych cieczy izolacyjnych wynika, że olej silikonowy znajduje się pomiędzy olejem mineralnym a estrami syntetycznymi i naturalnymi [35]. Należy jednak zauważyć, że olej silikonowy jest praktycznie niebiodegradowalny. Jego biodegradacja po 28 dniach wynosi zaledwie ok. 3,1%, co daje wynik trzykrotnie gorszy nawet od oleju mineralnego [14]. Olej silikonowy nie wpisuje się więc w trend ochrony środowiska, a jego główną zaletą w stosunku do oleju mineralnego pozostaje zwiększone bezpieczeństwo pożarowe. Biorąc pod uwagę fakt, że estry syntetyczne i naturalne również charakteryzują się wysoką temperaturą zapłonu par, można spodziewać się, że w najbliższych latach to ich popularność będzie rosła.

### **2.1.3. Izolacja stała**

#### **2.1.3.1. Celuloza**

Izolacja transformatorowa na bazie celulozy używana jest już od ponad 100 lat. Na początku XX wieku produkowanych było tylko kilka klas materiałów izolacyjnych [36]. Do klasy A zalicza się, przede wszystkim, materiały włókniste oparte na celulozie czy bawełnie. W klasie B znajdują się materiały o wyższej odporności termicznej. Obejmuje ona materiały tworzone z miki czy azbestu. Charakteryzują się one podobnym czasem życia w temperaturze 125°C jak materiały klasy A w temperaturze 90°C. W klasie C znajdują się, przede wszystkim, materiały oparte na micy, ale mogące pracować w jeszcze wyższej temperaturze. W latach 30. XX wieku zaobserwowano rewolucję w materiałach elektroizolacyjnych,

spowodowaną zwiększonym zaangażowaniem w przemyśle elektrotechnicznym koncernów chemicznych. Zaowocowało to rozwojem w produkcji materiałów elektroizolacyjnych. Z czasem z części nowo opracowanych materiałów (azbesty) zrezygnowano, ze względu na np. ich negatywny wpływ na zdrowie człowieka.

Rosnąca świadomość operatorów energetycznych dotycząca zalet i wad poszczególnych materiałów oraz rozwój nauki pozwoliły lepiej zrozumieć zjawiska zachodzące w układach izolacyjnych. Kluczową rolę zaczęły odgrywać nie tylko parametry elektroizolacyjne materiałów ale również ich odporność mechaniczna czy czas życia. Pomimo upływu lat wciąż jednak dominującą izolacją stałą w transformatorach energetycznych jest izolacja oparta na celulozie. Wykorzystuje się ją na oplot przewodów uzwojeń, a także jako bariery oddzielające od siebie uzwojenia.

Papier celulozowy do owijania drutów nawojowych wykonuje się z czystej pulpy celulozowej typu Kraft [37]. Następnie taki papier impregnuje się cieczą izolacyjną (np. olejem mineralnym albo estrem syntetycznym), dzięki czemu zyskuje on wyższą wytrzymałość elektryczną, a jego procesy starzeniowe zostają spowolnione.

Bariery preszpanowe wykonuje się, przede wszystkim, z niebielonego drewna drzew iglastych. Celuloza jest rafinowana z drewna w procesie siarczanowym albo tzw. Kraftowym. W wyniku tego usuwa się z niej nadmiar ligniny i hemicelulozy, otrzymując materiał składający się zazwyczaj z 78-80% z celulozy, 10-20% z hemicelulozy oraz 2-6% z ligniny [37].

W zależności od przebiegu procesu produkcyjnego można uzyskać papier o różnej gęstości. W celu poprawy parametrów starzeniowych dodaje się do niego związki zawierające azot. Zazwyczaj izolację na bazie celulozy projektuje się na temperaturę pracy do 98°C, podczas gdy papier ulepszony termicznie (Kraft) do 110°C [37].

Makrocząsteczka celulozy jest polimerem liniowym i przyjmuje postać płaskiej wstęgi, zawierającej silnie hydrofilną grupę hydroksylową, zdolną do tworzenia wiązań wodorowych. Silna hydrofilność wynika z faktu, że powierzchnia wstęgi składa się głównie z atomów wodoru połączonych bezpośrednio z atomami węgla. Makrocząsteczki są zorganizowane w regiony amorficzne i krystaliczne, z których szybszej degradacji ulegają obszary amorficzne [38]. Obszary krystaliczne charakteryzują się wyższym stopniem uporządkowania łańcuchów celulozy, dzięki czemu dostęp do nich substancji starzących jest ograniczony [39].

Ogólna struktura chemiczna celulozy wyraża się formułą  $(C_6H_{10}O_5)_n$  [40].

Niezwykle istotnym aspektem stosowania celulozy w transformatorze jest stabilność jej parametrów w warunkach pracy w podwyższonej temperaturze. Pod wpływem wysokiej temperatury celuloza ulega stopniowej degradacji, w wyniku czego powstają stabilne związki chemiczne, takie jak: kwasy organiczne i woda. Pomimo, że celuloza jest znacznie stabilniejsza temperaturowo niż np. hemiceluloza, to w temperaturze panującej w okolicy gorących punktów transformatora z łańcuchów celulozy takiej izolacji uwalniana jest woda [41]. Temat starzenia się i rozpadu celulozy został szerzej opisany w rozdziale 2.1.4 rozprawy.

Wymagane wartości podstawowych parametrów celulozy używanej w transformatorach zostały znormalizowane [42] i przedstawione w tablicy 2.4.

Tab. 2.4. Wybrane parametry celulozy [42, 43]

Rodzaj parametru	Parametr	Wymagana lub typowa wartość
Elektryczny	Odporność na przebicie elektryczne w oleju [kV/mm]	$\geq 40$
	Odporność na przebicie elektryczne w powietrzu [kV/mm]	$\geq 12$
	Współczynnik strat dielektrycznych $tg\delta$ w 30°C [-]	ok. 0,02
Chemiczny	Stopień polimeryzacji	$\geq 1000$
	Liczba miedziowa [mg/kg]	$\geq 200$
Fizyczny	Grubość [ $\mu\text{m}$ ]	ok. 122,9
	Gęstość [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ]	ok. 790
	Szybkość absorpcji wody i oleju [%]	$\geq 12$
	Zawilgocenie [%]	$\leq 6$
Mechaniczny	Rozciągliwość wzdłużna [%]	$\geq 3$
	Rozciągliwość poprzeczna [%]	$\geq 4$
	Opór przedarcia [mN]	ok. 1200
	Wytrzymałość na zginanie i rozciąganie [kN/m]	ok. 11

#### 2.1.3.2. Izolacja wysokotemperaturowa na bazie aramidu

Izolacja stała transformatorów energetycznych powinna wytrzymywać naprężenia elektryczne, mechaniczne i termiczne, które pojawiają się podczas ich eksploatacji. Izolacja na bazie aramidu jest zbudowana z nowoczesnych materiałów, które ze względu na zwiększoną odporność na działanie wysokiej temperatury zyskały zastosowanie zwłaszcza

w tych fragmentach układu izolacyjnego transformatorów, w których panuje najwyższa temperatura.

Zwiększenie odporności termicznej materiałów izolacyjnych stosowanych w transformatorach energetycznych ma szereg zalet [44, 45]:

- pozwala na większe krótkotrwałe przeciążenia jednostki bez ryzyka uszkodzenia jej izolacji,
- wydłuża czas życia układu izolacyjnego,
- pozwala na zoptymalizowanie konstrukcji części aktywnej transformatora przez stosowanie ich w tak zwanych gorących punktach (ang. *hot-spot*).

Podstawową wadą materiałów wysokotemperaturowych jest ich, nawet kilkukrotnie, wyższa cena od ceny tradycyjnej izolacji celulozowej. W rezultacie użycia do budowy transformatora energetycznego izolacji aramidowej oraz biodegradowalnego estru zwiększa się koszt jego produkcji o ok. 30% [46]. Należy jednak zauważyć, że podejmowane są próby użycia w transformatorach wysokotemperaturowej izolacji stałej w celu zmniejszenia kosztów całkowitych ich wyprodukowania, które ulegają obniżeniu w wyniku optymalizacji ich konstrukcji [47, 48].

W grupie wysokotemperaturowych materiałów elektroizolacyjnych stałych popularność zyskały, przede wszystkim, materiały bazujące na aramidzie. Jednym z przodujących na świecie producentów tych materiałów jest amerykańska firma DuPont, która stworzyła serię produktów znaną jako Nomex<sup>®</sup>. Spośród nich można wyróżnić dwa:

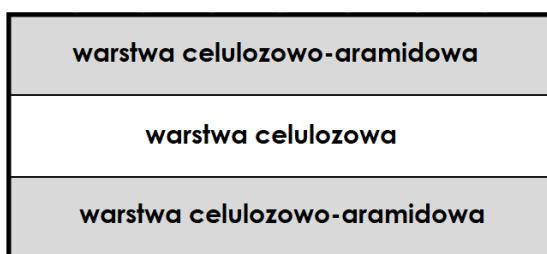
- Nomex<sup>®</sup> 926,
- Nomex<sup>®</sup> 910.

Nomex<sup>®</sup> 926 jest czystym aramidem. Jest to wysokotemperaturowa izolacja przeznaczona do pracy w transformatorach z izolacją ciekłą [49]. Oznacza to, że nie może być stosowana w transformatorach tzw. suchych (żywicznych). Materiał ten dostępny jest o tylko jednej grubości 0,05 mm i może być dostarczany w postaci rolki (rys. 2.6) albo już nawinięty na drut przewodzący.



Rys. 2.6. Fotografia materiału Nomex<sup>®</sup> 926 dostarczanego przez producenta w postaci rolki  
[materiały własne]

Nomex<sup>®</sup> 910 to wysokotemperaturowa, termicznie modyfikowana, izolacja nowej generacji, przeznaczona do użycia w transformatorach mocy [50]. Także ten materiał może być wykorzystywany jedynie w transformatorach napełnionych izolacją ciekłą. Parametry tego materiału mieszczą się pomiędzy parametrami izolacji z czystego aramidu (Nomex<sup>®</sup> 926) a klasycznie stosowanej celulozy. Wynika to z tego, że zbudowany jest on z jednej warstwy wysokiej jakości ulepszonej cieplnie warstwy celulozowej oraz dwóch warstw zewnętrznych z odpornych na wysoką temperaturę włókien polimeru meta-aramidowego [46, 51]. Na rysunku 2.7 przedstawiono poglądowy rysunek przedstawiający budowę Nomex<sup>®</sup> 910 oraz fotografię tego materiału, dostępnego w postaci rolki.



a)



b)

Rys. 2.7. Nomex<sup>®</sup> 910; a) przekrój poprzeczny, b) fotografia arkusza użytego w badaniach  
[materiały własne]



Izolacja Nomex<sup>®</sup> 910 charakteryzuje się nie tylko większą odpornością termiczną od klasycznej celulozy, ale również większą odpornością mechaniczną na rozdarcie i rozciąganie [52]. W porównaniu do klasycznej izolacji celulozowej, Nomex<sup>®</sup> 910 jest mniej podatny na długotrwałą degradację termiczną. Zwiększona wytrzymałość termiczna izolacji skutkuje możliwością przeciążania transformatora nim izolowanego o 10% (w porównaniu do transformatora z klasyczną izolacją) bez konieczności zwiększania jego rozmiarów [53].

W tablicach (2.5-2.8) przedstawiono typowe wartości parametrów izolacji wysokotemperaturowej Nomex<sup>®</sup> 926 oraz Nomex<sup>®</sup> 910 (dane producenta) [49, 50].

Tab. 2.5. Typowe wartości parametrów elektrycznych materiału Nomex<sup>®</sup> 926 zanurzonego w oleju mineralnym [49]

Parametr	Liczba warstw				Metoda badania
	1	5	10	15	
Napięcie przebicia (AC) [kV/mm]	66	65	64	62	ASTM D149
Napięcie przebicia przy udarze pełnym [kV/mm]	146	157	161	146	ASTM D3426

Tab. 2.6. Typowe wartości parametrów elektrycznych materiału Nomex<sup>®</sup> 910 zanurzonego w oleju mineralnym [50]

Parametr	Grubość próbki [mm]				Metoda badania
	0,08	0,13	0,18	0,25	
Napięcie przebicia (AC) [kV/mm]	87	83	75	60	ASTM D149

Porównując wytrzymałość elektryczną materiałów przy napięciu przemiennym można zauważyć, że Nomex<sup>®</sup> 926 charakteryzuje się nieznacznie wyższą wytrzymałością niż Nomex<sup>®</sup> 910. Przykładowo, pięć warstw Nomex<sup>®</sup> 926, co daje łączną grubość 0,25 mm, ma napięcie przebicia 65 kV, natomiast Nomex<sup>®</sup> 910 o tej samej grubości ulega przebiciu przy 60 kV. Niestety, producent podaje wartość napięcia przebicia dla udaru pełnego jedynie dla materiału Nomex<sup>®</sup> 926, co nie pozwala na porównanie obu materiałów.

Tab. 2.7. Porównanie wartości współczynnika strat dielektrycznych i przenikalności elektrycznej Nomex® 926 oraz Nomex® 910 zanurzonych w oleju mineralnym i estrze [49, 50]

Badany materiał	Grubość badanego materiału [mm]	Ciecz izolacyjna	Wartość współczynnika strat dielektrycznych dla 60 Hz w 23°C (metoda: ASTM D150) [-]	Wartość przenikalności elektrycznej dla 60 Hz w 23°C (metoda: ASTM D150) [-]
Nomex® 926	0,05	Olej mineralny	0,008	2,94
Nomex® 910	0,08	Olej mineralny	0,009	3,2
Nomex® 910	0,08	Ester	0,009	4,2

Tab. 2.8. Porównanie wartości parametrów mechanicznych materiałów Nomex® 926 oraz Nomex® 910 [49, 50]

Parametr	Nomex® 926	Nomex® 910				Metoda badania
		0,08	0,13	0,18	0,25	
Typowa grubość [mm]	0,057	0,08	0,13	0,18	0,25	ASTM D374, D646
Gramatura [g/m <sup>2</sup> ]	40	80	125	160	230	ASTM D646
Gęstość [g/cm <sup>3</sup> ]	0,71	0,8- 1,0	0,8-1,0	0,8-1,0	0,8-1,0	ASTM D646
Wytrzymałość na rozciąganie (XD*) [N/cm]	17	17	25	42	70	ASTM D828
Wytrzymałość na rozciąganie (MD**) [N/cm]	42	70	110	175	190	ASTM D828
Wydłużenie (XD*) [%]	6,2	6,9	8,7	9,5	6,0	ASTM D828
Wydłużenie (MD**) [%]	10,8	2,2	2,5	2,8	2,5	ASTM D828

\*XD – kierunek poprzeczny

\*\*MD – kierunek maszynowy (wzdłużny)

Oba materiały izolacyjne charakteryzują się podobną wartością współczynnika strat dielektrycznych – niezależnie od tego czy są one zanurzone w oleju mineralnym czy estrze

syntetycznym, a ta niewielka różnica nie powinna mieć znaczącego wpływu na ich funkcjonowanie w układzie izolacyjnym transformatorów energetycznych (tablica 2.7). Niestety, producent nie podaje jaki rodzaj estru został użyty w badaniach. Należy również zwrócić uwagę na wartość przenikalności elektrycznej, która jest znacznie wyższa po zanurzeniu materiału Nomex<sup>®</sup> 910 w estrze niż ma to miejsce w oleju mineralnym.

Porównanie parametrów mechanicznych materiałów izolacyjnych (tablica 2.8) Nomex<sup>®</sup> 926 oraz Nomex<sup>®</sup> 910 jest utrudnione ze względu na fakt, że pierwszy z nich jest dostępny tylko w postaci o grubości 0,05 mm, natomiast drugi w postaci o grubości od 0,08 do 0,25 mm. Można jednak zauważyć, że Nomex<sup>®</sup> 926 w porównaniu do Nomex<sup>®</sup> 910 charakteryzuje się mniejszą gęstością i wytrzymałością na rozciąganie w kierunku poprzecznym. Z drugiej strony, Nomex<sup>®</sup> 910 ma zdecydowanie mniejszą wytrzymałość na rozciąganie.

#### **2.1.4. Starzenie się izolacji stałej transformatorów**

Istotnym problemem w trakcie eksploatacji izolacji transformatorów energetycznych jest jej starzenie. Proces starzenia izolacji transformatorowej został dobrze zbadany i opisany w wielu publikacjach [54, 55, 56, 57, 58, 59].

Najczęściej stosowanym współczynnikiem służącym ocenie stopnia zestarzenia izolacji celulozowej jest stopień polimeryzacji DP (ang. *Degree of Polymerization*). W praktyce przyjmuje się, że nowy materiał izolacyjny na bazie celulozy charakteryzuje się wartością DP w zakresie 1100-1600 [40]. Stopień polimeryzacji izolacji nowego transformatora po procesie suszenia próżniowego może być niższy od wartości początkowej o ok. 10% [60]. Przyjmuje się, że koniec życia celulozy następuje po osiągnięciu przez nią DP o wartości mniejszej niż 200 (papier traci wtedy wytrzymałość mechaniczną i staje się kruchy) [60, 61]. Niestety, określenie stopnia polimeryzacji celulozy wymaga pobrania próbki papieru bezpośrednio z uzwojeń, przez co jest rzadko wykonywane na transformatorach w eksploatacji.

W tablicy 2.9 przedstawiono zależność pomiędzy stopniem polimeryzacji, zawartością wody w celulozie a jego odpornością na przedarcie w kierunku poprzecznym  $F_{CD}$  oraz wzdłużnym do kierunku włókien celulozy  $F_{GD}$ . Wytrzymałość celulozy na rozdarcie, w obu badanych kierunkach, nieznacznie rośnie wraz ze wzrostem zawilgocenia papieru oraz maleje wraz ze spadkiem jego stopnia polimeryzacji. Można również zauważyć, że negatywny wpływ spadku stopnia polimeryzacji na właściwości mechaniczne celulozy znacząco przewyższa pozytywny wpływ większego jej zawilgocenia. Nie należy jednak zapominać

o tym, że większe zawilgocenie izolacji celulozowej ma negatywny wpływ na jej parametry elektroizolacyjne i z tego powodu jest mocno niewskazane.

*Tab. 2.9. Odporność na rozdarcie w kierunku poprzecznym i wzdłużnym do włókien celulozy w zależności od stopnia polimeryzacji oraz zawilgocenia papieru celulozowego [40]*

DP=1360	WCP, %	0,35	3,23	7,24
	$F_{CD}$ , mN	358,9	457,0	570,7
	$F_{GD}$ , mN	245,2	333,4	435,4
DP=670	WCP, %	0,12	2,61	5,84
	$F_{CD}$ , mN	278,5	325,6	386,4
	$F_{GD}$ , mN	151,0	180,4	241,2
DP=272	WCP, %	0,16	1,82	4,56
	$F_{CD}$ , mN	113,8	137,3	158,9
	$F_{GD}$ , mN	56,9	64,7	88,3

Najpopularniejszą nieinwazyjną metodą oceny zesterzenia izolacji stałej transformatorów jest badanie zawartości związków furanów rozpuszczonych w cieczy elektroizolacyjnej [62]. Badanie to wykonuje się na próbce oleju pobranej z transformatora, dzięki czemu badanie to można przeprowadzić on-line – bez wyłączenia transformatora.

W tablicy 2.10 przedstawiono zakresy zawartości związku furanów 2FAL w oleju mineralnym oraz odpowiadający im stopień zesterzenia izolacji celulozowej.

Tab. 2.10. Zakresy zawartości związków furanów 2FAL w oleju mineralnym wraz z odpowiadającym im stopniem zesterzenia izolacji celulozowej [62]

Zawartość 2FAL w oleju [ppm]	Ocena zawartości 2FAL	Ocena stopnia zesterzenia izolacji celulozowej
0	brak	brak cech zesterzenia
0,01-0,20	niska	zaledwie zapoczątkowany stopień zesterzenia, brak negatywnego wpływu na parametry mechaniczne celulozy
0,21- 1,00	normalna, DP>880	starzenie naturalne; typowy stan większości transformatorów; stopniowe negatywne zmiany w izolacji
1,01- 2,00	podwyższona, DP na poziomie 388-400	znaczny stopień zesterzenia, spotykany zazwyczaj w transformatorach o długim czasie eksploatacji; zazwyczaj stwierdza się również obecność innych niż 2FAL pochodnych związków furanu
2,01- 5,00	wysoka	zaawansowany stopień zesterzenia, często o przyspieszonym przebiegu
>5,00	bardzo wysoka	zupełny stopień zesterzenia; całkowita degradacja celulozy

Inną, bardzo popularną metodą, pozwalającą na stwierdzenie czy izolacja jest zesterzona jest badanie gazów rozpuszczonych w oleju DGA (ang. *Dissolved Gas Analysis*). Rozkład izolacji celulozowej jest kojarzony, przede wszystkim, z obecnością w oleju tlenu (CO) i dwutlenku węgla (CO<sub>2</sub>) [63]. W [64] przedstawiono również szereg innych substancji wydzielających się na skutek rozpadu celulozy, do których można zaliczyć, między innymi, metanol (MeOH) oraz etanol (EtOH).

Do głównych przyczyn starzenia się izolacji zalicza się [65]:

- a) czas eksploatacji,
- b) dostęp do tlenu,
- c) wysoki stopień zawilgocenia,
- d) wysoką temperaturę.

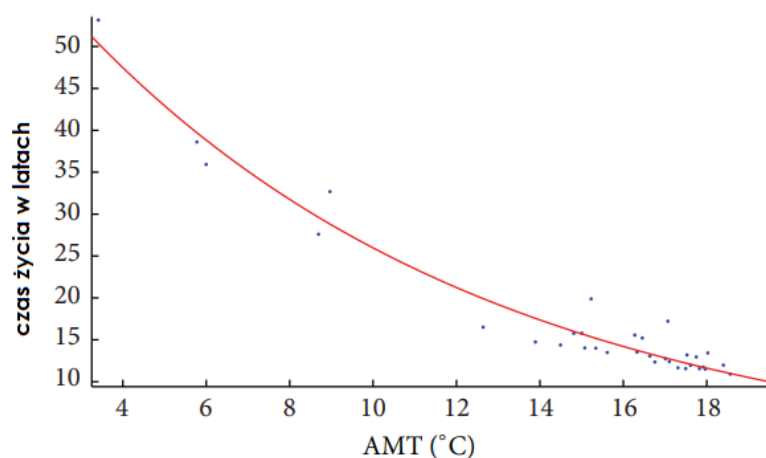
W zależności od wielu czynników, takich jak dostęp tlenu, stopień zawilgocenia czy wysokość temperatury, izolacja transformatora może starzeć się wolniej lub szybciej. Niezwykle trudno jest stworzyć jedną zależność opisującą tempo starzenia się izolacji, zwłaszcza, że w praktyce eksploatacyjnej transformatorów dochodzi do sytuacji, w których wyżej wymienione czynniki ulegają ciągłym zmianom. Co prawda zawilgocenie izolacji stałej

zmienia się stosunkowo wolno, ale już jej temperatura zmienia się często, a dodatkowo jej rozkład w transformatorze jest nierównomierny.

Istotnym czynnikiem w aspekcie starzenia się izolacji transformatorowej jest jej dostęp do tlenu, którego wysoka zawartość w oleju przyspiesza starzenie izolacji. Fabre i Pichon w swoich badaniach [66] stwierdzili, że poprzez redukcję zawartości tlenu w oleju z 30 000 ppm do 300 ppm, można przedłużyć czas życia izolacji celulozowej 16-krotnie. W badaniach wykorzystywali oni papier celulozowy o zawilgoceniu 0,3-5%. Inne badania również potwierdzają fakt, że czas życia izolacji jest w dużym stopniu zależny od jej dostępu do tlenu [64, 67].

Obecność wody w celulozie doprowadza do hydrolytycznego rozerwania wiązań między glikozydami, co skutkuje spadkiem wartości podstawowych parametrów izolacyjnych celulozy, a także zmniejszeniem wartości DP [27]. W trakcie rozpadu cząsteczek celulozy powstaje woda, która przyspiesza procesy starzeniowe. Z tego powodu niezwykle ważna jest kontrola stopnia zawilgocenia izolacji stałej i, w przypadku zbyt wysokiego zawilgocenia, przeprowadzenie suszenia części aktywnej transformatora.

Jak napisano wcześniej, temperatura jest jednym z kluczowych parametrów wpływających na tempo starzenia izolacji transformatorowej. Zależność ta jest nieliniowa, jednak w praktyce stosunkowo dobrze opisuje ją tzw. reguła sześciu stopni, według której podwyższenie temperatury izolacji celulozowej o 6°C powoduje dwukrotne skrócenie jej czasu życia [14]. Temperatura pracy transformatora jest skorelowana z jego obciążeniem względnym – im to obciążenie jest wyższe tym wyższa jest temperatura izolacji tworzącej układ izolacyjny części aktywnej. Istotny wpływ na czas życia izolacji ma również temperatura na zewnątrz transformatora, co zostało przedstawione na rysunku 2.8 [68].



Rys. 2.8. Zależność pomiędzy czasem życia izolacji transformatora a średnią temperaturą roczną [na podstawie 68]

Należy zauważyć, że czas życia transformatora jest zwykle tożsamy z czasem życia jego izolacji. Wynika to z tego, że starzenie celulozy pogarsza jej właściwości mechaniczne. Pogorszenie parametrów mechanicznych celulozy w uzwojeniach transformatora powoduje, że materiał ten staje się kruchy, co w konsekwencji powoduje jego uszkodzenie i utratę wymaganych właściwości elektroizolacyjnych, doprowadzając ostatecznie do jego awarii. Z tego powodu kontrola stopnia zestarzenia materiałów celulozowych jest niezwykle istotnym aspektem eksploatacyjnym transformatorów.

### 2.1.5. Przenikalność elektryczna izolacji stałej i ciekłej w aspekcie zjawisk adsorpcji i desorpcji wody

Przenikalność elektryczna  $\varepsilon$  materiałów w przypadku oddziaływania na materiał izolacyjny polem elektrycznym sinusoidalnie zmiennym jest wielkością zespoloną. Można ją określić równaniem [69]:

$$\varepsilon = \varepsilon' + \frac{\gamma}{j\omega\varepsilon_0} = \varepsilon' - j\frac{\gamma}{\omega\varepsilon_0} = \varepsilon' - j\varepsilon'', \quad (2.2)$$

gdzie:

$\varepsilon'$  – część rzeczywista przenikalności elektrycznej, wyrażająca zdolność magazynowania energii w materiale izolacyjnym,

$\varepsilon''$  – część urojona przenikalności elektrycznej, wyrażająca zdolność rozpraszania energii przez materiał izolacyjny,

$\gamma$  – konduktywność,

$\omega$  – pulsacja napięcia.

W praktyce często stosuje się pojęcie względnej przenikalności elektrycznej  $\varepsilon_w$ , która jest określona jako stosunek części rzeczywistej przenikalności elektrycznej danego dielektryka do przenikalności elektrycznej próżni  $\varepsilon_0=8,85 \cdot 10^{-12}$  F/m. Przenikalność elektryczną względną materiału izolacyjnego najczęściej wyznacza się metodą praktyczną, polegającą na pomiarze pojemności próbki materiału i podzieleniu jego wyniku przez wynik pomiaru w tym samym układzie elektrod ale po usunięciu dielektryka (w próżni) [69]:

$$\varepsilon_w = \frac{C_x}{C_0}, \quad (2.3)$$

gdzie:

$C_X$  – pojemność kondensatora o znanych wymiarach elektrod, między którymi znajduje się badany dielektryk,

$C_0$  – pojemność układu elektrod po zastąpieniu badanego materiału powietrzem.

W metodzie praktycznej pomiar pojemności międzyelektrodowej w próżni jest zastępowany, o wiele łatwiejszym do przeprowadzenia, pomiarem w powietrzu. Jest to poprawne, ponieważ powietrze ma przenikalność elektryczną ( $\epsilon_w=1,00054$ ) znikomo większą od próżni.

Wypełniając dielektrykiem przestrzeń między elektrodami kondensatora powietrznego zwiększamy jego pojemność do wartości  $C_X$ . Stosunek tego przyrostu do pojemności początkowej  $C_0$  nazywa się podatnością elektryczną  $\chi'$  [70]:

$$\chi' = \frac{C_X - C_0}{C_0}. \quad (2.4)$$

Porównując równania 2.3 oraz 2.4 można zapisać zależność występującą pomiędzy przenikalnością elektryczną a podatnością.

$$\chi' = \epsilon' - 1. \quad (2.5)$$

Wektor polaryzacji  $\vec{P}$ , o wymiarze C/m<sup>2</sup>, można opisać równaniem:

$$\vec{P} = \chi' \epsilon_0 \vec{E} = (\epsilon' - 1) \epsilon_0 \vec{E}. \quad (2.6)$$

Z równań (2.4-2.6) wynika, że polaryzacja dielektryków jest wprost zależna od ich przenikalności elektrycznej. Wektor polaryzacji można zdefiniować jako moment dipoli elektrycznych przypadających na jednostkę objętości dielektryka, natomiast polarność jest zależna od pojawienia się elektrycznego momentu dipolowego, co jest związane z polaryzacją dielektryka [70]. Można więc przyjąć, że przenikalność elektryczna jest prostą miarą polarności.

Przenikalność elektryczna jest zależna od [69]:

- materiału izolacyjnego,
- częstotliwości pomiarowej,
- temperatury.

Ponadto, w dielektrykach nieliniowych w silnym polu elektrycznym przenikalność elektryczna może zależeć od natężenia tego pola (dielektryki nieliniowe).

W tabelicy 2.11 przedstawiono typowe wartości przenikalności elektrycznej cieczy izolacyjnych używanych do napełniania transformatorów energetycznych pracujących przy częstotliwości 50 Hz [45].



Tab. 2.11. Typowe wartości przenikalności elektrycznej względnej cieczy izolacyjnych stosowanych w transformatorach energetycznych [45]

Ciecz izolacyjna	Względna przenikalność elektryczna w 25°C $\epsilon_w$ [-]
Olej mineralny	2,2
Ester naturalny	3,2
Ester syntetyczny	3,2
Olej silikonowy	2,7

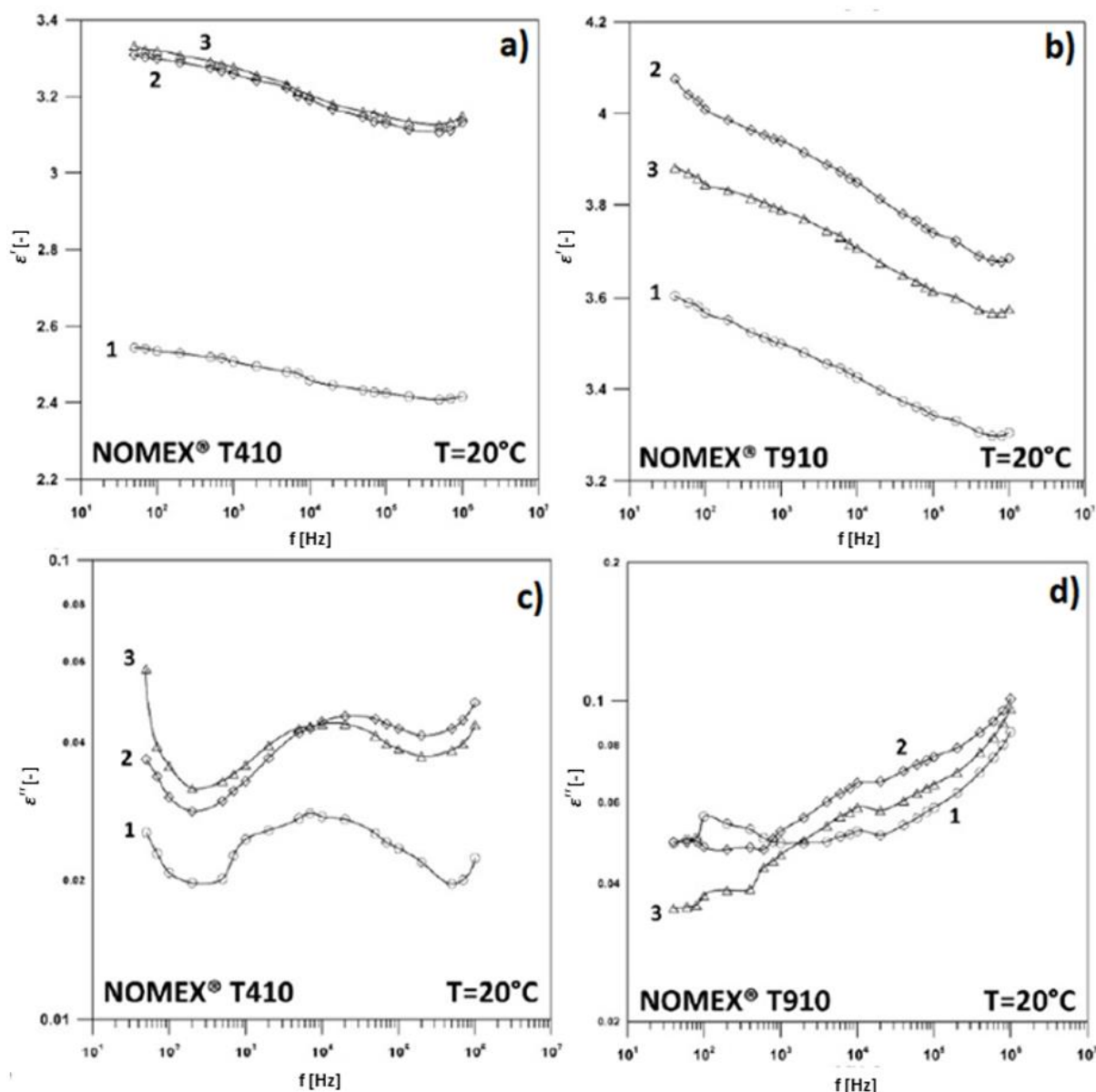
Wartości przenikalności elektrycznej celulozy i aramid w powietrzu zamieszczono w tablicy 2.12 [45]. Należy jednak pamiętać, że przenikalność elektryczna izolacji stałej po jej zaimpregnowaniu cieczą ulegnie zmianie.

Tab. 2.12. Typowe wartości przenikalności elektrycznej względnej stałych materiałów izolacyjnych w powietrzu [45]

Materiał izolacyjny	Względna przenikalność elektryczna w 25°C $\epsilon_r$ [-]
Celuloza	2,9-4,6
Aramid	1,6-3,5

W zależności od rodzaju materiałów izolacyjnych stanowiących układ izolacyjny (stałego i cieczy w której ten materiał jest zanurzony) można uzyskać różne charakterystyki dyspersyjne. Na rysunku 2.9 przedstawiono te charakterystyki uzyskane dla materiałów stałych: Nomex<sup>®</sup> 410 i Nomex<sup>®</sup> 910 zanurzonych w oleju mineralnym Nytro 10X, estrze syntetycznym Midel 7131 oraz estrze naturalnym Midel eN 1204 [71].

Nomex<sup>®</sup> 410 jest materiałem izolacyjnym, produkowanym przez DuPont, który został zastąpiony przez, opisywany w podrozdziale 2.1.3.2, Nomex<sup>®</sup> 926. Parametry obu materiałów są bardzo zbliżone, ponieważ Nomex<sup>®</sup> 410 również jest materiałem składającym się w pełni z aramid.



Rys. 2.9. Charakterystyki dyspersyjne części rzeczywistej (a i c) i urojonej (b i d) zespolonej przenikalności elektrycznej materiałów izolacyjnych Nomex<sup>®</sup> 410 oraz Nomex<sup>®</sup> 910;

1 – olej mineralny Nytro 10X, 2 – ester syntetyczny Midel 7131, 3 – ester naturalny Midel eN 1204 [na podstawie 71]

Wartość przenikalności elektrycznej izolacji stałej jest silnie zależna od rodzaju (przenikalności elektrycznej) cieczy w której jest zanurzona. Najniższą przenikalnością charakteryzuje się materiał zanurzony w oleju mineralnym. Oba materiały izolacyjne stałe zanurzone w estrze syntetycznym i naturalnym mają zbliżoną wartość przenikalności, zarówno części rzeczywistej jak i urojonej, zdecydowanie wyższą niż w przypadku zanurzenia ich w oleju mineralnym. Zdaniem autora publikacji [71] różnica zaobserwowana pomiędzy liniami 2 i 3 na rysunku 2.9b może wynikać z różnej prędkości impregnowania

badaną cieczą izolacyjną celulozy oraz aramidu, które są składowymi materiału Nomex<sup>®</sup> 910. Ester syntetyczny, ze względu na mniejszą lepkość od estru naturalnego, prawdopodobnie lepiej nasycił badaną próbkę izolacji.

Porównanie materiałów na bazie aramidu wskazuje zdecydowanie wyższą wartość części rzeczywistej przenikalności elektrycznej materiału Nomex<sup>®</sup> 910 niż Nomex<sup>®</sup> 410. Jest to spowodowane dominującą rolą celulozy w strukturze tego materiału, co oznacza, że oba materiały będą charakteryzowały się podobnymi dominującymi mechanizmami polaryzacji. W tabelicy 2.13 przedstawiono odczytane z wykresów na rys. 2.10 wartości części rzeczywistej przenikalności elektrycznej dla częstotliwości sieciowej (50 Hz) i temperatury 20°C.

*Tab. 2.13. Wartości części rzeczywistej przenikalności elektrycznej dla częstotliwości sieciowej [na podstawie 71]*

<b>Materiał izolacyjny stały</b>	<b>Ciecz izolacyjna</b>	<b><math>\epsilon'</math> [-]</b>
Nomex <sup>®</sup> 410	Olej mineralny	2,55
	Ester syntetyczny	3,31
	Ester naturalny	3,33
Nomex <sup>®</sup> 910	Olej mineralny	3,61
	Ester syntetyczny	3,88
	Ester naturalny	4,08

Kwestia przenikalności elektrycznej jest istotna z punktu widzenia zjawisk adsorpcji i desorpcji wody, a co za tym idzie, również z punktu widzenia inicjowania zjawiska bąbelkowania. Materiały o mniejszej przenikalności elektrycznej zwykle wchłaniają mniej wody niż materiały o większej przenikalności elektrycznej. Adsorpcja i desorpcja fizyczna są wynikiem zjawisk elektrostatycznych między włóknami celulozy i wodą. Im większa polarność włókien, tym więcej wody zostaje na nich zaadsorbowane. Ponieważ jako prostą miarę polarności materiału można przyjąć jego przenikalność elektryczną [72], przenikalność elektryczna materiałów jest niezwykle istotna w aspekcie inicjowania zjawiska bąbelkowania.

Ze względu na mniejszą przenikalność elektryczną, Nomex<sup>®</sup> 410 w tych samych warunkach klimatycznych adsorbuje mniejszą ilość wody niż Nomex<sup>®</sup> 910.

## 2.2. Problematyka zawilgocenia układu izolacyjnego transformatorów energetycznych

### 2.2.1. Statystyka zawilgocenia transformatorów w Polsce i na świecie

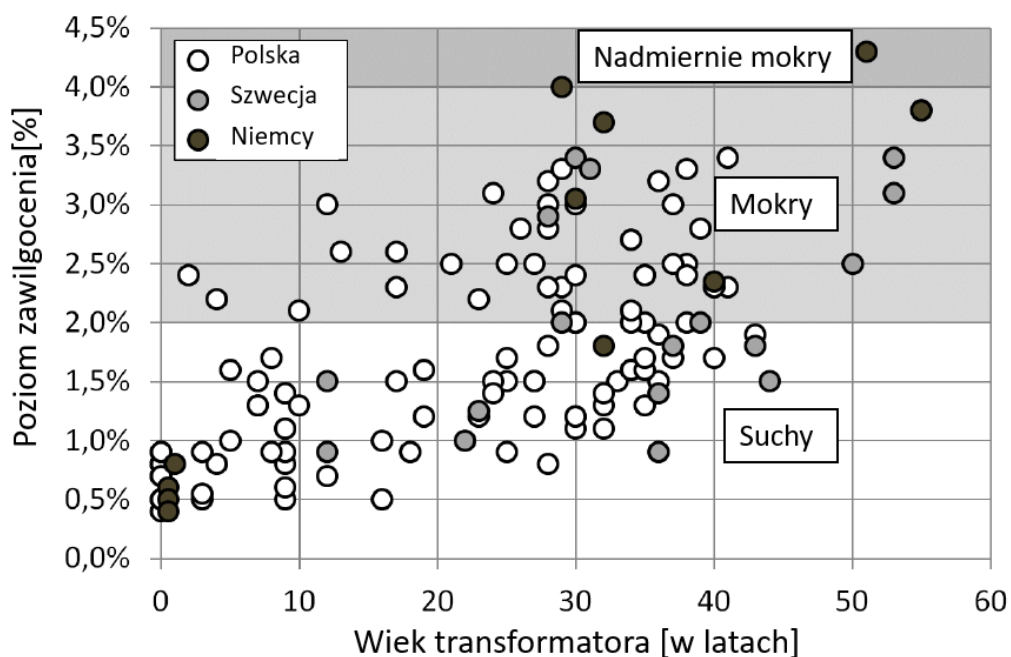
Stopień zawilgocenia izolacji stałej części aktywnej transformatora jest jedną z jej kluczowych cech, ponieważ wpływa na czas życia jednostki. Ponadto, od zawilgocenia izolacji zależy temperatura inicjacji zjawiska *bubble effect*, co jest przedmiotem badań niniejszej pracy. Z tego powodu niezwykle istotne jest systematyczne kontrolowanie zawilgocenia izolacji w trakcie eksploatacji transformatora.

Na rysunku 2.10 przedstawiono zależność między stopniem zawilgocenia izolacji celulozowej a wiekiem transformatora [6]. Poziom zawilgocenia izolacji na wykresie podzielono zgodnie z klasyfikacją IEEE [73], na trzy obszary:

- izolacja sucha (0-2%),
- izolacja mokra (2-4%),
- izolacja nadmiernie mokra (>4,5%).

Należy zwrócić uwagę na to, że norma nie uwzględnia stopnia zawilgocenia izolacji dla wartości pomiędzy 4 a 4,5%, natomiast logicznym wydaje się zaliczyć ten zakres zawilgocenia do izolacji nadmiernie mokrej, co zostało zrobione przez autora rysunku 2.10 [6].

Stopień zawilgocenia izolacji transformatorów jest zróżnicowany i waha się od 0,5-1% dla transformatorów nowych, aż do ponad 4% dla transformatorów starszych, których wiek sięga lub przekracza 30 lat. Na rysunku 2.10 można dostrzec generalną zależność: zawilgocenie izolacji rośnie z wiekiem jednostki. Należy jednak mieć na uwadze to, że niektóre transformatory w trakcie eksploatacji są suszone (w miejscu zainstalowania albo w zakładzie remontowym), gdy wartość zawilgocenia izolacji stałej jest niebezpiecznie wysoka.



Rys. 2.10. Zależność stopnia zawilgocenia izolacji celulozowej od wieku transformatorów o różnej konstrukcji i mocy od 0,1 do 270 MVA [na podstawie 6]

### 2.2.2. Źródła zawilgocenia izolacji stałej

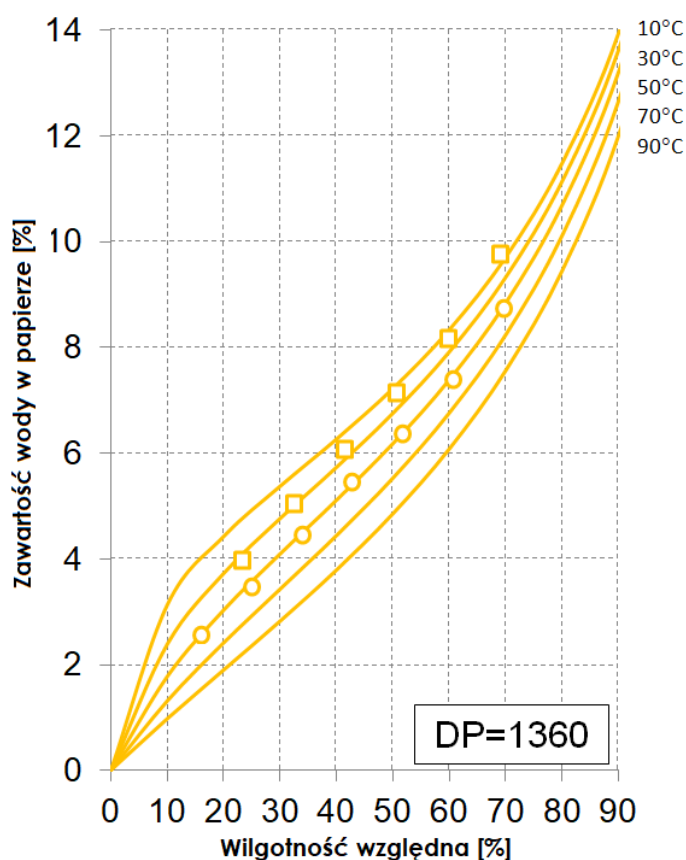
Obecność wody w izolacji stałej transformatorów jest nieuchronna i wynika z samego procesu ich produkcji oraz procesu starzenia tej izolacji. Do podstawowych źródeł wody w izolacji transformatora zalicza się:

- a) degradacja celulozy, która wiąże się z powstawaniem cząsteczek wody,
- b) proces produkcji transformatora (woda pozostająca w izolacji po procesie suszenia),
- c) nieszczelności kadzi i wykonywanie prac eksploatacyjnych w miejscu zainstalowania transformatora wymagających dostępu do jej wnętrza.

W procesie starzenia się celulozy następuje jej degradacja, co skutkuje rozbiciem wiązań węglowo-wodorowych, węglowo-tlenowych oraz węglowo-węglowych. W konsekwencji doprowadza to do powstania takich produktów starzenia jak: dwutlenek węgla ( $\text{CO}_2$ ), tlenek węgla ( $\text{CO}$ ), wodór ( $\text{H}_2$ ) i, w szczególności, wody ( $\text{H}_2\text{O}$ ) [74]. Tak powstała woda rozpuszcza się w oleju mineralnym, a celuloza, ze względu na swoje silne właściwości higroskopijne, tę wodę adsorbuje. W taki sposób powstaje samonapędzający się proces: celuloza, w wyniku rozpadu, generuje wodę, którą adsorbuje, co w konsekwencji powoduje przyspieszenie starzenia się celulozy, a więc przyspieszenie rozpadu łańcuchów celulozowych i powstawanie kolejnych cząsteczek wody. Z tego powodu niezwykle ważne

jest, aby w eksploatowanym transformatorze utrzymywać możliwie niski poziom zawilgocenia celulozy. W starszych transformatorach woda pochodząca z rozpadu celulozy ma największy udział w zawilgoceniu ich izolacji.

Podczas procesu produkcji części aktywnej transformatora (na etapie przed jej zanurzeniem w oleju), który trwa zazwyczaj kilka tygodni, materiały celulozowe osiągają zawilgocenie, które można oszacować na podstawie krzywych równowagi celuloza-powietrze (rys. 2.11). Wartość tego zawilgocenia jest zależna, przede wszystkim, od temperatury oraz wilgotności powietrza, w którym przechowywany jest materiał izolacyjny. Jak wynika z wykresu, w typowych warunkach atmosferycznych, to jest w temperaturze między 10°C a 30°C oraz przy wilgotności względnej powietrza od 40 do 60%, zawartość wody w papierze celulozowym zawiera się w granicach od 5,5 do 8%. Tak wysokie zawilgocenie izolacji stałej transformatora jest niedopuszczalne ze względu na osłabienie jej parametrów elektroizolacyjnych, przyspieszenie procesów starzeniowych i zwiększenie ryzyka pojawienia się wylądowań niezupełnych [75].



Rys. 2.11. Krzywe równowagi nowego (o DP=1360) papieru celulozowego w powietrzu [na podstawie 24]

Po zmontowaniu część aktywna transformatora jest poddawana procesowi suszenia. Dla transformatorów 110/15 kV przyjmuje się, że zawilgocenie izolacji stałej powinno być na poziomie  $\leq 1\%$ . W polskiej praktyce jest to coraz częściej wymagane przez spółki dystrybucyjne oraz firmy wykonujące farmy wiatrowe i solarne. Informacja o wymaganym poziomie zawilgocenia izolacji znajduje się zazwyczaj w specyfikacji istotnych warunków zamówienia (SIWZ).

W procesie produkcyjnym nowych transformatorów stosuje się dwie główne techniki suszenia części aktywnej [76]:

- a) gorącym powietrzem pod próżnią,
- b) z natryskiem gorącą naftą pod próżnią.

Pierwsza metoda pozwala bez większego problemu osiągnąć zawilgocenie izolacji na poziomie  $< 1\%$ , a w przypadku zastosowania bardzo niskiej próżni ( $< 1$  mBar) i wysokiej temperatury ( $100-110^{\circ}\text{C}$ ) nawet ok.  $0,5\%$ . Metoda ta wymaga cyklicznego rozgrzewania części aktywnej transformatora, umieszczonej w komorze próżniowej, do wymaganej temperatury pod ciśnieniem atmosferycznym. W komorze wytwarza się próżnię, co powoduje odparowanie znacznej ilości wody z izolacji. Wytworzenie próżni przed nagraniem części aktywnej jest niewskazane, gdyż brak powietrza uniemożliwia wystąpienie zjawiska konwekcji, przez co część aktywna nagrzewałaby się niezwykle długo. Po ustaniu procesu suszenia izolacji komorę próżniową ponownie napełnia się powietrzem atmosferycznym, a następnie po raz kolejny wytwarza się próżnię. Proces ten powtarza się aż do uzyskania pożądanego stopnia zawilgocenia izolacji.

Druga metoda suszenia izolacji transformatorów jest bardziej skuteczna. Podobnie jak w metodzie pierwszej, izolacja części aktywnej podlega suszeniu próżniowemu, jednakże po wytwarzaniu próżni następuje natrysk gorącą naftą. Dzięki temu temperatura części aktywnej, która wystygła w procesie suszenia próżniowego, ponownie bardzo szybko się nagrzewa, co powoduje, że proces suszenia jest bardziej wydajny. Zastosowanie tej metody pozwala na osiągnięcie zawilgocenia izolacji stałej na poziomie ok.  $0,2 - 0,3\%$ .

Istotnym parametrem procesu suszenia części aktywnej transformatora jest czas tego suszenia. Metoda suszenia gorącym powietrzem pod próżnią wymaga 3-5 dni, podczas gdy suszenie z natryskiem gorącą naftą może ten czas zredukować do nawet 2 dni, co znacząco przyspiesza produkcję nowych transformatorów. Czas suszenia zazwyczaj wynika z wieloletniego doświadczenia firmy produkcyjnej i zastosowanych parametrów suszenia. W niektórych wypadkach może on być wydłużony przez prowadzenie w trakcie suszenia badań zawilgocenia. Często do tego wykorzystuje się metodę DFR (ang. *Dielectric Frequency*

*Response*) ale doniesienia literaturowe wskazują również na możliwość wykorzystywania innych metod, np. korzystających ze sztucznej inteligencji [77].

Ostatnim wymienionym źródłem wody w układzie izolacyjnym transformatora są nieszczelności kadzi i prace eksploatacyjne wymagające dostępu do jej wnętrza. We współcześnie produkowanych transformatorach dostawanie się wody do ich wnętrza przez nieszczelności jest ograniczane poprzez zastosowanie odwilżaczy powietrza oraz worka w konserwatorze (rys. 2.12). Dzięki tym zabiegom olej jest odseparowany od powietrza atmosferycznego. Dodatkowo, powietrze dostające się do worka w konserwatorze również jest osuszane przez odwilżacze. Stosowanie worka separującego w transformatorach produkowanych w Polsce w latach 90 i wcześniejszych nie było tak powszechne, przez co zachodziło w tych transformatorach zjawisko absorpcji wody z powietrza do oleju.



Rys. 2.12. Fotografia transformatora z zaznaczonymi kluczowymi elementami mającymi wpływ na zawilgacanie się oleju przez kontakt z powietrzem [materiały własne]



Badania [78] wykazały, że dla populacji ok. 100 transformatorów w wieku od 6 do 20 lat posiadających konserwator bez worka separującego olej od powietrza atmosferycznego, roczny przyrost zawilgocenia izolacji stałej sięga 0,2%, podczas gdy dla transformatorów posiadających taki worek roczny przyrost zawilgocenia wynosi zaledwie 0,03-0,06% (wnioski na bazie pomiarów na ok. 80 jednostkach). Można więc zaryzykować stwierdzenie, że użycie worka separującego wydłuża czas życia izolacji stałej transformatorów poprzez zmniejszenie rocznego przyrostu zawilgocenia tej izolacji.

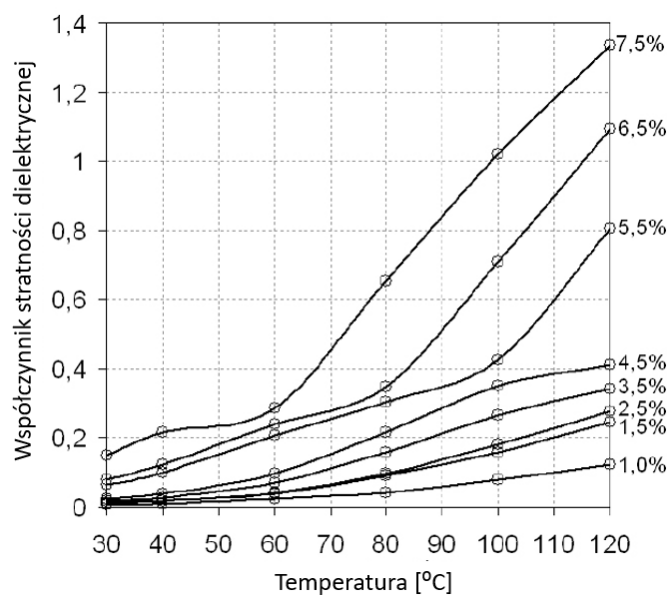
### **2.2.3. Wpływ zawilgocenia izolacji na pracę transformatora**

Zawilgocenie izolacji celulozowej części aktywnej ma negatywny wpływ na pracę transformatora, a do głównych skutków można zaliczyć [79, 80, 81, 82]:

- a) przyspieszenie procesów starzeniowych celulozy,
- b) pogorszenie parametrów elektrycznych układu izolacyjnego,
- c) pojawienie się wyładowań niezupełnych w układzie izolacyjnym,
- d) wystąpienie zjawiska bąbelkowania (patrz: rozdział 2.3).

Jak zostało wspomniane wcześniej, obecność wody przyspiesza procesy starzeniowe w izolacji stałej transformatorów. Jej obecność powoduje rozpad wiązań celulozowych i powstawanie kolejnych cząsteczek wody. Rozpadanie się łańcuchów celulozowych powoduje obniżenie stopnia polimeryzacji celulozy, a co za tym idzie znaczne zmniejszenie jej wytrzymałości mechanicznej, co w konsekwencji prowadzi do wyłączenia z eksploatacji transformatora. Temat ten został dokładniej przedstawiony w rozdziale 2.1.4 niniejszej rozprawy.

Pogorszenie parametrów elektrycznych układu izolacyjnego może spowodować jego nagłe uszkodzenie, np. na skutek przepięcia atmosferycznego albo łączeniowego. Nadmierne zawilgocenie izolacji stałej lub oleju mineralnego powoduje znaczny spadek wartości ich napięcia przebicia i innych parametrów elektrycznych, co potwierdza praca [81], w której autorzy wykazali, że dodanie 1 ml wody do 500 ml oleju mineralnego spowodowało obniżenie wartości średniej jego napięcia przebicia z 60 kV do 18 kV, a więc aż o 70%. Innym przykładem negatywnego skutku zawilgocenia izolacji jest wzrost wartości współczynnika strat dielektrycznych papieru celulozowego (rys. 2.13). Przykładów takich można w literaturze znaleźć więcej [83, 84].



Rys. 2.13. Wartości współczynnika strat dielektrycznych w zależności od temperatury dla różnych wartości stopnia zawilgocenia nowego papieru celulozowego ( $DP=1357$ ,  $N_v=0,02$   $mgKOH/g_{oil}$ ) [na podstawie 74]

Nadmierne zawilgocenie układu izolacyjnego części aktywnej transformatora może również powodować pojawienie się w nim wyładowań niepełnych [80]. Wyładowania niepełne to lokalne wyładowania elektryczne występujące w układzie izolacyjnym, nie stanowiące zwarcia elektrod, ale mogące doprowadzić do niego po pewnym czasie. Wynika to z tego, że wyładowania niepełne uszkadzają izolację, zwłaszcza organiczną, i z czasem mogą doprowadzić do przebicia całego układu izolacyjnego.

## 2.2.4. Metody wyznaczania zawilgocenia izolacji stałej

### 2.2.4.1. Metody pośrednie

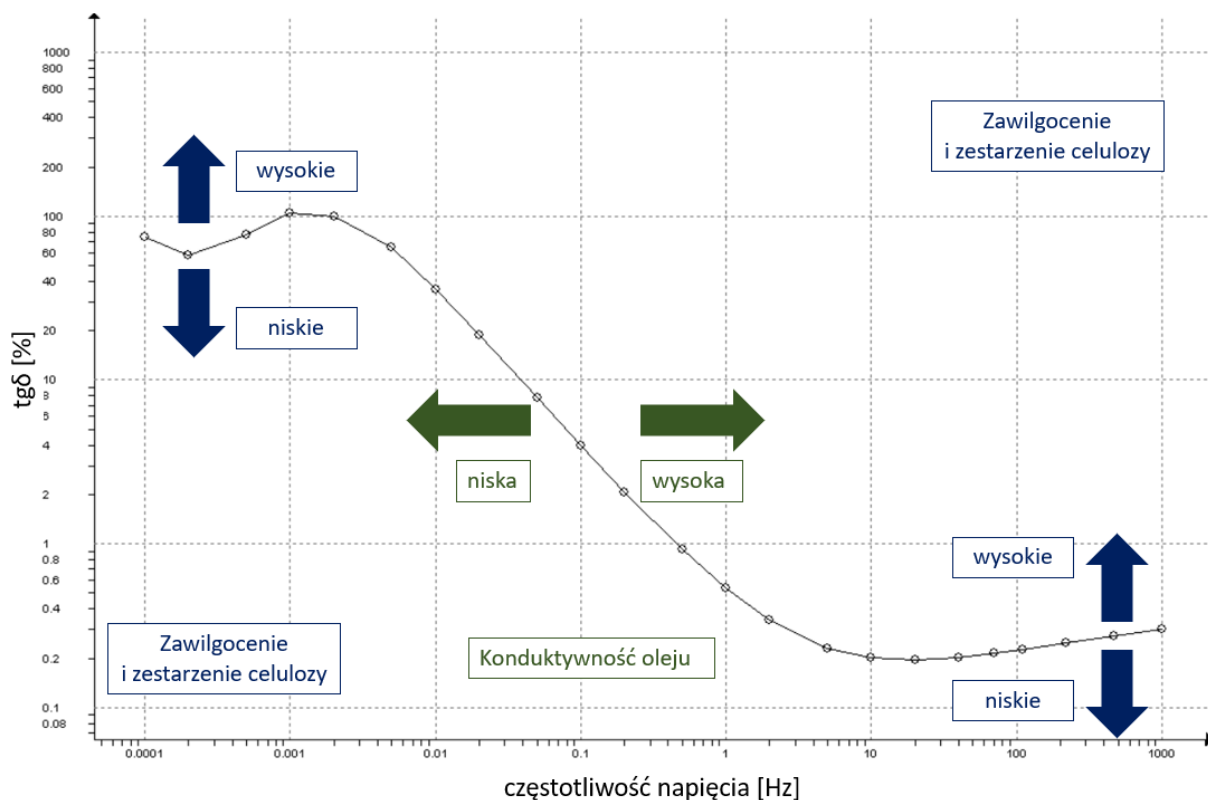
Metody pośrednie elektryczne wyznaczania zawilgocenia izolacji stałej polegają zazwyczaj na badaniu odpowiedzi dielektrycznej układu izolacyjnego. Opisane w podrozdziale metody wykorzystują fakt, że w dielektryku znajdującym się w przemiennym polu elektrycznym występują straty (wyjątkiem jest metoda krzywych równowagi, bazująca na innym zjawisku). Straty te związane są z przewodnictwem oraz zjawiskiem polaryzacji. Wartość sumaryczna strat w izolacji celulozowo-olejowej zależy od takich czynników jak: temperatura, częstotliwość napięcia, zawartość wody czy ilość zawartych w niej produktów starzeniowych. Znajomość zależności między wartością strat w izolacji i jej zawilgoceniem pozwala na pośrednią ocenę stopnia tego zawilgocenia [85].

Do podstawowych metod pośrednich wykorzystywanych do wyznaczania zawilgocenia izolacji stałej transformatora zalicza się [86]:

- a) spektroskopię dielektryczną w dziedzinie częstotliwości (ang. *Dielectric Frequency Response, Frequency Domain Spectroscopy, DFR/FDS*),
- b) pomiar napięcia powrotnego (ang. *Recovery Voltage Measurement, RVM*),
- c) pomiar prądu polaryzacji i depolaryzacji (ang. *Polarisation and Depolarisation Current, PDC*),
- d) metodę krzywych równowagi układu celuloza-ciecz dielektryczna.

Obecnie najpopularniejszą w Polsce metodą pośrednią wyznaczenia zawilgocenia izolacji stałej transformatorów jest metoda *DFR/FDS*. Metoda ta polega na wyznaczeniu współczynnika strat dielektrycznych ( $\text{tg}\delta$ ) izolacji transformatora w szerokim zakresie częstotliwości, zwykle od 0,1 mHz do 1000 Hz. W praktyce pomiarowej, dolna częstotliwość zazwyczaj zostaje dobrana w zależności od spodziewanego zawilgocenia badanej izolacji. Im jest ono większe tym ta częstotliwość może być wyższa, co przekłada się na skrócenie czasu pomiarów, który, w zależności od zastosowanego urządzenia pomiarowego i temperatury izolacji transformatora, może wynosić nawet do ok. 4 godzin. Wpływ temperatury, konduktywności oleju i papieru czy zesterzenia papieru na wynik analizy danych pomiarowych został stosunkowo dobrze poznany i opisany w literaturze [87, 88].

Na rysunku 2.14 przedstawiono przykładowy wynik badania metodą *DFR/FDS* transformatora 25 MVA wraz z zaznaczonym wpływem konduktywności oleju oraz zawilgocenia i zesterzenia papieru na kształt otrzymanej krzywej.

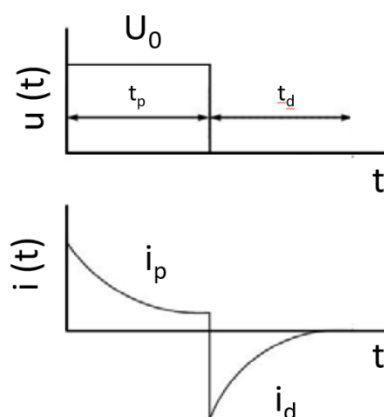


Rys. 2.14. Wynik badania metodą DFR/ FDS wraz z zaznaczonym wpływem konduktywności oleju oraz zawilgocenia i zesterzenia papieru na kształt otrzymanej krzywej [materiały własne]

Niepewność wyznaczonej metodą DFR/FDS wartości zawilgocenia izolacji stałej transformatora szacuje się na ok. 0,5 pkt. % [6].

Drugą popularną metodą pośrednią wyznaczania zawilgocenia izolacji stałej jest metoda pomiaru napięcia powrotnego (RVM). Polega ona na pomiarze napięcia powrotnego dielektryka po jego naładowaniu przy użyciu napięcia stałego. W opracowaniu CIGRE [89] z roku 2004 stwierdzono jednak, że metoda ta, ze względu na znaczne uproszczenia przy interpretacji wyników oraz pomiar tylko wartości szczytowej napięcia powrotnego, jest niezalecana. W polskiej praktyce metoda ta jest często używana w połączeniu z innymi metodami, takimi jak np. PDC [90].

Trzecią opisaną metodą służącą do wyznaczania zawilgocenia izolacji stałej transformatorów jest metoda pomiaru prądu polaryzacji i depolaryzacji (PDC). Polega ona na przyłożeniu do zacisków liniowych transformatora (sworzni izolatorów przepustowych) napięcia stałego na czas zwany czasem polaryzacji ( $t_p$ ). Po czasie polaryzacji następuje zwarcie zacisków poprzez amperomierz. W konsekwencji otrzymuje się wykres przedstawiający przebieg prądu polaryzacji ( $i_p$ ) i depolaryzacji ( $i_d$ ), przedstawiony na rysunku 2.15 [91].



Rys. 2.15. Teoretyczny wykres prądu polaryzacji i depolaryzacji [na podstawie 91]

Ostatnią wymienioną metodą pośrednią wyznaczania zawilgocenia izolacji stałej jest metoda krzywych równowagi. Polega ona na wyznaczeniu zawilgocenia oleju transformatorowego, na podstawie którego wyznacza się zawartość wody w celulozie. Korzysta się przy tym z tzw. krzywych równowagi zawartości wody w papierze celulozowym i oleju [86]. Do największych zalet tej metody należy jej prostota oraz możliwość wykonania badania *on-line*, tzn. bez wyłączenia transformatora (wystarczy pobrać próbkę oleju z zaworów probierczych umieszczonych na dole kadzi). Niestety, metoda ta jest bardzo wrażliwa na błędy pomiarowe. Ponadto, podstawowym założeniem metody krzywych równowagi jest istnienie stanu równowagi zawilgocenia pomiędzy olejem mineralnym oraz papierem celulozowym, co w rzeczywistości jest niemożliwe do osiągnięcia. Temperatura izolacji transformatora oraz oleju zmienia się nieustannie w trakcie eksploatacji, co jest związane ze zmiennym obciążeniem, nieciągłym działaniem układu wymuszonego chłodzenia, a także dobowymi zmianami temperatury otoczenia. Z tego powodu wyniki badań uzyskane tą metodą bez dokładnych danych dotyczących temperatury izolacji i oleju w przeciągu kilku tygodni (a nawet miesięcy) poprzedzających pomiar mogą doprowadzić do dużych błędów w oszacowaniu zawilgocenia izolacji stałej transformatora.

Spośród przedstawionych, najpopularniejszą metodą pośrednią jest *DFR/FDS*. Jednak w większości przypadków wszystkie metody dają zbliżony wynik – o ile są one wykonane w sposób prawidłowy. Najbardziej wrażliwą na błędy pomiarowe metodą jest ostatnia z opisanych.

#### 2.2.4.2. Metody bezpośrednie

Bezpośrednie wyznaczenie zawilgocenia izolacji stałej transformatorów dokonywane jest z wykorzystaniem metody Karla-Fischera albo metody wagowej. Podstawową wadą tych metod jest fakt, że wymagają one wyłączenia transformatora z ruchu i pobrania próbki izolacji do badań. Z tego powodu metody te są wykorzystywane głównie w procesie produkcyjnym transformatora (łatwy dostęp do części aktywnej), w trakcie remontów i inspekcji części aktywnej lub w badaniach laboratoryjnych, w których dostęp do próbek jest najłatwiejszy. Podstawową zaletą tych metod jest ich wysoka dokładność.

Wśród metod bezpośrednich można wyróżnić:

- a) miareczkowanie Karla-Fischera (kulometryczne i wolumetryczne),
- b) wagową.

W metodzie miareczkowania Karla-Fischera zawartość wody w próbce jest wyznaczana w wyniku reakcji tej wody ze znaną ilością jodu. W metodzie kulometrycznej jod jest generowany bezpośrednio w komorze miareczkowania, poprzez elektrochemiczne utlenianie odczynnika Karla-Fischera, natomiast w metodzie wolumetrycznej roztwór zawierający jod dodaje się, aż do pojawienia się oznak jego nadmiaru. Masa wody, która uległa reakcji z jodem jest obliczana na podstawie pomiaru prądu płynącego przez badaną próbkę cieczy [92].

Metoda miareczkowania może być wykorzystywana zarówno do wyznaczania zawartości wody w oleju mineralnym jak i w celulozie. W zaolejonym papierze jest to trudniejsze, gdyż do niezbędnego w badaniu zważenia suchej masy celulozy wymagane jest uprzednie odłuszczenie badanego papieru np. z użyciem chloroformu.

Metoda wagowa jest stosowana ze względu na jej wysoką aplikacyjność w badaniach laboratoryjnych. Jest to metoda dokładna i pozwalająca szybko wyznaczyć zawartość wody w badanej próbce.

Metoda wagowa zakłada, że w badanej próbce izolacji celulozowej znajduje się tylko woda – nie ma w niej oleju ani produktów starzenia tej izolacji. Z tego powodu metoda ta nadaje się głównie do izolacji nowej, której próbki są pobierane w trakcie produkcji transformatora. Procedura oceny zawilgocenia składa się z kilku etapów:

- zważenie badanej próbki,
- próżniowe wysuszenie próbki,
- ponowne zważenie próbki,
- obliczenie zawartości wody w izolacji.

Zawartość wody w izolacji stałej wylicza się z wykorzystaniem równania [93]:

$$W = \frac{m_{as} - m_d}{m_{as}} \cdot 100\% , \quad (2.7)$$

gdzie:

$W$  – zawilgocenie próbki [%],

$m_{as}$  – masa badanej próbki [g],

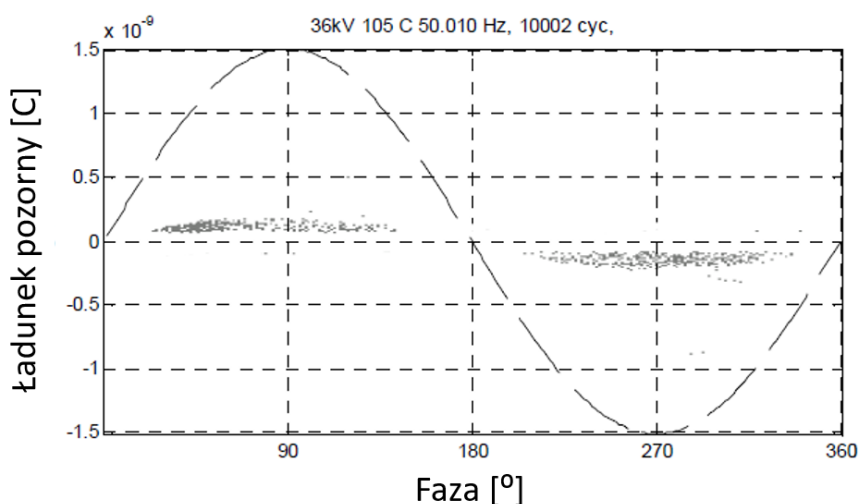
$m_d$  – masa badanej próbki po jej wysuszeniu [g].

## 2.3. Zjawisko bąbelkowania w układach izolacyjnych

### 2.3.1. Definicja i podstawowe informacje na temat zjawiska bąbelkowania

Zjawisko bąbelkowania (ang. *bubble effect*, *b.e.*) to gwałtowne uwalnianie pary wodnej z zawilgoconej izolacji stałej transformatora, które zachodzi po przekroczeniu temperatury krytycznej, zwanej temperaturą inicjacji [4].

*Bubble effect* jest zjawiskiem bardzo niebezpiecznym dla transformatora, a do jego podstawowych skutków można zaliczyć pogorszenie parametrów elektroizolacyjnych układu izolacyjnego oraz zwiększenie ciśnienia wewnątrz kadzi [94, 95]. Jednym z kluczowych parametrów określających układ izolacyjny jest napięcie przebicia, którego wartość w przypadku wystąpienia *bubble effect* może spaść nawet o 60%, co w konsekwencji może doprowadzić do uszkodzenia transformatora [94]. Ponadto, należy zwrócić uwagę na możliwość wystąpienia wyładowań niezupełnych (wnz) w miejscu pojawienia się bąbelków pary wodnej [96]. Badania [97] wykazały, że im większe są pęcherzyki pary wodnej tym niższe jest napięcie inicjacji wyładowań niezupełnych. W tej samej publikacji można także zobaczyć charakterystyki fazowe wyładowań niezupełnych pojawiających się w wyniku wystąpienia zjawiska bąbelkowania (rys. 2.16).



Rys. 2.16. Wykres fazowy wyładowań niezupełnych dla poruszających się pęcherzyków pary wodnej przy napięciu 1,2 razy wyższym niż napięcie inicjacji wnz [97]

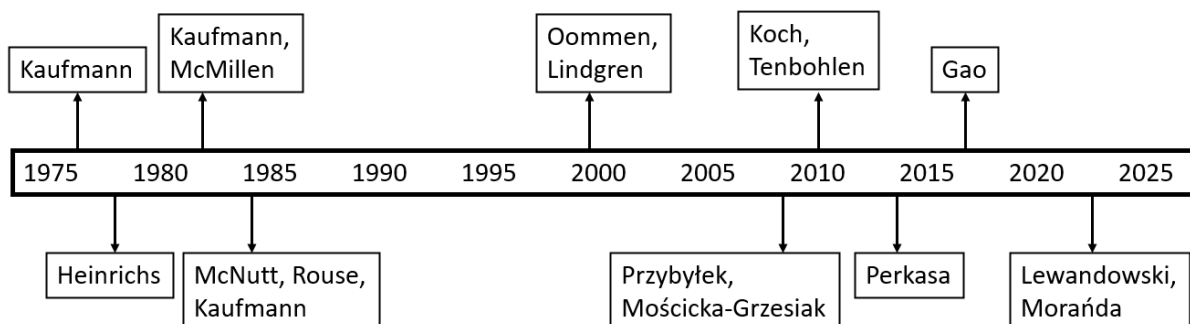
Wzrost ciśnienia wewnątrz kadzi może doprowadzić do jej rozszczelnienia i, w konsekwencji, do niekontrolowanego wycieku oleju [95]. Zjawisko to może być szczególnie niebezpieczne dla transformatorów, które nie są wyposażone w zawór



bezpieczeństwa, którego zadaniem jest uwolnienie nadmiaru oleju w przypadku wystąpienia wysokiego ciśnienia wewnątrz kadzi.

Wystąpienie zjawiska bąbelkowania w części aktywnej transformatora jest ściśle skorelowane z temperaturą izolacji stykającej się z uzwojeniami. Wzrost temperatury uzwojeń może być spowodowany szeregiem czynników, takich jak: krótkotrwałe lub długotrwałe przeciążenie, częściowe lub całkowite zablokowanie kanału chłodzącego czy awaria układu chłodzenia [82]. Z tego powodu niezwykle ważna jest kontrola temperatury transformatora. Niestety, standardowo używane termometry dwu- lub czterokontaktowe dokonują pomiaru temperatury górnej warstwy oleju w kieszeni pomiarowej pod płytą górną. Szacuje się, że wzrost temperatury w uzwojeniach objawia się wzrostem temperatury oleju w kieszeni pomiarowej dopiero po ok. 15 minutach [98]. Taka zwłoka czasowa jest zbyt duża by zareagować w chwili wystąpieniu zjawiska bąbelkowania. Dużo lepiej pod tym względem wypadają systemy światłowodowe. Ponadto są one odporne na zakłócenia elektromagnetyczne, przez co mogą być umieszczane bezpośrednio w uzwojeniach. Pomiar następuje więc bezpośrednio w uzwojeniach. Niestety, ze względu na koszt takiego systemu pomiarowego są one stosowane tylko w części dużych jednostek. Kupujący transformatory często jednak decydują się na zamontowanie samych światłowodów (bez miernika), co pozwala w przyszłości zamontować miernik – już bez konieczności ingerowania w część aktywną transformatora. Takie rozwiązanie ma sens ekonomiczny, jednak z punktu widzenia zapobiegania wystąpieniu *bubble effect* jest niewystarczające, gdyż bez miernika temperatury odczytanej z systemu światłowodowego nie ma możliwości kontrolowania temperatury uzwojeń w czasie rzeczywistym.

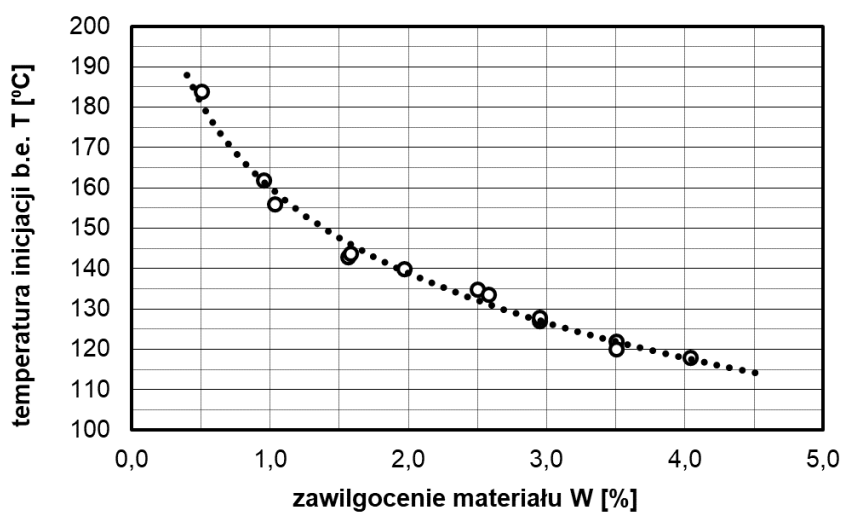
Na rysunku 2.17 zaprezentowano oś czasu przedstawiającą rok publikacji wyników badań wybranych autorów. Wynika z niego, że na przestrzeni lat wielu badaczy zajmowało się tematyką zjawiska bąbelkowania i, pomimo upływu lat, jest to temat nadal aktualny. Potwierdzają to również najnowsze artykuły opublikowane przez CIGRE [99, 100].



Rys. 2.17. Oś czasu przedstawiająca rok publikacji przez wybranych autorów wyników ich badań dotyczących zjawiska bąbelkowania [na podstawie 101]

### 2.3.2. Wpływ różnych czynników na temperaturę inicjacji zjawiska bąbelkowania

Zainicjowanie zjawiska bąbelkowania w izolacji stałej transformatorów energetycznych jest zależne, przede wszystkim, od dwóch czynników: temperatury materiału izolacyjnego oraz jego zawilgocenia, co ilustruje przykładowa charakterystyka pokazana na rysunku 2.18 [82].



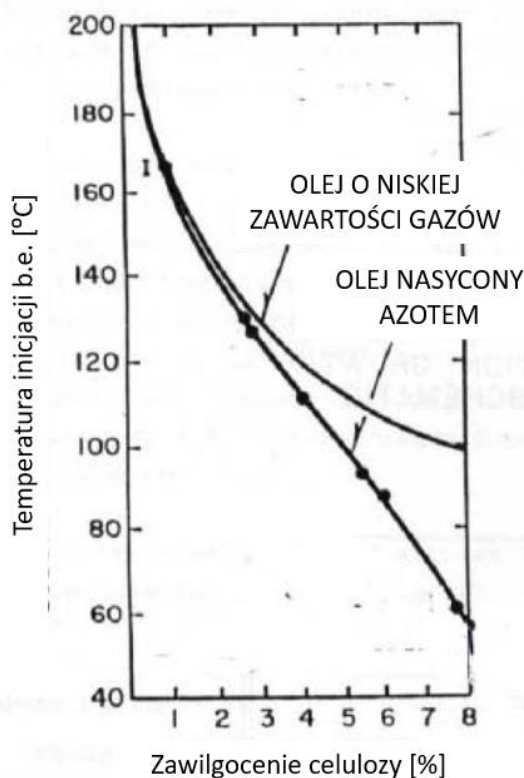
Rys. 2.18. Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania w zależności od zawilgocenia próbki materiału Nomex<sup>®</sup> 926 [na podstawie 82]

Oprócz zawilgocenia izolacji, istotny (lecz znacznie mniejszy) wpływ na wartość temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania mają takie czynniki jak [95, 102]:

- a) obecność gazów rozpuszczonych w oleju,
- b) stopień polimeryzacji celulozy,

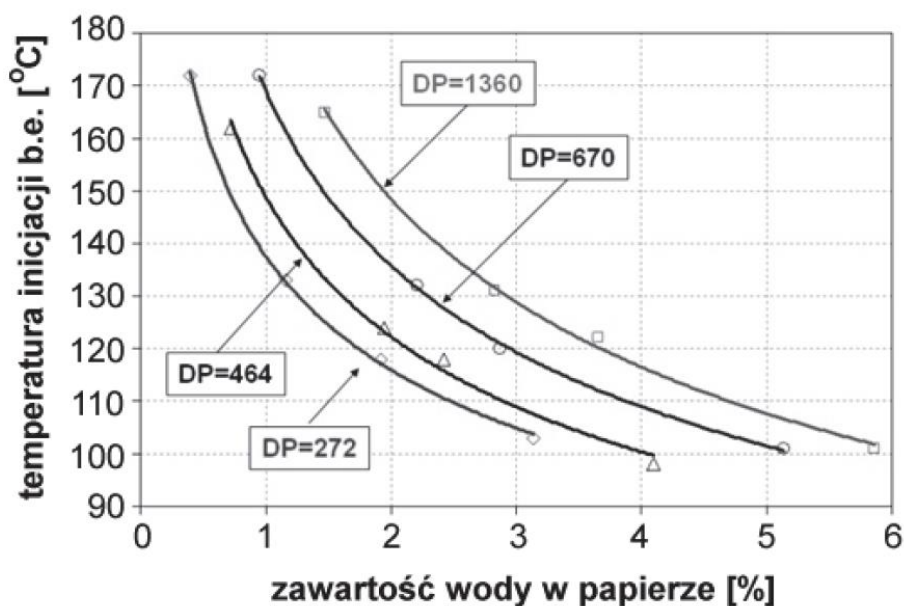
c) stopień zesterzenia oleju mineralnego.

Oommen i Lindgren w swoich badaniach [103] sprawdzili wpływ obecności gazu rozpuszczonego w oleju w którym zanurzone były próbki transformatorowego papieru celulozowego na wysokość temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania. W swoich badaniach wykorzystali oni olej mineralny nasycony azotem ( $N_2$ ), wolny od innych gazów. Nasyconie oleju azotem jest możliwe w transformatorach rozdzielczych posiadających poduszkę azotową. Transformatory o napięciu wysokim (110 kV) i wyższym nie posiadają poduszki azotowej i zazwyczaj mają w konserwatorze worek, który uniemożliwia kontakt oleju z powietrzem atmosferycznym (kwestia ta została dokładniej opisana w rozdziale 2.2.2). Z tego powodu dla jednostek wysokonapięciowych problem występowania azotu w oleju mineralnym jest mało istotny. Badania wykazały, że dla niskiego zawilgocenia papieru celulozowego (<3%) wpływ nasyconia oleju azotem jest nieznaczny. Stwierdzono natomiast znaczne obniżenie temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania dla celulozy o wysokim zawilgoceniu (rys. 2.19).



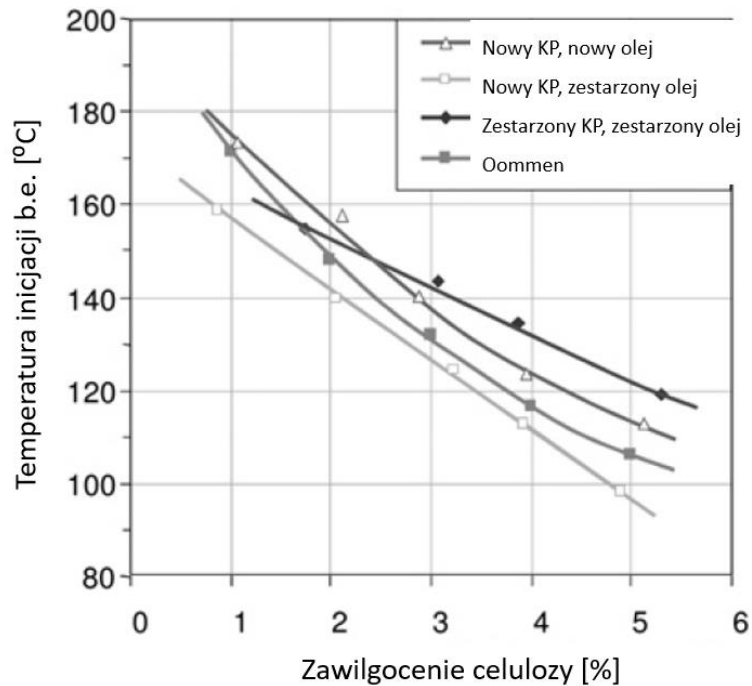
Rys. 2.19. Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania dla papieru celulozowego zanurzonego w oleju wolnym od gazów w nim rozpuszczonych oraz w oleju nasyconym azotem [na podstawie 103]

Wpływ stopnia polimeryzacji celulozy na temperaturę inicjacji zjawiska bąbelkowania został przedstawiony na rysunku 2.20. Badania [104] wykazały znaczny spadek temperatury inicjacji *b.e.* wraz ze spadkiem stopnia polimeryzacji papieru celulozowego. Zjawisko to jest szczególnie niebezpieczne w odniesieniu do danych statystycznych wiążących wiek transformatorów energetycznych z zawilgoceniem ich izolacji, przedstawionych w rozdziale 2.2.1 niniejszej rozprawy. Wynika z tego, że szczególnie narażone na wystąpienie zjawiska bąbelkowania są transformatory starsze, które charakteryzują się zestarzoną i zawilgoconą izolacją.



Rys. 2.20. Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania w papierze celulozowym o różnym stopniu zestarzenia [na podstawie 104]

Na rysunku 2.21 przedstawiono porównanie charakterystyk temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania w nowym papierze celulozowym zanurzonego w świeżym i zestarzonego oleju mineralnym oraz w zestarzonego papierze celulozowym zanurzonego w zestarzonego oleju mineralnym z charakterystyką uzyskaną przez Oommena [103]. Z porównania wynika, że jakość papieru celulozowego oraz oleju ma istotny wpływ na ilość energii potrzebnej do uwolnienia wody w postaci pary z celulozy. Wpływ jakości oleju można powiązać z napięciem powierzchniowym cieczy izolacyjnej. Zestarzony olej zawiera substancje powierzchniowo czynne, które zmniejszają jego napięcie powierzchniowe, a co za tym idzie, energia potrzebna do rozerwania wiązania celulozy z wodą jest niższa. W konsekwencji, spada temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania [96].



Rys. 2.21. Temperatura inicjacji bubble effect'u dla nowego papieru celulozowego (KP) zanurzonego w nowym i zestarzonym oleju mineralnym, zestarzonego papieru celulozowego zanurzonego w zestarzonym oleju mineralnym oraz charakterystyka uzyskana przez Oommena [na podstawie 96, 103]

### 2.3.3. Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania a dopuszczalne wartości temperatury w transformatorach

W europejskiej normie [105] wyróżniono pięć rodzajów układów izolacyjnych, które zestawiono w tabelicy 2.14. Głównym czynnikiem rozróżniającym dany układ jest dopuszczalna temperatura jego pracy. Oprócz konwencjonalnej izolacji celulozowej przedstawiono również cztery układy wysokotemperaturowe. Trzy z nich zaliczają się do układów „hybrydowych”, a więc takich, w których oprócz materiałów wysokotemperaturowych (ang. *high-temperature*, oznaczenie „H” w tabelicy) występują również konwencjonalne materiały izolacyjne np. celulozowe (ang. *conventional*, oznaczenie „C” w tabelicy). Ostatnim przedstawionym w tabelicy rodzajem układu izolacyjnego jest pełna izolacja wysokotemperaturowa, w której układ izolacyjny zbudowany jest wyłącznie z materiałów wysokotemperaturowych (zarówno stałego jak i ciekłego). Norma [105] dopuszcza zastosowanie konwencjonalnych materiałów izolacyjnych również w wysokotemperaturowym układzie izolacyjnym, jednak tylko w uzasadnionych

przypadkach, tzn. w miejscach, gdzie obliczenia cieplne wskazują na występowanie stosunkowo niskiej temperatury, niezagrożającej izolacji konwencjonalnej.

Zastosowanie wysokotemperaturowej izolacji w każdym miejscu układu izolacyjnego transformatora jest niezwykle kosztowne. Z tego powodu sporą popularnością cieszą się układy hybrydowe, w których izolację wysokotemperaturową wykorzystuje się tylko w miejscach najbardziej narażonych na oddziaływanie wysokiej temperatury, w tak zwanych gorących punktach uzwojeń (ang. *Hot-spot*), które zazwyczaj zlokalizowane są w górnej części uzwojenia, w okolicy drugiego i trzeciego dysku, licząc od góry. Sposób ten pozwala na zabezpieczenie najbardziej narażonych pod względem termicznym miejsc w transformatorach przy stosunkowo niewielkim wzroście całkowitego kosztu izolacji. W tabelicy 2.14, w części opisanej jako „Zastosowanie”, wskazano materiał wykorzystywany w miejscach, w których występuje kluczowy, z punktu widzenia wytrzymałości termicznej układu izolacyjnego, przyrost temperatury.

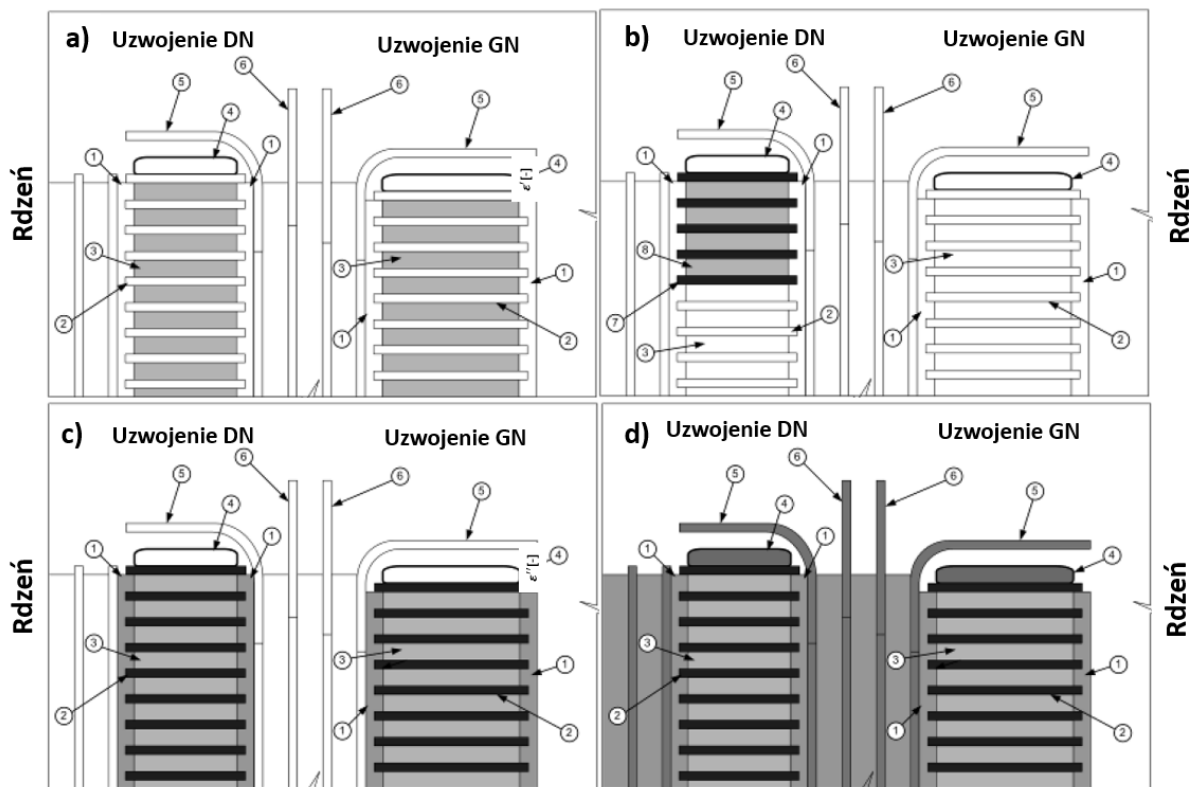
Tab. 2.14 Porównanie rodzajów układów izolacyjnych stosowanych w transformatorach energetycznych [105]

		Konwencjonalny układ izolacyjny	Hybrydowy układ izolacyjny			Wysokotemperaturowy układ izolacyjny
			Półhybrydowy	Mieszany hybrydowy	Pełny hybrydowy	
Typ elementu izolacyjnego	Ciecz	C lub H	C lub H	C lub H	C lub H	H
	Izolacja drutu nawojowego	C	H	Kombinacja C i H	H	H
	Wstawki/kliny uzwojeń	C	C	Kombinacja C i H	H	H
	Bariery	C	C	C	C	H
Materiał izolacyjny wpływający na podany przyrost temperatury	Przyrost temperatury oleju	C	C	C	C	H
	Średni przyrost temperatury uzwojeń	C	H	C	H	H
	Przyrost temperatury „hot-spot”	C	H	H	H	H

H – materiały izolacyjne wysokotemperaturowe

C – materiały izolacyjne konwencjonalne

Na rysunku 2.22 przedstawiono przykłady hybrydowych oraz wysokotemperaturowych układów izolacyjnych. Na szaro oraz na czarno zaznaczono materiały wysokotemperaturowe, natomiast na białą zaznaczono materiały konwencjonalne.



Rys. 2.22. Przykłady układów izolacyjnych: a) półhybrydowy, b) mieszany hybrydowy, c) pełny hybrydowy, d) wysokotemperaturowy; 1 – wstawki osiowe, 2 – wstawki promieniowe, 3 – izolacja drutu nawojowego, 4 – pierścień ekwipotencjalny, 5 – izolacja kątowa, 6 – bariery [na podstawie 105]

W tabelicy 2.15 przedstawiono sugerowane przez normę [105] dopuszczalne maksymalne wartości temperatury występujące w wysokotemperaturowych układach izolacyjnych z estrem jako cieczą elektroizolacyjną. Kluczowa, z punktu widzenia inicjacji zjawiska bąbelkowania, jest temperatura występująca w gorącym punkcie uzwojeń. Należy zwrócić uwagę na to, że przy krótkotrwałym przeciążeniu norma ta dopuszcza, w zależności od zastosowanego układu izolacyjnego, temperaturę pracy gorącego punktu w granicach od 170°C do nawet 220°C. Wartość dopuszczalna temperatury jest kluczowa w ocenie bezpieczeństwa stosowania wysokotemperaturowych układów izolacyjnych w aspekcie niebezpieczeństwa wystąpienia zjawiska bąbelkowania. Temat ten zostanie szerzej opisany w dalszej części rozprawy.



Tab. 2.15 Sugerowane maksymalne dopuszczalne wartości temperatury w wysokotemperaturowych układach izolacyjnych z estrem jako cieczą elektroizolacyjną [105]

Parametr	Półhybrydowy	Mieszany hybrydowy	Pełny hybrydowy	Wysoko-temperaturowy
Minimalna wymagana klasa termiczna izolacji stałej	130	140	155	180
Temperatura górnej warstwy oleju przy normalnym obciążeniu [°C]	130	130	130	130
Temperatura górnej warstwy oleju przy długotrwałym awaryjnym przeciążeniu [°C]	140	140	140	140
Temperatura górnej warstwy oleju przy krótkotrwałym awaryjnym przeciążeniu [°C]	140	140	140	140
Temperatura gorącego punktu przy normalnym obciążeniu [°C]	140	150	165	190
Temperatura gorącego punktu przy długotrwałym awaryjnym przeciążeniu [°C]	150	160	175	200
Temperatura gorącego punktu przy krótkotrwałym awaryjnym przeciążeniu [°C]	170	180	195	220

#### 2.3.4. Rola wiązań fizycznych w materiałach izolacyjnych w rozwoju zjawiska bąbelkowania

Woda w celulozie, w zależności od jej procentowej zawartości w celulozie, może występować pod trzema różnymi postaciami fizycznymi [106]:

- a) do 9% – zapelniając, na zasadzie adsorpcji fizycznej, kolejne warstwy na włóknach celulozy,
- b) 9-18% – na zasadzie sorpcji kapilarnej,
- c) powyżej 18% – w postaci wody swobodnej.

Jak wspomniano w rozdziale 2.2.1, zawilgocenie izolacji celulozowej w trakcie eksploatacji transformatora nie przekracza wartości 4,5%. W związku z tym, woda w izolacji celulozowej występuje tylko w wyniku zjawiska adsorpcji fizycznej [32]. Szacuje się, że na włóknach celulozy może pojawić się maksymalnie kilka warstw cząsteczek wody [106].

Długie łańcuchy cząstek celulozy łączą się, tworząc mikrofibryle, które następnie łączą się w większe struktury – makrofibryle. Utworzone w wyniku tego kapilary pozwalają na transport wody nawet na bardzo dużą odległość. Mikrofibryle to kanały, z racji ich małych rozmiarów, nie mogą zostać zaimpregnowane olejem. Zaadsorbowana w nich woda pozostaje w formie gazowej i ma bardzo ograniczoną możliwość migracji. Jest to spowodowane przyciąganiem elektrostatycznym cząsteczek wody do przeciwnie naładowanych części polarnych cząsteczek celulozy.

Adsorpcja wody i jej migracja wewnątrz celulozy są uzależnione od liczby cząsteczek wody, które są przyciągane do powierzchni włókien celulozy. Cząsteczki wody wypełniają więc pierwszą warstwę na włóknach, a po jej zapełnieniu zaczynają wypełniać kolejną [78]. Przyłączanie się kolejnych warstw cząsteczek wody do włókien celulozy jest kluczowe w kontekście uwalniania tej wody w zjawisku *bubble effect*. Energia wiązań każdej kolejnej warstwy cząsteczek wody maleje wraz z trzecią potęgą jej odległości od włókna celulozy, co opisuje równanie [107]:

$$E_n \sim \frac{E_{n-1}}{a^3}, \quad (2.8)$$

gdzie:

$E_n$  – energia adsorpcji warstwy n,

$E_{n-1}$  – energia adsorpcji warstwy n-1 (sąsiedniej, bliżej włókna),

a – odległość warstw od siebie (grubość warstw).

Na podstawie tej teorii można wytłumaczyć zjawisko gwałtownego wydzielania wody z izolacji transformatora pod wpływem wysokiej temperatury, czyli zjawisko bąbelkowania. Po osiągnięciu krytycznej temperatury początkowo w najdalszej warstwie następuje zerwanie wiązań pomiędzy wodą a celulozą, gdyż dla tej odległości potrzebna do tego energia jest najmniejsza. Następnie, wraz ze wzrostem temperatury, następuje skokowe zrywanie wiązań w kolejnych (bliższych celulozie) warstwach cząsteczek wody [32].

Uwolnienie do oleju pęcherzyków pary wodnej jest możliwe jeżeli wewnętrzne ciśnienie ( $p_i$ ) pęcherzyka może pokonać ciśnienie zewnętrzne ( $p_e$ ), siłę tarcia, siłę

przyciąganie kapilarnego oraz międzyfazowe napięcie powierzchniowe ( $\sigma$ ). W wyniku tego, przy dalszym wzroście temperatury, woda w krótkim czasie uwalnia się z izolacji stałej w postaci pęcherzyków pary wodnej [96].

Drugim groźnym skutkiem pojawienia się pęcherzyków pary wodnej w izolacji celulozowej jest możliwość wypchnięcia przez te pęcherzyki oleju z kapilar tworzonych przez makrofibrele. Może to skutkować deimpregnacją izolacji międzywojowej uzwojeń [78].

### 2.3.5. Model matematyczny zjawiska bąbelkowania

Na przestrzeni lat podjęto kilka prób matematycznego opisanie zjawiska bąbelkowania. Poniżej przedstawiono równania pozwalające na obliczenie temperatury inicjacji *b.e.* w zależności od zawilgocenia izolacji celulozowej opracowane dla nowego papieru celulozowego przez: Oommen'a i Lindgren'a (równanie 2.9) [103], Przybyłką (równanie 2.10) [108] oraz Koch'a i Tenbohlen'a (równanie 2.11) [96]:

$$T = \left[ \frac{6996,7}{22,454 + 1,4495 \ln(W) - (2,015 + \ln P)} \right] - \left[ \left( \frac{\gamma^{1,585}}{30} \right) e^{0,473W} \right] - 273,15, \quad (2.9)$$

$$T = \left[ \frac{10880}{30,544 + 3,156 \ln(W) - (2,015 + \ln P)} \right] - 273,15, \quad (2.10)$$

$$T = 195,5e^{-0,11186W}, \quad (2.11)$$

gdzie:

$T$  – temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania [°C],

$W$  – zawartość wody w papierze [%],

$\gamma$  – zawartość gazów rozpuszczonych w oleju [%],

$P$  – ciśnienie w układzie izolacyjnym [kPa].

Należy zwrócić uwagę na fakt, że równanie 2.9 uwzględnia również wpływ obecności azotu rozpuszczonego w oleju mineralnym. W oleju transformatorowym rozpuszcza się nie tylko azot, będący głównym składnikiem powietrza atmosferycznego, ale również tlen, dwutlenek węgla, tlenek węgla i różne gazy palne, będące produktami rozkładu celulozy, takie jak: wodór, metan, etan, etylen, acetylen, propan czy propylen [109]. Równania (2.10) oraz (2.11) nie uwzględniają wpływu azotu rozpuszczonego w oleju na temperaturę inicjacji

zjawiska bąbelkowania. Ponadto, zawartość azotu w oleju w transformatorach wysokiego napięcia jest znikoma, co zostało opisane w rozdziale 2.3.2.

W literaturze brak jest wzmianek o modelach matematycznych zjawiska bąbelkowania w materiałach wysokotemperaturowych, dlatego autor rozprawy podjął się opracowania takiego modelu dla zbadanych przez niego materiałów, co zostanie przedstawione w dalszej części rozprawy.

### 3. Cel, teza i zakres pracy

**Celem pracy** jest zbadanie zjawiska bąbelkowania w nowoczesnych materiałach stosowanych w układach izolacyjnych transformatorów energetycznych.

Głównym obiektem badań jest materiał stanowiący połączenie celulozy oraz aramid. Materiał ten jest produktem firmy DuPont i znany jest pod nazwą Nomex<sup>®</sup> 910. Został on stworzony na potrzeby przemysłu transformatorowego. Ma dopuszczalną temperaturę pracy nieznacznie niższą od papieru z samego aramid, ale jest od niego dużo tańszy, co przesądza o jego dużej aplikacyjności.

W pracy sformułowano tezę główną oraz trzy podtezy. W badaniach założono, że miarą polarności materiału jest jego przenikalność elektryczna.

**Teza główna:** *Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania w złożonych układach izolacyjnych zależy w istotny sposób od polarności komponentów tworzących układ izolacyjny.*

**Podteza 1.** *Zastąpienie celulozy aramidem, który jest materiałem o mniejszej polarności, powinno powodować obniżenie temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania.*

Aramid wykazuje mniejszą polarność niż celuloza, czego skutkiem jest mniejsza energia wiązań fizycznych aramid-woda i, w konsekwencji, wymagana jest mniejsza energia do desorpcji wody z jego powierzchni. Przekłada się to na niższą temperaturę inicjacji zjawiska bąbelkowania w układach izolacyjnych aramid-olej, niż w układach celuloza-olej.

**Podteza 2.** *W układzie izolacyjnym aramid-dielektryk ciekły zastąpienie oleju mineralnego estrem syntetycznym powinno powodować wzrost temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania.*

Na włóknach aramidowych zawilgoconej izolacji znajduje się kilka warstw adsorbowanej wody w postaci cząsteczkowej, a na nich z kolei znajduje się kilka warstw oleju mineralnego albo estru. Uwolnienie wody z powierzchni włókien aramidowych wymaga rozerwania warstw oleju albo estru oraz warstw wody. Energia wiązań estru (o  $\epsilon_w=3,6$ ) współpracującego z zawilgoconym aramidem jest większa, niż energia wiązań oleju mineralnego (o  $\epsilon_w=2,2$ ). To sprawia, że uwolnienie wody z aramid pokrytego warstwami estru będzie wymagało większej energii, niż uwolnienie wody z aramid pokrytego warstwami oleju mineralnego. To powinno przełożyć się na wyższą temperaturę inicjacji zjawiska bąbelkowania w układzie aramid-ester syntetyczny, niż w układzie aramid-olej mineralny.

**Podteza 3.** *Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania w materiałach stanowiących kompozycję włókien aramidowych i celulozowych powinna być wyższa niż w materiałach zawierających tylko włókna celulozowe albo aramidowe.*

W układzie składającym się z kompozytu aramidu i celulozy oraz cieczy elektroizolacyjnej, po przekroczeniu temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania w materiale o niższej temperaturze inicjacji (aramid), uwalnianie wody z włókien aramidowych powoduje lokalne obniżenie temperatury kompozytu, a więc także stykających się z nimi włókien celulozy (uwolnienie wody z izolacji wymaga dostarczenia jej energii, przez co zjawisko to ma charakter endotermiczny). Celuloza o obniżonej temperaturze może, do pewnego stopnia, wchłonąć wodę desorbowaną z aramidu bez inicjowania w niej zjawiska bąbelkowania. Dopiero dalsze podniesienie temperatury kompozytu spowoduje, poza zintensyfikowaniem procesu uwalniania wody z włókien aramidowych, inicjację zjawiska bąbelkowania w celulozie. W rezultacie powinno się zaobserwować podwyższenie temperatury inicjacji *b.e.* w kompozycie w stosunku do temperatury inicjacji tego zjawiska w samym aramidzie.

**Zakres pracy** obejmuje badania porównawcze temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania w materiałach: Nomex<sup>®</sup> 910 (kompozyt celulozy i aramid), celuloza typu Kraft i Nomex<sup>®</sup> 926 (aramid) w układzie z olejem mineralnym Orlen Trafo eN oraz z estrem syntetycznym Midel 7131. W pracy uwzględniono różny stopień zawilgacania się badanych rodzajów izolacji stałej przygotowywanych do badań w tych samych warunkach klimatycznych otoczenia (powietrza).

## 4. Badania eksperymentalne

### 4.1 Obiekty badań

Przeprowadzone badania polegały na pomiarze temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania w układach złożonych z różnych materiałów izolacyjnych stałych i ciekłych stosowanych jako izolacja transformatorów energetycznych. Głównym celem badań było przeprowadzenie analizy porównawczej temperatury inicjacji *b.e.* w nowoczesnej izolacji wysokotemperaturowej Nomex<sup>®</sup> 910, stanowiącej kompozyt celulozy i aramidu, z temperaturą inicjacji tego zjawiska w materiałach składających się na ten kompozyt.

W badaniach użyto trzy materiały stałe:

- papier celulozowy typu Kraft,
- papier stanowiący połączenie celulozy oraz aramidu - Nomex<sup>®</sup> 910,
- papier zbudowany z włókien czystego aramidu - Nomex<sup>®</sup> 926.

Użyte materiały stałe były nowe (niestarzone). Grubość użytych w badaniach materiałów przedstawiono w tabelicy 4.1.

Tab. 4.1 Grubość użytych w badaniach materiałów stałych

Rodzaj materiału	Papier celulozowy Kraft	Nomex <sup>®</sup> 910	Nomex <sup>®</sup> 926
Grubość [mm]	0,075	0,080	0,050

Próbki badanych materiałów stałych zostały nawinięte na aluminiowe patrony o długości 120 mm, średnicy wewnętrznej 8 mm i średnicy zewnętrznej 16 mm (rys. 4.1). W ścianie każdego patronu, wzdłuż jego osi, wykonano otwór o średnicy 1 mm i głębokości 60 mm (do połowy długości patronu). W otwór ten wprowadzano termoparę do pomiaru temperatury patronu. Założono, że temperatura ta odpowiada temperaturze pierwszej warstwy materiału izolacyjnego. Założono również, że temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania będzie określana przez temperaturę zmierzoną przy użyciu termopary. Założenia takie wynikają z przesłanek:

- w trakcie eksperymentu, tempo przyrastania temperatury w patronie tuż przed inicjacją zjawiska bąbelkowania było niewielkie (dziesiąte części °C/s),
- materiał patronu charakteryzuje się bardzo dobrą przewodnością cieplną i niedużą grubością ścian, co sprawia, że różnica temperatury pomiędzy pierwszą warstwą materiału izolacyjnego a patronem była pomijalnie mała.

Patron przed każdym przygotowaniem próbek był ważony, co na późniejszym etapie pozwalało na wyznaczenie masy badanego materiału izolacyjnego.



Rys. 4.1. Fotografia aluminiowych patronów użytych w badaniach [materiały własne]

W celu dopasowania wymiarów próbek materiałów izolacyjnych do użytego patronu zostały one przycięte na szerokość 100 mm. Długość materiałów stałych została dobrana w taki sposób, aby ich objętość była taka sama, co wymagało różnej długości próbek w zależności od ich grubości. Długość próbek została obliczona przy użyciu równania 4.1. W tabelicy 4.2 przedstawiono uzyskane wyniki obliczeń.

$$l = \pi \cdot d \cdot \frac{a}{b}, \quad (4.1)$$

gdzie:

$l$  – długość materiału izolacyjnego [cm],

$d$  – średnica patronu, wynosząca 1,6 cm,

$a$  – grubość izolacji nawiniętej na patronie, wynosząca 1,15 mm,

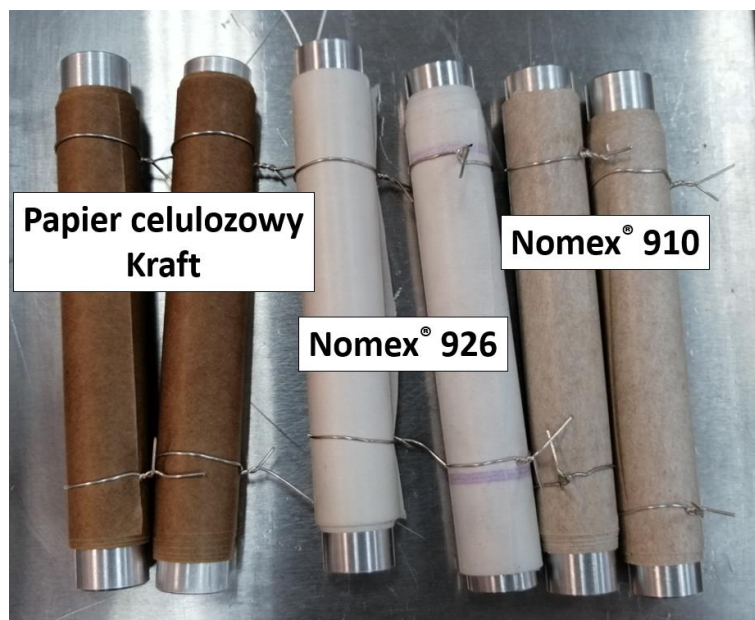
$b$  – grubość materiału zgodnie z danymi w tabelicy 4.1 [mm].

Tab. 4.2 Długość użytych w badaniach materiałów stałych

Rodzaj materiału	Papier celulozowy Kraft	Nomex® 910	Nomex® 926
Długość [cm]	77,1	72,3	115,6



Próbki materiałów izolacyjnych o odpowiednich wymiarach zostały każdorazowo nawinięte na aluminiowy patron i zabezpieczone cienkim drutem przed przypadkowym rozwinięciem. Na rysunku 4.2 przedstawiono fotografię materiałów izolacyjnych nawiniętych na aluminiowe patrony.



*Rys. 4.2. Fotografia badanych materiałów izolacyjnych stałych po ich nawinięciu na patrony i zabezpieczeniu przed rozwinięciem [materiały własne]*

Jak wspomniano wcześniej, temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania badanej próbki jest silnie zależna od jej zawilgocenia. Z tego powodu niezwykle ważne było przygotowanie próbek o precyzyjnie wyznaczonym zawilgoceniu. W tym celu próbki każdorazowo były poddane procesowi suszenia próżniowego w temperaturze 105°C i pod ciśnieniem  $4 \cdot 10^{-1}$  mbara. Następnie próbki były ważone przy użyciu wagi firmy RADWAG typu AS 110/C/2 (rys. 4.3) z dokładnością do 0,0001 g. Znając masę samego patronu, drutu oraz masę patronu z nawiniętym na niego materiałem izolacyjnym po suszeniu można było wyznaczyć masę suchego materiału, odejmując masę patronu i drutu od masy patronu z wysuszonym materiałem izolacyjnym zabezpieczonym tym drutem.



*Rys. 4.3. Fotografia wagi RADWAG AS 110/C/2 używanej do określenia masy próbek [materiały własne]*

Następnie próbki poddawano procesowi kontrolowanego zawilgacania w komorze klimatycznej firmy BINDER, typu MKF240 E3 (rys. 4.4). Przed rozpoczęciem zawilgacania próbek, wyznaczano ich pożądane zawilgocenie, a następnie, na podstawie krzywych równowagi dla nowego papieru celulozowego (rys. 2.12), nastawiano potrzebne warunki klimatyczne w komorze (wilgotność względną i temperaturę powietrza).



a)

b)

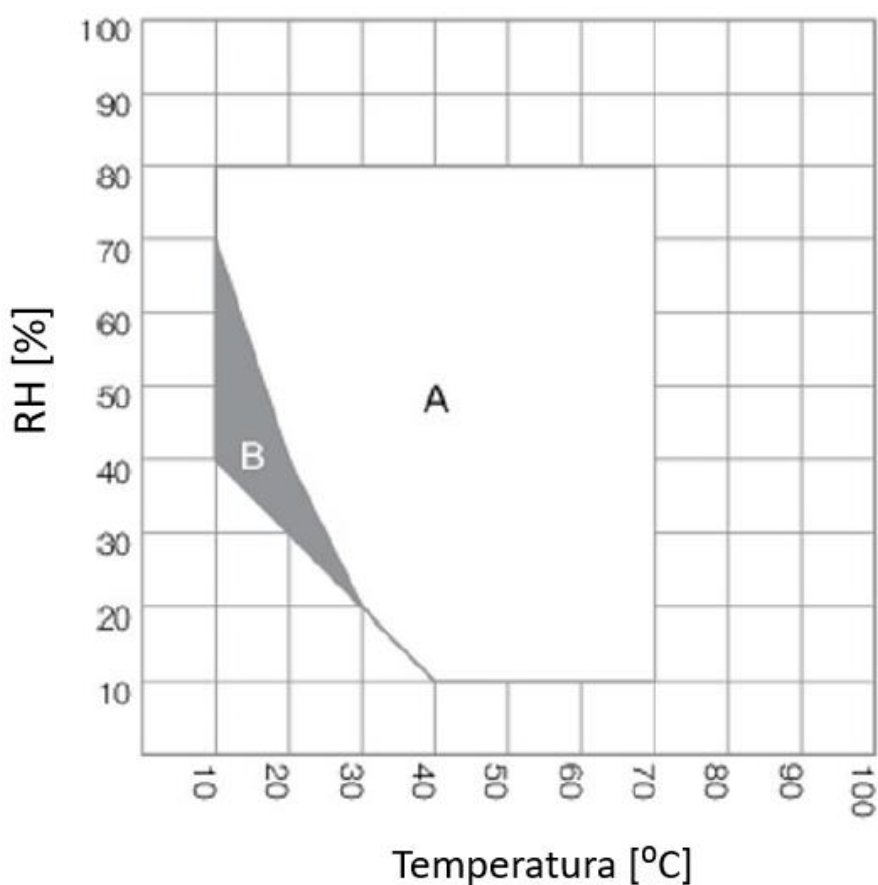
Rys. 4.4. Fotografie komory klimatycznej BINDER MKF240 E3; a) wygląd zewnętrzny, b) panel sterowniczy z ustawionymi parametrami klimatycznymi [materiały własne]

Próbki przebywały w komorze klimatycznej aż do osiągnięciażądanego zawilgocenia, co zajmowało 4-6 dni. Przygotowywane próbki trzech różnych materiałów stałych zawilgacano razem, dzięki czemu osiągały one to samo zawilgocenie względne. W trakcie zawilgacania kontrolowano przyrost masy próbek w celu ustalenia chwili, kiedy masa ta już nie przyrastała, co oznaczało, że zostało już osiągnięte ich żądane zawilgocenie.

Wilgotność względna powietrza  $RH$  (ang. Relative Humidity), będąca jednym z parametrów ustawianym w komorze klimatycznej, jest definiowana jako stosunek ciśnienia pary wodnej  $p$  w gazowej mieszaninie powietrza i wody do ciśnienia pary nasyconej wody  $p_s$  w danej temperaturze i ciśnieniu [78]. Jest ona wyrażana w procentach i obliczana zgodnie z równaniem:

$$RH = \frac{p}{p_s} \cdot 100\% . \quad (4.2)$$

Na rysunku 4.5 przedstawiono charakterystykę pracy użytej komory klimatycznej. Literą „A” oznaczono obszar wolny od kondensacji, natomiast literą „B” obszar pracy ograniczony czasowo do maksymalnie 24 h. Ze względu na czas zawilgacania próbek, który przekraczał 24 godziny, w trakcie ich zawilgacania korzystano jedynie z obszaru „A” charakterystyki.



Rys. 4.5. Charakterystyka klimatyczna komory BINDER MKF240 E3 używanej do zawilgacania próbek [na podstawie 110]

Przygotowanie próbek papieru celulozowego o wysokim zawilgoceniu (>3%) jest stosunkowo łatwe do osiągnięcia w wykorzystywanej komorze klimatycznej. Jednak analiza krzywych równowagi z rys. 2.12 wykazuje, że osiągnięcie niskich wartości zawilgocenia próbek wymaga bardzo niskiej wilgotności względnej powietrza i wysokiej temperatury. W skrajnych przypadkach przygotowanie w taki sposób próbek celulozowych może spowodować, szkodliwe z punktu widzenia przeprowadzanych badań, zestarzenie celulozy w wyniku długotrwałego oddziaływania na nią wysokiej temperatury.

Z porównania charakterystyki komory klimatycznej (rys. 4.5) z krzywymi równowagi dla nowego papieru celulozowego (rys. 2.12) wynika, że osiągnięcie bardzo niskiej wartości zawilgocenia próbek jest w wykorzystywanej komorze klimatycznej niemożliwe. Minimalna wartość zawilgocenia powietrza możliwa do osiągnięcia w tej komorze to 10% dla temperatury 70°C, co odpowiada zawilgoceniu celulozy na poziomie ok. 1,4%. Jak

przedstawiono na rysunku 2.11, zawilgocenie izolacji celulozowej nowych transformatorów może wynosić nawet poniżej 0,5%, dlatego osiągnięcie tak niskiego zawilgocenia próbek celulozy wymaga zastosowania innej metody.

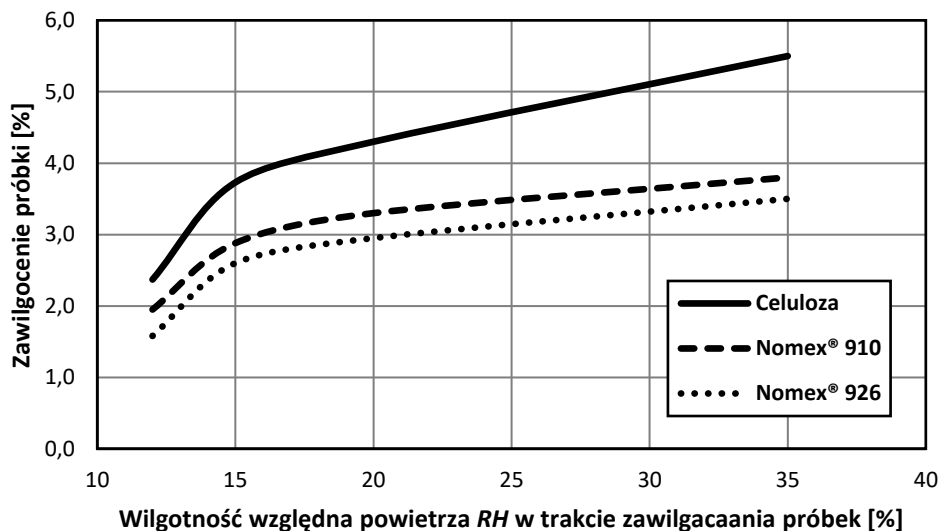
W celu przygotowania próbek o bardzo niskim zawilgoceniu skorzystano z metody polegającej na początkowym wysuszeniu próżniowym badanych próbek, a następnie powolnym ich zawilgacaniu w warunkach panujących w laboratorium (temperatura ok. 20°C, wilgotność względna powietrza ok. 50%), przy jednoczesnej ciągłej kontroli masy powoli zawilgacających się próbek.

Jak zostało to opisane w rozdziale 2.1.5, materiały zbudowane z włókien aramidowych adsorbują mniej wody niż materiały celulozowe, co jest związane z ich niższą polarnością, której miarą jest przenikalność elektryczna. W celu zweryfikowania tej tezy, część próbek zawilgacano w tej samej temperaturze (40°C), a jedyną zmienną wpływającą na ich zawilgocenie była różna wilgotność względna powietrza w komorze klimatycznej. W tablicy 4.3 przedstawiono uzyskane wartości zawilgocenia próbek oraz nastawione parametry komory klimatycznej w trakcie ich zawilgacania. Ponadto, analiza danych dotyczących poszczególnych materiałów wykazała, że zawilgocenie Nomex® 910 plasuje się pomiędzy zawilgoceniem papieru celulozowego i czystego aramidu (Nomex® 926). Wyjaśnienie tego zjawiska wynika z budowy tego materiału, który jest kompozytem celulozy oraz aramidu (rys. 2.9). Porównanie średnich wartości zawilgocenia próbek wskazuje na to, że w temperaturze 40°C Nomex® 910 zawilgaca się o ok. 28% mniej, podczas gdy Nomex® 926 o ok. 32% mniej niż papier celulozowy typu Kraft.

*Tab. 4.3. Zawilgocenie części próbek zawilgaczanych w 40°C przy różnej wilgotności względnej powietrza*

<b>Temperatura kondycjonowania [°C]</b>	<b>Wilgotność względna powietrza [%]</b>	<b>Zawilgocenie papieru celulozowego [%]</b>	<b>Zawilgocenie Nomex® 910 [%]</b>	<b>Zawilgocenie Nomex® 926 [%]</b>
40	12	2,37	1,95	1,58
40	15	3,73	2,88	2,60
40	20	4,30	3,30	2,95
40	35	5,50	3,80	3,50
Średnia:		3,55	2,56	2,41
Procentowa wartość średniej odniesiona do zawilgocenia czystej celulozy:		100	72	68

Rysunek 4.6 przedstawia charakterystyki zawilgocenia badanych materiałów w zależności od wilgotności względnej powietrza w komorze klimatycznej podczas kondycjonowania próbek w temperaturze 40°C opracowane na podstawie wyników przedstawionych w tabelicy 4.4.



Rys. 4.6. Charakterystyki zawilgocenia badanych materiałów w zależności od wilgotności względnej powietrza w komorze klimatycznej podczas kondycjonowania próbek w temperaturze 40°C [materiały własne]

Ostatni etap przygotowania próbek do badań polegał na zaimpregnowaniu ich w izolacji ciekłej. W eksperymencie użyto dwie ciecze izolacyjne:

- a) olej mineralny Orlen Trafo eN,
- b) ester syntetyczny Midel 7131.

Badane próbki każdorazowo po procesie zawilgacania umieszczano w naczyniu zawierającym impregnującą ciecz izolacyjną. Naczynie to było szczelnie zamknięte, dzięki czemu niemożliwy był dostęp do próbek wilgoci z powietrza atmosferycznego, co mogłoby spowodować zmianę ich zawilgocenia. Próbki impregnowano w temperaturze pokojowej przez ok. 48 h.

Właściwości użytych w doświadczeniu cieczy elektroizolacyjnych zostały przedstawione w tabelicy 4.4 oraz 4.5. Kluczowe z nich, z punktu widzenia występowania zjawiska bąbelkowania, to zawartość wody oraz zawartość gazów rozpuszczonych (palnych oraz powietrza).

Zawartość wody w badanych cieczach została wyznaczona metodą Karla-Fischer w temperaturze 20°C. W tej temperaturze maksymalna chłonność wody (rys. 2.5) oleju

mineralnego wynosi 50 ppm, natomiast estru syntetycznego 1100 ppm. Zawilgocenie obu badanych cieczy w odniesieniu do ich maksymalnej chłonności wody w temperaturze 20°C jest podobne i wynosi 26% dla oleju mineralnego oraz 28% dla estru syntetycznego.

Wyniki badań metodą *DGA* zawartości gazów rozpuszczonych w obu cieczach przedstawiono w tabelicy 4.5. Badania te nie wykazały istotnych różnic pomiędzy zawartością gazów diagnostycznych dla metody *DGA* w obu cieczach elektroizolacyjnych. Ponadto, zawartość powietrza w obu cieczach była zbliżona.

Tab. 4.4 Parametry fizykochemiczne cieczy użytych w eksperymencie

Parametr	Badania wykonano zgodnie z	Jednostka	Orlen Trafo eN	Midel 7131
Wygląd	PN-EN 60296	-	Przejrzysty bez osadu i wydzielonej wody	Przejrzysty bez osadu i wydzielonej wody
Liczba kwasowa	PN-ISO 6618-2011	mg KOH/g	0,01	0,04
Temperatura zapłonu par	PN-EN 2719	°C	143	210
Zawartość wody wyznaczona metodą Karla-Fischera	PN-EN 60814	ppm	13	312
Współczynnik strat dielektrycznych w 20°C	PN-EN 60247	-	0,002990	0,001515
Współczynnik strat dielektrycznych w 50°C	PN-EN 60247	-	0,002644	0,008974
Rezystywność w 20°C	PN-EN 60247	Ωm	241 · 10 <sup>9</sup>	88 · 10 <sup>9</sup>
Rezystywność w 50°C	PN-EN 60247	Ωm	317 · 10 <sup>9</sup>	14 · 10 <sup>9</sup>
Napięcie przebicia (odległość iskierników 2,5 mm)	PN-EN 60156	kV	50	55
Względna odchylenie standardowe napięcia przebicia	PN-EN 60156	%	16	14

Tab. 4.5 Wyniki badania gazów rozpuszczonych w cieczach użytych w eksperymencie  
w temperaturze 20°C

Nazwa gazu	Wzór chemiczny	Oznaczona ilość gazu w oleju mineralnym Orlen Trafo eN [ppm]	Oznaczona ilość gazu w estrze syntetycznym Midel 7131 [ppm]
Wodór	H <sub>2</sub>	0	0
Metan	CH <sub>4</sub>	0,8	0,6
Etan	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0	0
Etylen	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0	0
Acetylen	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	0	0
Propan	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0	0
Propylen	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	0	0
Tlenek węgla	CO	1,1	4,9
Dwutlenek węgla	CO <sub>2</sub>	796,6	845,7
Powietrze	-	27838,5	24666,8

Następnym etapem było umieszczenie otwartego naczynia z próbkami zanurzonymi w cieczach izolacyjnych w komorze próżniowej, gdzie w temperaturze 20°C i pod ciśnieniem ok. 1 mbar prowadzono ich odgazowywanie. Proces ten kontynuowany był do momentu, w którym ustało pojawianie się w cieczy pęcherzy gazowych.

W tabelicy 4.6 przedstawiono wartości zawilgocenia wszystkich przygotowanych do badań próbek. Barwą zieloną oznaczono próbki, które zawilgaczano w powietrzu bez użycia komory klimatycznej, natomiast pozostałe wartości odnoszą się do próbek zawilgaczanych w komorze klimatycznej. Tabele podzielono na sześć kolumn, z których każda odpowiada innemu zestawowi materiałów stałych i cieczy izolacyjnych użytych w eksperymencie.

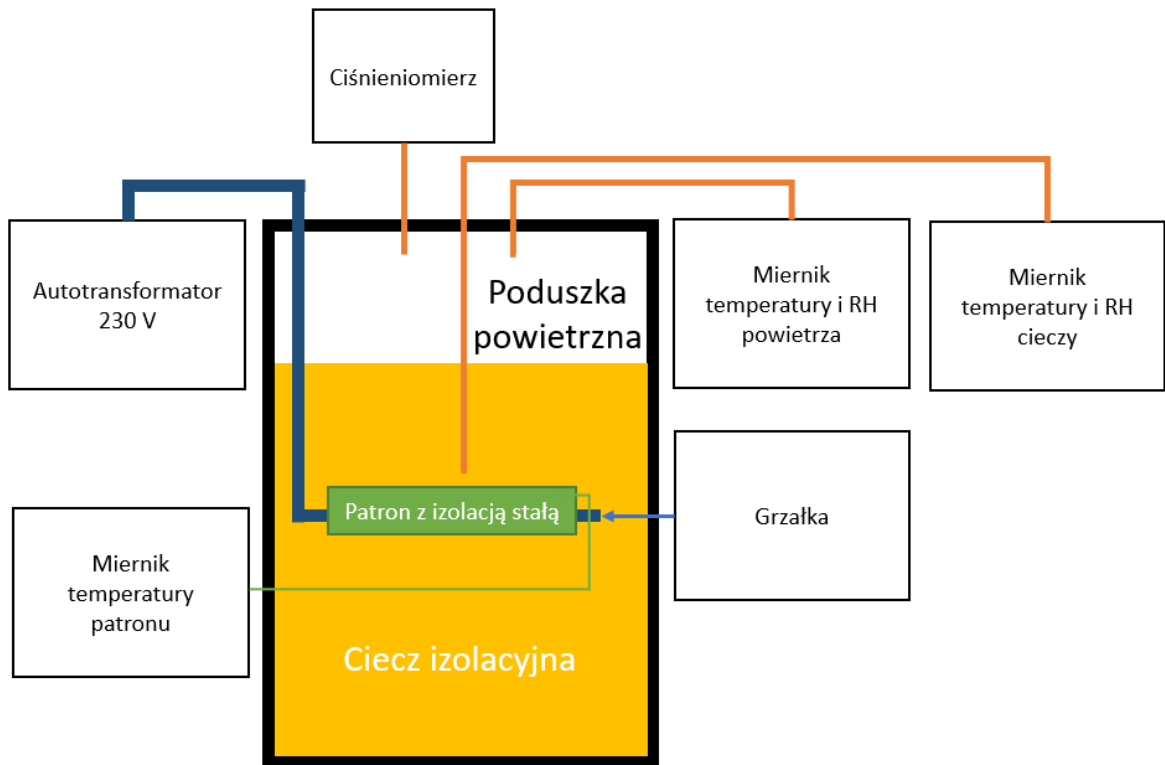


Tab. 4.6 Zawilgocenie próbek materiałów stałych użytych w eksperymencie

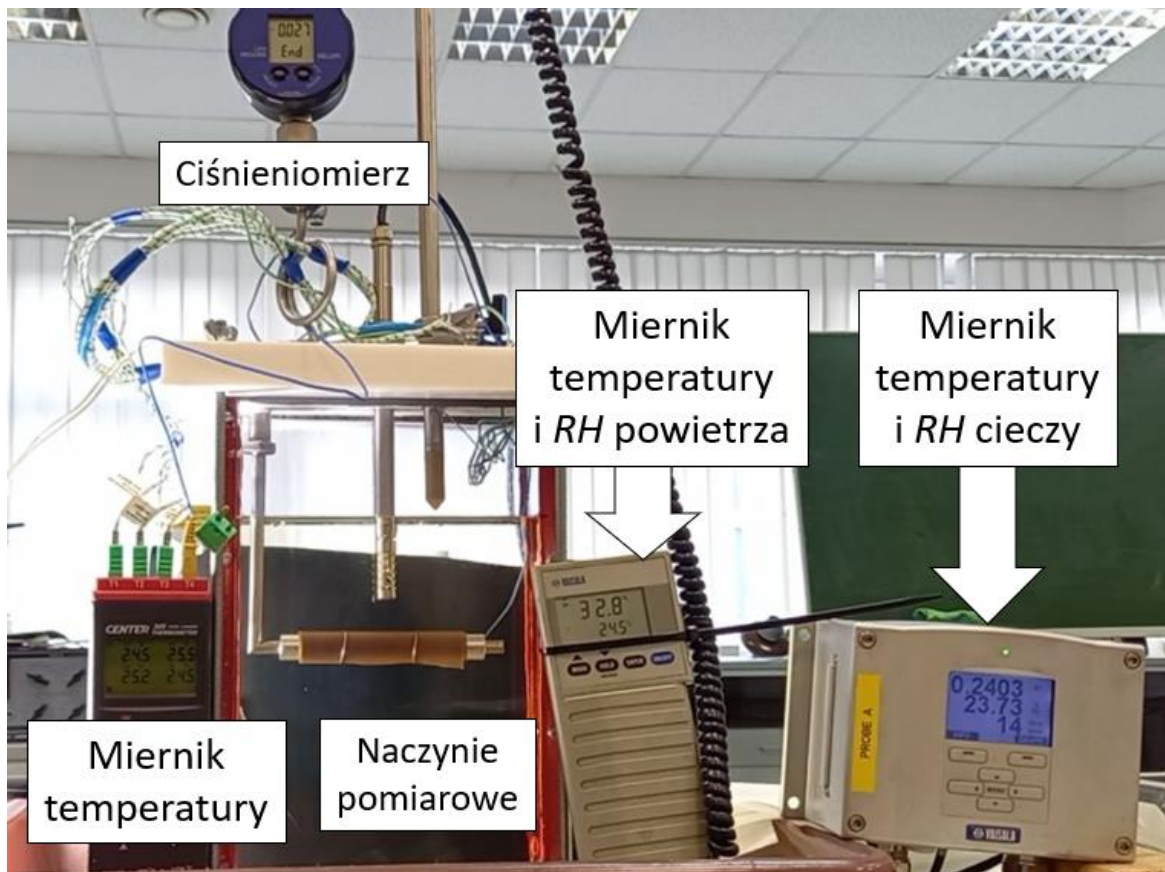
Zawilgocenie papieru celulozowego zanurzonego w oleju [%]	Zawilgocenie papieru celulozowego zanurzonego w Midel 7131 [%]	Zawilgocenie Nomex® 910 zanurzonego w oleju [%]	Zawilgocenie Nomex® 910 zanurzonego w Midel 7131 [%]	Zawilgocenie Nomex® 926 zanurzonego w oleju [%]	Zawilgocenie Nomex® 926 zanurzonego w Midel 7131 [%]
0,66	0,65	0,56	0,56	0,50	0,50
1,85	1,85	1,21	1,25	0,95	0,95
1,85	1,85	1,95	2,04	1,03	1,17
2,37	2,38	2,05	2,70	1,56	1,66
2,80	2,70	2,71	2,88	1,58	1,66
3,66	3,73	2,90	3,30	1,97	1,95
3,78	3,74	3,30	3,80	2,50	2,56
4,30	4,30	3,30	4,90	2,58	2,60
4,30	5,50	3,80	-	2,95	2,95
5,50	5,50	3,80	-	2,95	3,50
5,50	6,14	4,87	-	3,50	3,50
6,17	-	-	-	3,50	3,84
-	-	-	-	4,04	-

## 4.2 Stanowisko badawcze i procedura pomiarowa

W celu przeprowadzenia pomiarów temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania przygotowano stanowisko pomiarowe, którego schemat ideowy przedstawiono na rysunku 4.7, a fotografię na rysunku 4.8.



Rys. 4.7. Schemat ideowy stanowiska pomiarowego [materiały własne]

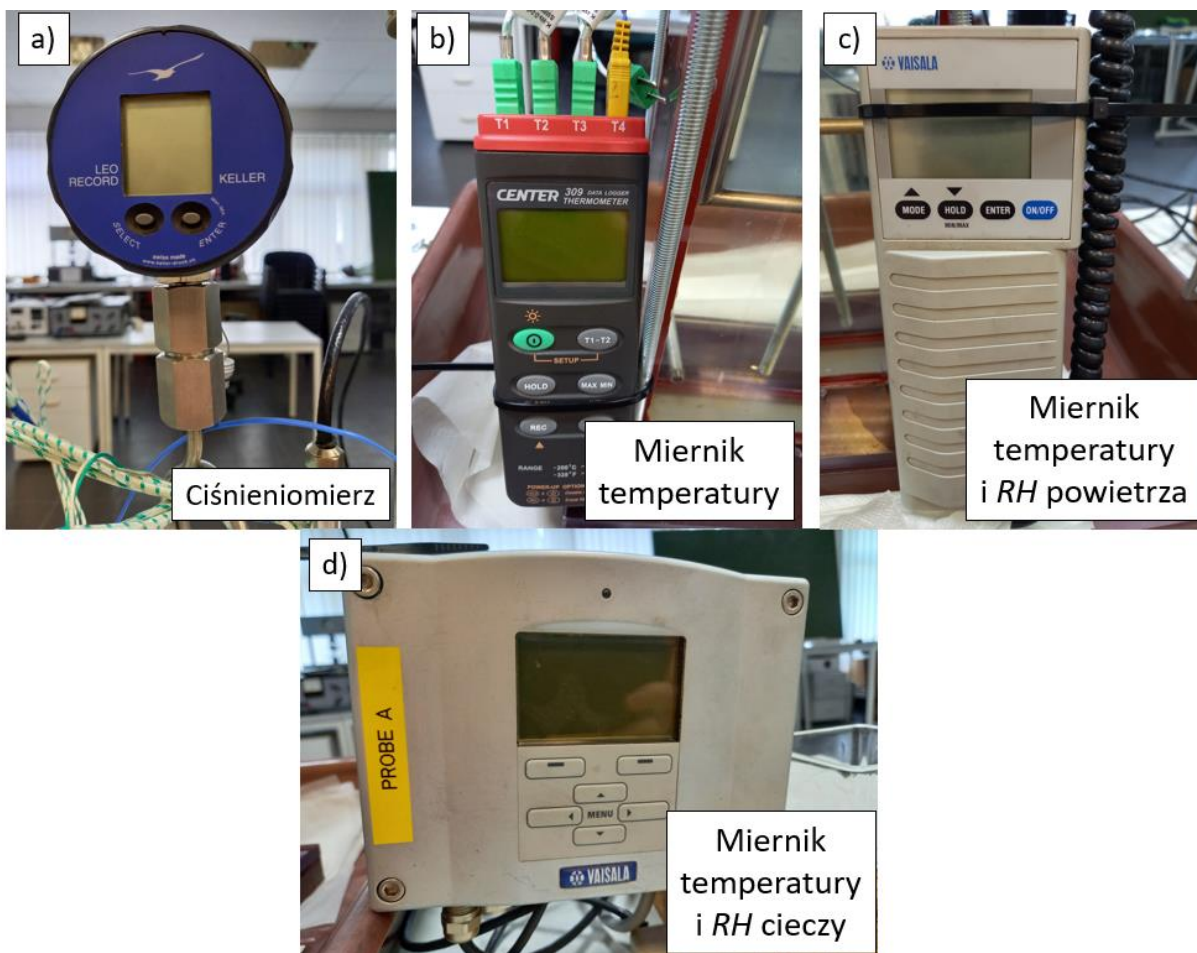


Rys. 4.8. Fotografia stanowiska pomiarowego podczas badań [materiały własne]

Fotografie użytych w eksperymencie mierników przedstawiono na rysunku 4.9. Stanowisko pomiarowe składało się z:

- a) ciśnieniomierza typu KELLER LEO Record (zakres pomiarowy: 1-3 barów),
- b) miernika temperatury patronu typu CENTER 309,
- c) miernika temperatury i wilgotności względnej powietrza typu VAISALA HMI41,
- d) miernika temperatury i wilgotności względnej cieczy typu VAISALA MMT338,
- e) naczynia pomiarowego o wymiarach 29,5 x 18,0 x 6,2 cm wypełnionego cieczą elektroizolacyjną, w którym umieszczano badany materiał stały.

Mierniki temperatury i wilgotności względnej powietrza oraz cieczy zostały użyte w celu zbadania wpływu zjawiska bąbelkowania na mierzone wartości, ale w niniejszej rozprawie nie zostały wykorzystane.



Rys. 4.9. Fotografie mierników użytych podczas eksperymentu; a) ciśnieniomierz KELLER LEO Record, b) miernik temperatury CENTER 309, c) miernik temperatury i RH powietrza VAISALA HMI41, d) miernik temperatury i RH cieczy VAISALA MMT338 [materiały własne]

Naczynie pomiarowe przed badaniami zjawiska bąbelkowania napełniano świeżą cieczą elektroizolacyjną o temperaturze ok. 20°C (olejem mineralnym Orlen Trafo eN albo estrem syntetycznym Midel 7131) do wysokości 22,2 cm. Po każdym badaniu ciecz była usuwana z naczynia pomiarowego, które następnie napełniano świeżą cieczą. Przy zmianie rodzaju cieczy elektroizolacyjnej naczynie badawcze było dokładnie czyszczone, aby uniknąć wymieszania się różnych rodzajów cieczy. W naczyniu pomiarowym w trakcie pomiarów znajdowało się ok. 2,5 l cieczy elektroizolacyjnej. Ciecz ta zajmowała ok. 75% jego pojemności, natomiast poduszka powietrzna nad lustrem cieczy stanowiła pozostałe 25%.

Patron z nawiniętą na nim badaną próbką umieszczano wewnątrz naczynia na specjalnie wykonanej do tego celu grzałce patronowej (palcowej), która była zasilana z autotransformatora w celu kontrolowania tempa podnoszenia temperatury. Średnica

wewnętrzna patronu była możliwie ciasno dopasowana do średnicy grzałki, ale tak, aby jeszcze możliwe było nasunięcie patronu na grzałkę.

Badania rozpoczynały się po ustabilizowaniu warunków pomiaru – po ok. 10 minutach od zalania cieczą naczynia i włożenia do niego próbki. Tempo wzrostu temperatury patronu było za każdym razem takie samo i wynosiło ok.  $1^{\circ}\text{C/s}$  na początku eksperymentu, natomiast blisko spodziewanej temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania tempo to zmniejszono do ok.  $0,1^{\circ}\text{C/s}$ . Umożliwiło to dokładne wyznaczenie temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania bez konieczności uwzględniania przy tym bezwładności cieplnej układu patron-próbka izolacji. W takich warunkach temperatura patronu podczas inicjacji zjawiska bąbelkowania może być traktowana jako temperatura badanej izolacji stałej nawiniętej na ten patron. Dodatkowo, stabilność wyników pomiaru temperatury w patronie zapewniono przez umieszczanie termopary zawsze w tym samym miejscu patronu w taki sposób, że stykała się ona z dnem otworu, w którym się znajdowała. Bezpośredni pomiar temperatury izolacji przy użyciu termopary umieszczonej pomiędzy jej warstwami skutkowałby nadmiernym błędem pomiarowym, wynikającym ze stosunkowo małej (w porównaniu do termopary i doprowadzonych do niej przewodów) pojemności cieplnej izolacji oraz z tworzenia przez termoparę kieszeni olejowej między warstwami izolacji. Przyjęta w eksperymencie metodyka pomiaru temperatury izolacji zapewniła powtarzalne wyniki pomiarów, co jest niezwykle istotne w kontekście celu przeprowadzanych badań – porównania temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania w badanych materiałach elektroizolacyjnych.

### 4.3 Wyznaczanie przenikalności elektrycznej badanych materiałów stałych

Polarność materiałów ma istotny wpływ na temperaturę inicjacji zjawiska bąbelkowania, a w pracy przyjęto, że prostą miarą polarności jest jego przenikalność elektryczna. Z tego powodu w pracy wyznaczono względną przenikalność elektryczną badanych materiałów stałych.

Techniczną metodą wyznaczania przenikalności elektrycznej materiałów jest pomiar pojemności elektrycznej danego materiału i odniesienie jej do obliczonej pojemności elektrycznej powietrza w takim samym układzie elektrod.

Na rysunku 4.10 przedstawiono układ elektrod użytych do pomiaru pojemności elektrycznej próbek badanych materiałów. Układ był zbudowany z trzech elektrod: napięciowej, ochronnej i pomiarowej.



*Rys. 4.10. Fotografia układu elektrod użytego do wyznaczenia przenikalności elektrycznej materiałów stałych [materiały własne]*

Pomiędzy elektrodami umieszczano próbki badanych materiałów stałych. Na rysunku 4.11 przedstawiono fotografię suchych materiałów użytych w badaniach. Pomiar przenikalności elektrycznej został wykonany dla dziewięciu różnych próbek, z których część została wcześniej zaimpregnowana cieczą elektroizolacyjną (przez 21 dni w temperaturze 25°C):

- papier celulozowy Kraft – suchy, zaimpregnowany olejem mineralnym Orlen Trafo eN oraz zaimpregnowany estrem syntetycznym Midel 7131,
- Nomex<sup>®</sup> 910 – suchy, zaimpregnowany olejem mineralnym Orlen Trafo eN oraz zaimpregnowany estrem syntetycznym Midel 7131,

- Nomex<sup>®</sup> 926 – suchy, zaimpregnowany olejem mineralnym Orlen Trafo eN oraz zaimpregnowany estrem syntetycznym Midel 7131.



*Rys. 4.11. Fotografia suchych (niezaolejonych) próbek materiałów użytych w badaniach [materiały własne]*

W celu wyznaczenia przenikalności elektrycznej badanych materiałów dokonano pomiaru pojemności ( $C_x$ ) próbek znajdujących się w układzie trójelektrodowym przy użyciu miernika RLC, firmy GW INSTRON, typu LCR-6002. Znając geometryczne wymiary układu, obliczono pojemność tego samego układu elektrod po zastąpieniu badanej próbki powietrzem ( $C_0$ ). Następnie, przy wykorzystaniu równania 2.3, obliczono względną przenikalność elektryczną badanych materiałów.

W tabelicy 4.6 przedstawiono wyznaczone wartości względnej przenikalności elektrycznej badanych próbek (dla częstotliwości napięcia 50 Hz). Niezależnie od tego czy badane materiały były zaimpregnowane czy niezaimpregnowane cieczą elektroizolacyjną, celuloza charakteryzuje się najwyższą wartością przenikalności elektrycznej. Znacząco mniejszą wartością charakteryzuje się Nomex<sup>®</sup> 926, którego przenikalność elektryczna stanowi 51-55% przenikalności celulozy. Natomiast Nomex<sup>®</sup> 910 charakteryzuje się przenikalnością elektryczną względną w zakresie 77-88% wartości dla celulozy. Pasuje się on pomiędzy przenikalnością celulozy i materiału aramidowego, co wynika z faktu, że jest mieszaniną obu materiałów.

Materiały zaimpregnowane cieczą elektroizolacyjną charakteryzują się wyższą przenikalnością elektryczną niż te same materiały niezaimpregnowane. Wynika to z tego, że użyte ciecze elektroizolacyjne charakteryzuje większa przenikalność elektryczna niż powietrze. Ponadto, zaimpregnowanie materiału izolacyjnego estrem syntetycznym powoduje większy wzrost jego przenikalności elektrycznej niż w przypadku zaimpregnowania go

olejem mineralnym, co wynika z większej przenikalności elektrycznej estru ( $\epsilon_w = 3,2$ ) od przenikalności oleju mineralnego ( $\epsilon_w = 2,2$ ).

Wyznaczone w pracy wartości przenikalności elektrycznej są zbliżone do tych, które można znaleźć w literaturze (tablice 2.7, 2.12, 2.13) [49, 50, 71, 45].

Ponadto, porównanie danych zestawionych w tablicy 4.3 oraz 4.6 wykazuje relację pomiędzy poziomem zawilgocenia danego materiału a jego polarnością. Im wyższa przenikalność elektryczna badanego materiału, tym wyższe zawilgocenie jest przez niego osiągnięte. Najwyższe zawilgocenie spośród materiałów kondycjonowanych w temperaturze 40°C (tablica 4.3) osiągnął więc papier celulozowy, potem Nomex<sup>®</sup> 910 (72% zawilgocenia czystej celulozy), a najniższe Nomex<sup>®</sup> 926 (68% zawilgocenia czystej celulozy).

Tab. 4.6 Wyznaczone wartości względnej przenikalności elektrycznej  $\epsilon_w$  dla częstotliwości 50 Hz

Badany materiał	$C_X$ [pF]	$C_0$ [pF]	$\epsilon_w$ [-]	$\epsilon_{w\text{materiału}}$ w odniesieniu do $\epsilon_{w\text{celulozy}}$ [%]
Celuloza typu Kraft	378	138,21	2,74	100
Nomex <sup>®</sup> 910	289	119,57	2,42	88
Nomex <sup>®</sup> 926	266	190,04	1,40	51
Celuloza typu Kraft zaimpregnowana olejem	599	138,21	4,33	100
Nomex <sup>®</sup> 910 zaimpregnowany olejem	400	119,57	3,35	77
Nomex <sup>®</sup> 926 zaimpregnowany olejem	418	190,04	2,20	51
Celuloza typu Kraft zaimpregnowana estrem syntetycznym	683	138,21	4,94	100
Nomex <sup>®</sup> 910 zaimpregnowany estrem syntetycznym	513	119,57	4,29	87
Nomex <sup>®</sup> 926 zaimpregnowany estrem syntetycznym	518	190,04	2,73	55



## 4.4 Wyniki badań

W niniejszym rozdziale przedstawiono wyniki badań, a ich analiza porównawcza znajduje się w rozdziale 4.5.

Wyniki badań zostały przedstawione w formie charakterystyk zależności temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania badanego materiału stałego zanurzonego w danej cieczy od jego zawilgocenia.

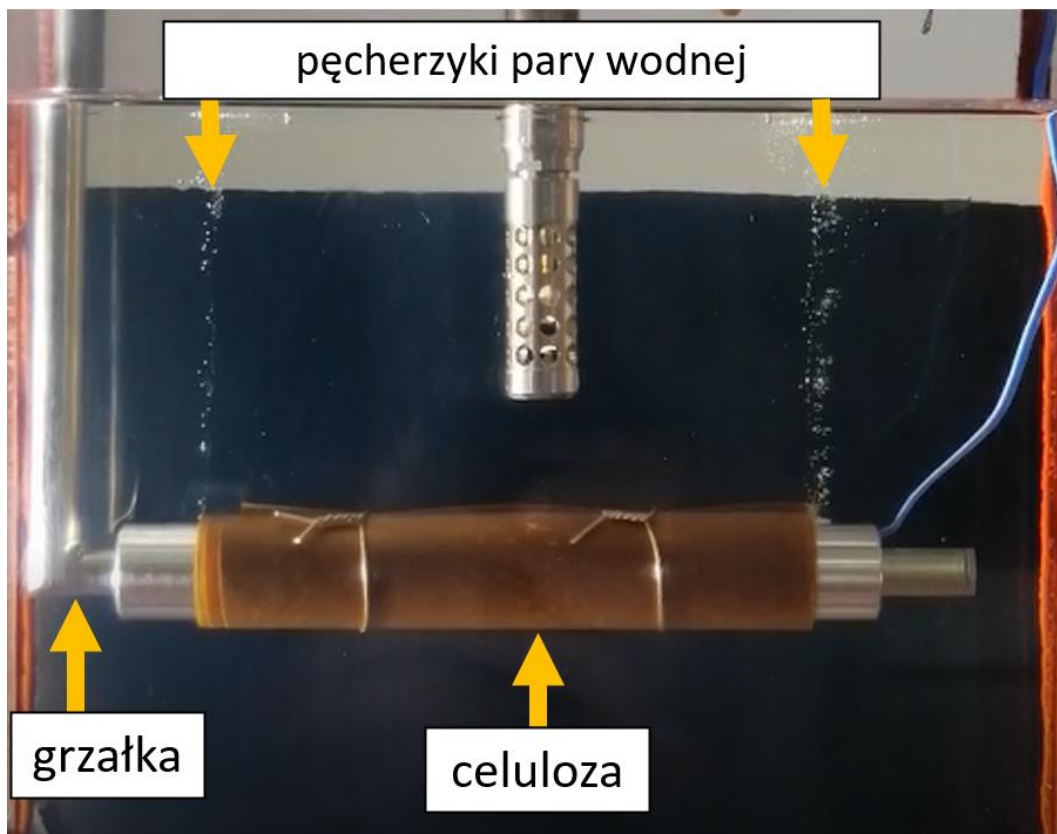
Na wykresach przedstawiających wyniki badań pokazano punkty pomiarowe oraz krzywe uzyskane na ich podstawie przy zastosowaniu regresji nieliniowej. Punktem pomiarowym najlepiej odpowiada krzywa logarytmiczna.

Barwa tła wykresów jest powiązana z rodzajem cieczy, w której zanurzone były badane próbki materiałów. Tło żółte odpowiada olejowi mineralnemu Trafo eN, natomiast zielone estrowi syntetycznemu Midel 7131.

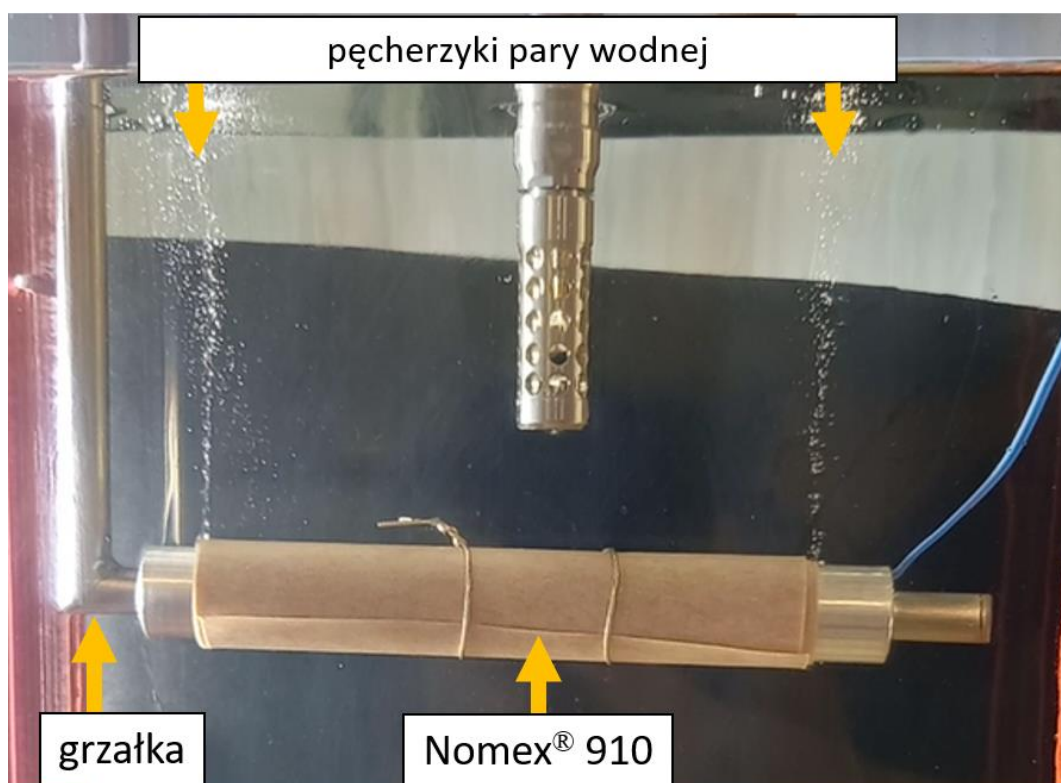
Rodzaj linii jest powiązany z rodzajem badanego materiału stałego:

- ciągła – papier celulozowy typu Kraft,
- przerywana – papier celulozowy wzmocniony aramidem (Nomex<sup>®</sup> 910),
- kropkowana – papier aramidowy (Nomex<sup>®</sup> 926).

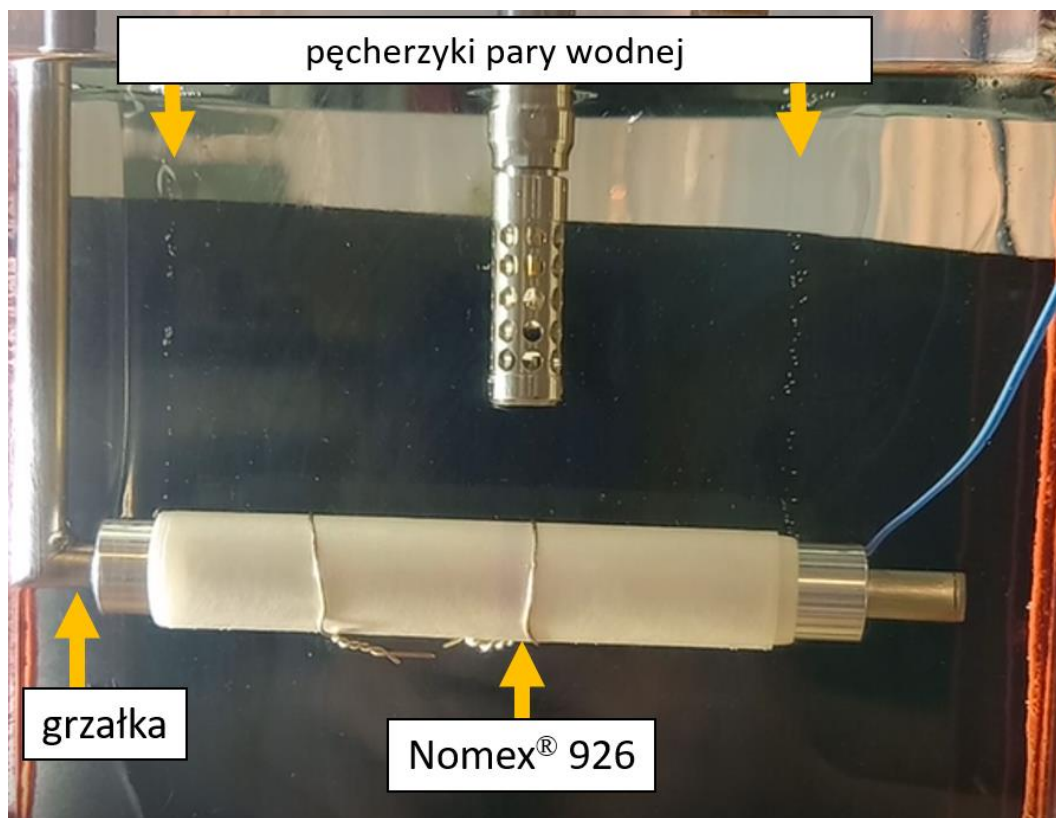
Na rysunkach 4.12-4.14 przedstawiono fotografie pokazujące zjawisko bąbelkowania występujące w badanej próbce materiału stałego z widoczną grzałką, badanym materiałem oraz pęcherzykami pary wodnej, świadczącymi o wystąpieniu *bubble effect*. Zjawisko bąbelkowania jest w pierwszej kolejności inicjowane w najbliższej patronowi warstwie materiału izolacyjnego, ponieważ panuje tam najwyższa temperatura. Pęcherzyki pary wodnej nie mogą precyzyjnie się przemieszczać przez izolację nawiniętą wokół patronu, więc przemieszczają się wzdłuż osi patronu aż do ich uwolnienia na krawędzi materiału izolacyjnego. Schemat ten powtarzał się dla każdego użytego w eksperymencie materiału.



Rys. 4.12. Fotografia przedstawiająca zjawisko bąbelkowania w papierze celulozowym

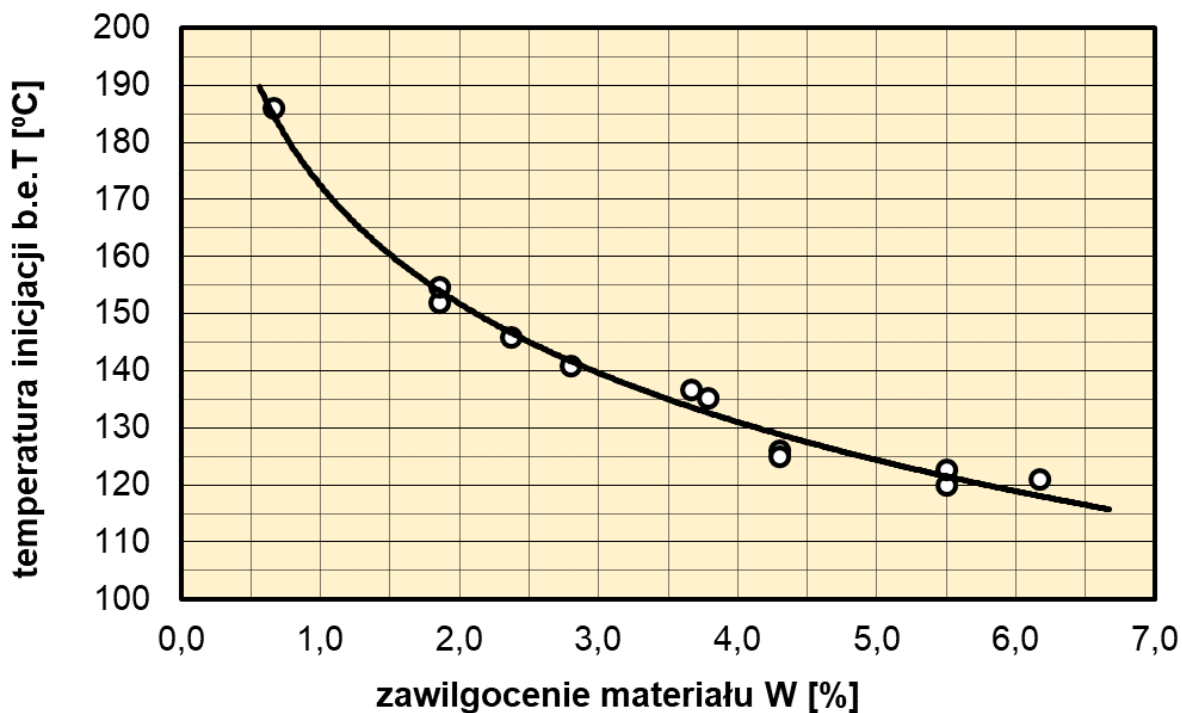


Rys. 4.13. Fotografia przedstawiająca zjawisko bąbelkowania w materiale Nomex® 910

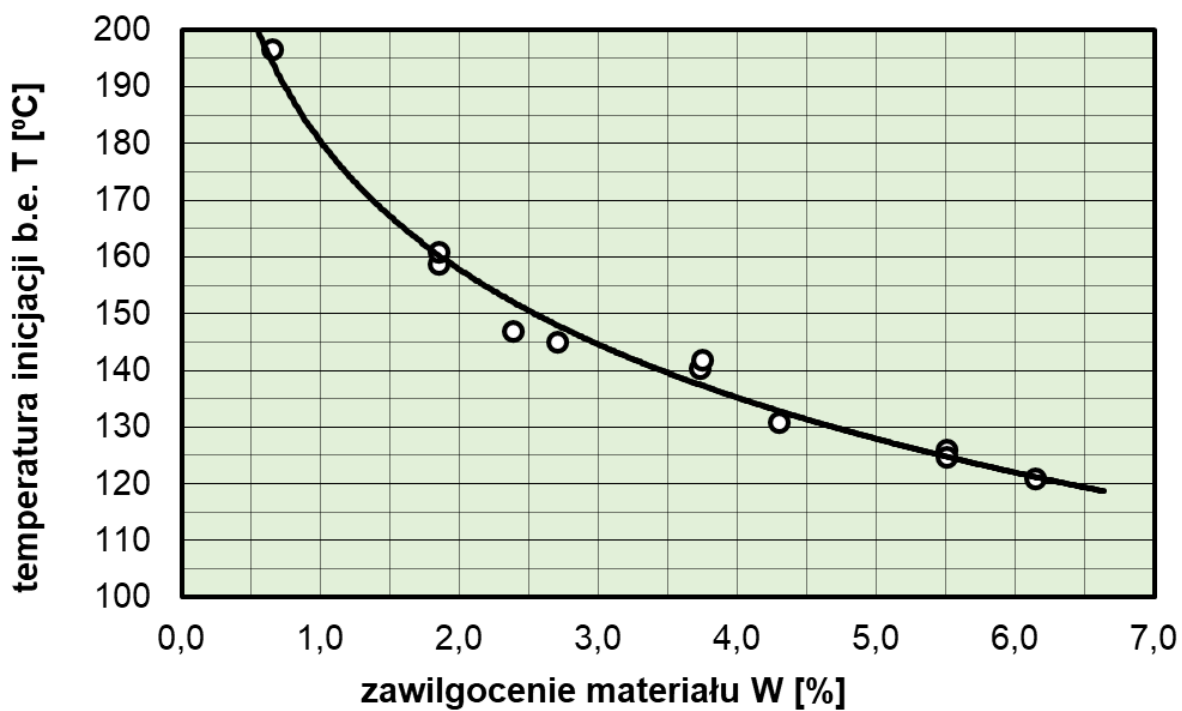


Rys. 4.14. Fotografia przedstawiająca zjawisko bąbelkowania w materiale Nomex® 926

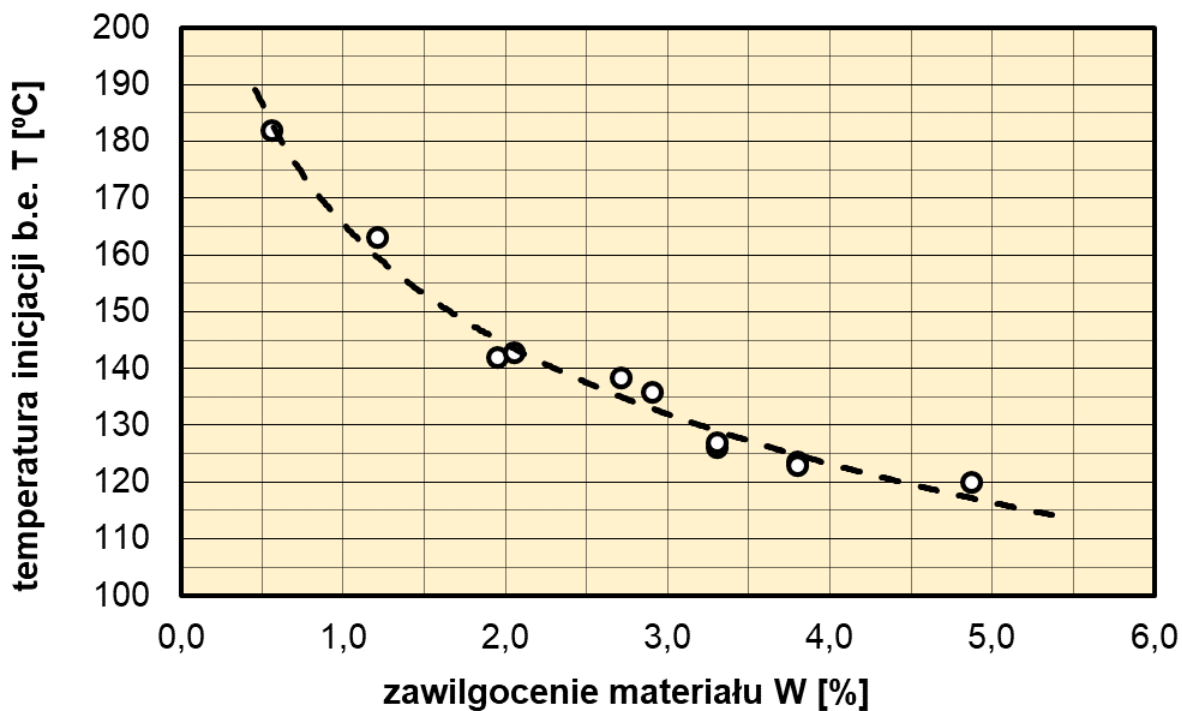
Na rysunkach 4.15-4.20 przedstawiono wyniki pomiarów temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania uzyskane dla badanych próbek materiałów stałych (papier celulozowy Kraft, Nomex® 910, Nomex® 926) zanurzonych w oleju mineralny Orlen Trafo eN oraz estrze syntetycznym Midel 7131. Na wykresach zaznaczono punkty pomiarowe uzyskane dla próbek o zawilgoceniu przedstawionym w tabelicy 4.6. Każdorazowo na podstawie wyników pomiarów wykreślono dopasowaną do nich krzywą logarytmiczną.



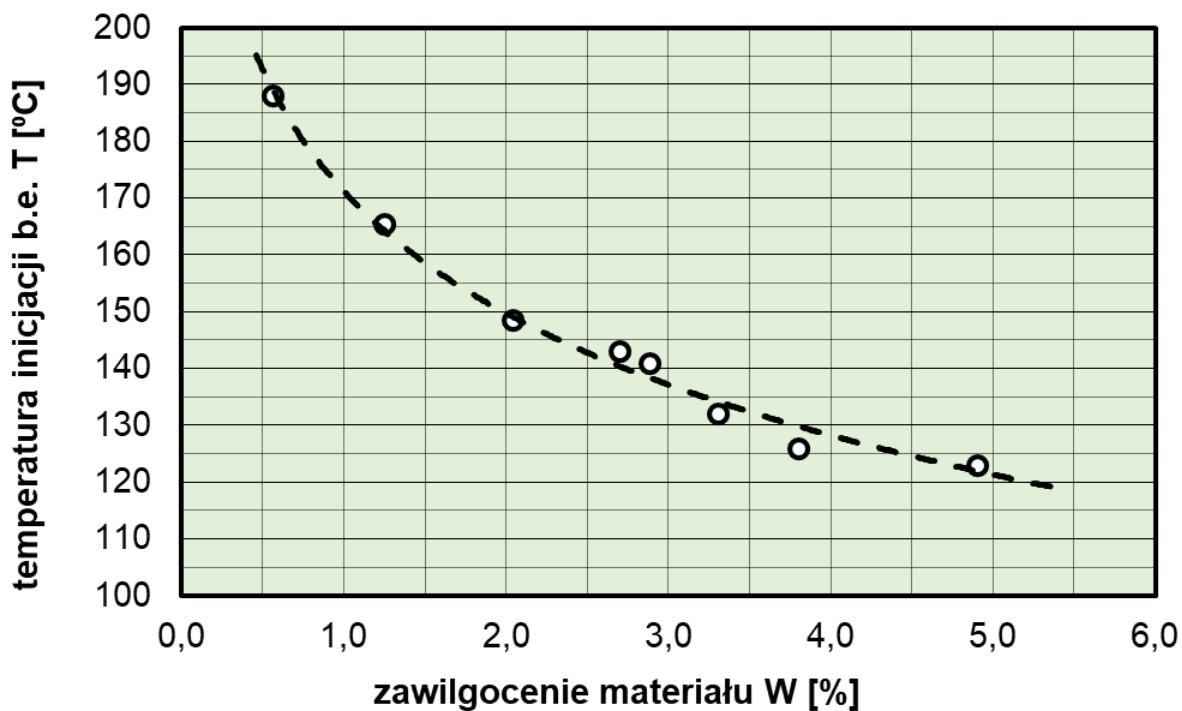
Rys. 4.15. Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania w zależności od zawilgocenia papieru celulozowego Kraft zanurzonego w oleju mineralnym Orlen Trafo eN



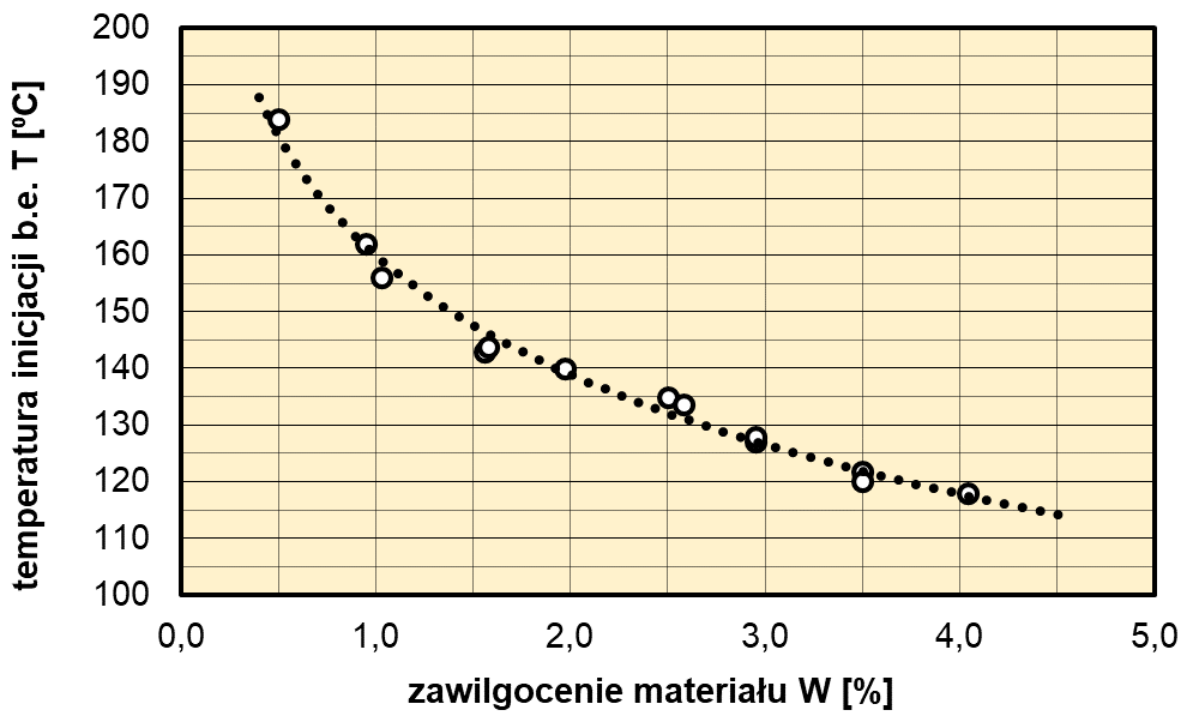
Rys. 4.16. Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania w zależności od zawilgocenia papieru celulozowego Kraft zanurzonego w estrze syntetycznym Midel 7131



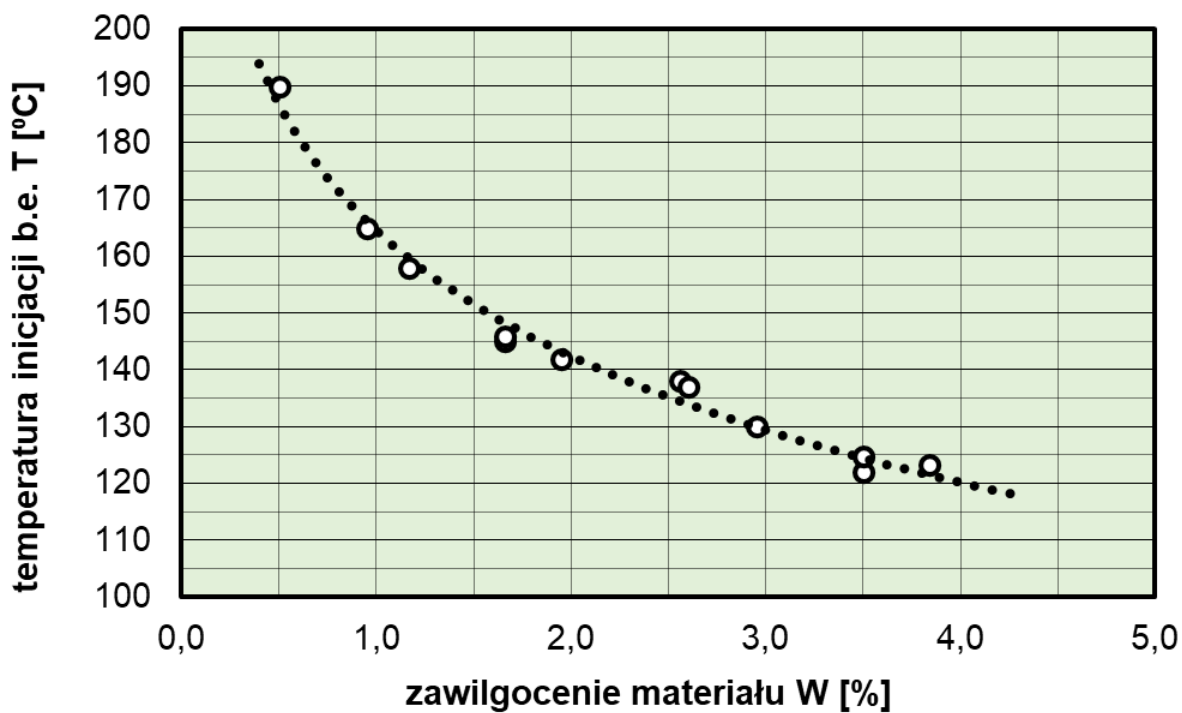
Rys. 4.17. Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania w zależności od zawilgocenia papieru celulozowego wzmocnionego aramidem Nomex<sup>®</sup> 910 zanurzonego w oleju mineralnym Orlen Trafo eN



Rys. 4.18. Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania w zależności od zawilgocenia papieru celulozowego wzmocnionego aramidem Nomex<sup>®</sup> 910 zanurzonego w estrze syntetycznym Midel 7131



Rys. 4.19. Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania w zależności od zawilgocenia papieru aramidowego Nomex<sup>®</sup> 926 zanurzonego w oleju mineralnym Orlen Trafo eN

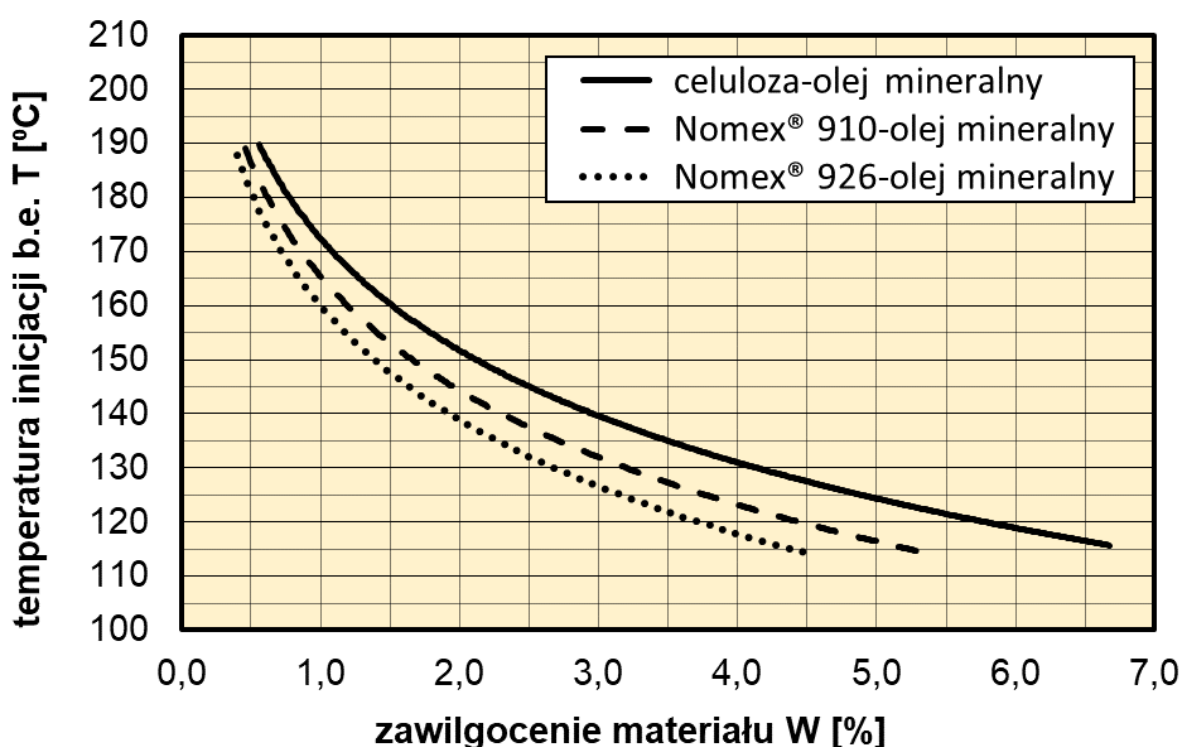


Rys. 4.20. Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania w zależności od zawilgocenia papieru aramidowego Nomex<sup>®</sup> 926 zanurzonego w estrze syntetycznym Midel 7131

## 4.5. Porównanie badanych materiałów w aspekcie temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania

### 4.5.1. Materiały stałe

Na rysunku 4.21 przedstawiono porównanie temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania badanych próbek materiałów stałych zaimpregnowanych i zanurzonych w oleju mineralnym. W trosce o czytelność charakterystyk w dalszej części pracy zrezygnowano z umieszczania na wykresach punktów pomiarowych, a porównania oparto na krzywych wyznaczonych na podstawie wyników pomiarów.

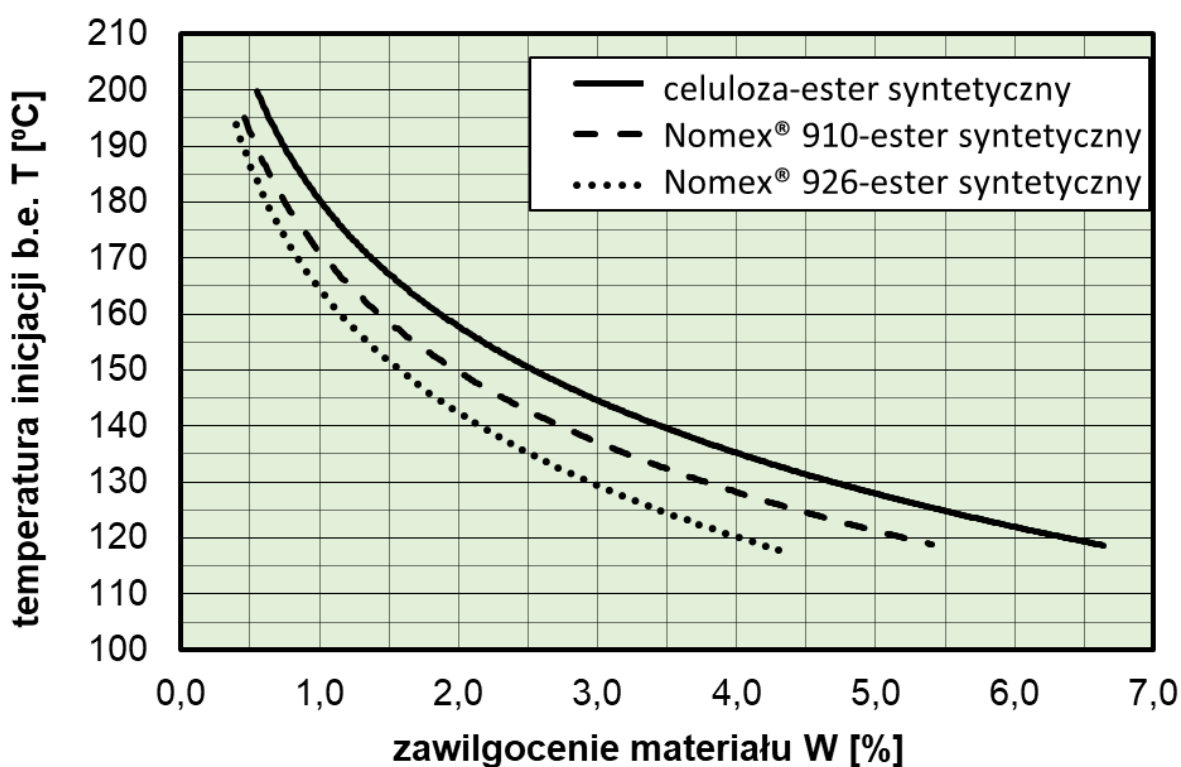


Rys. 4.21. Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania papieru celulozowego typu Kraft, Nomex® 910 oraz Nomex® 926 zaimpregnowanych olejem mineralnym Orlen Trafo eN w zależności od ich zawilgocenia

Papier celulozowy typu Kraft zanurzony w oleju mineralnym charakteryzuje się najwyższą temperaturą inicjacji *bubble effect* spośród badanych materiałów, natomiast najniższą temperaturę inicjacji zjawiska bąbelkowania ma papier aramidowy Nomex® 926. Próbką materiału Nomex® 910 plasuje się pomiędzy wspomnianymi wyżej materiałami. Przykładowo, dla zawilgocenia materiałów na poziomie 2% celulozę charakteryzuje temperatura inicjacji *b.e.* ok. 152°C, Nomex® 910 ok. 144,5°C, a Nomex® 926 ok. 139°C. Tak więc, dla analizowanego zawilgocenia, w porównaniu do celulozy, Nomex® 910

charakteryzuje temperatura inicjacji *bubble effect* niższa o 4,9% od celulozy, natomiast Nomex<sup>®</sup> 926 niższa o 8,6%.

Rysunek 4.22 przedstawia porównanie temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania badanych próbek materiałów stałych zaimpregnowanych i zanurzonych w estrze syntetycznym. Analizując przebiegi, podobnie jak dla oleju mineralnego, próbek o zawilgoceniu 2%, otrzymano następujące wartości temperatury inicjacji *bubble effect*: papier celulozowy 158°C, Nomex<sup>®</sup> 910 150°C, Nomex<sup>®</sup> 926 142,5°C. Odnosząc te wyniki do celulozy otrzymano wartość o 5,1% mniejszą dla materiału Nomex<sup>®</sup> 910 oraz o 9,8% mniejszą dla materiału Nomex<sup>®</sup> 926.



Rys. 4.22. Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania papieru celulozowego Kraft, Nomex<sup>®</sup> 910 oraz Nomex<sup>®</sup> 926 zaimpregnowanych estrem syntetycznym Midel 7131 w zależności od ich zawilgocenia

Ważną kwestią w aspekcie zagrożenia wynikającego z wystąpienia zjawiska bąbelkowania w różnych materiałach stałych jest ich zdolność do adsorpcji wody. Jak zostało przedstawione w tablicy 4.3 oraz na rysunku 4.6, w tych samych warunkach klimatycznych materiały izolacyjne zbudowane z włókien aramidowych zawilgacają się w mniejszym stopniu niż te zbudowane z włókien celulozowych. W związku z tym, w celu dokładnego



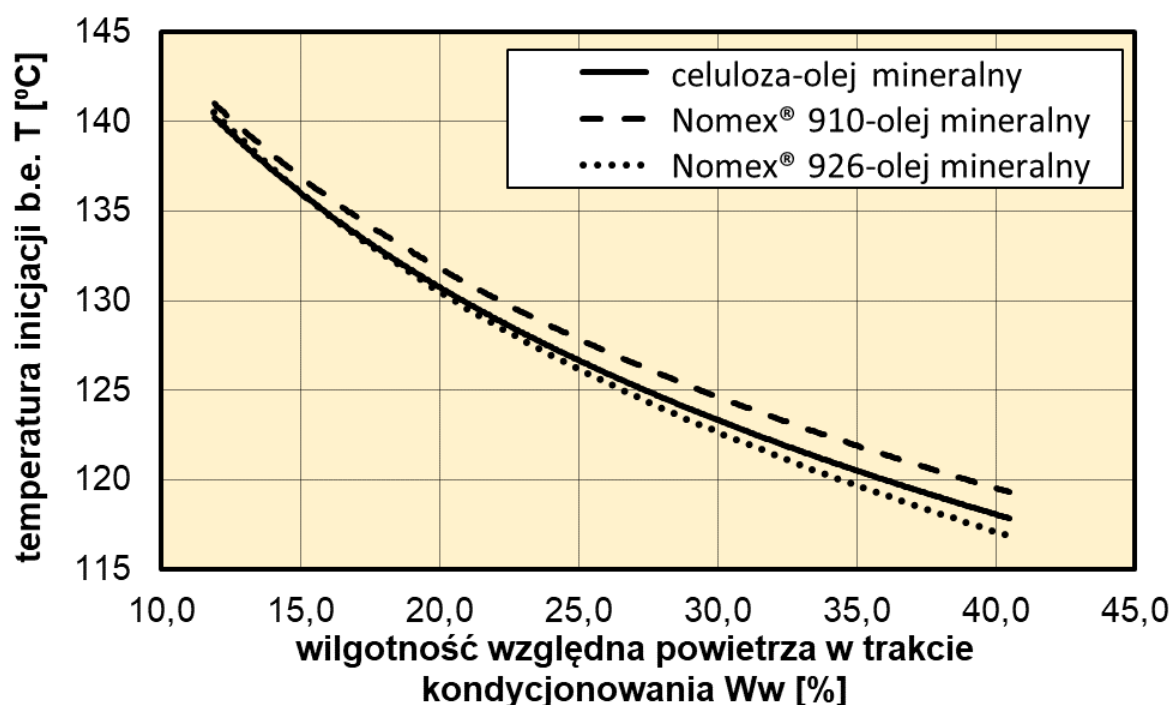
porównania różnych materiałów izolacyjnych, porównano część wyników pomiarów, które zostały uzyskane dla próbek materiałów stałych kondycjonowanych w 40°C przy różnej wilgotności względnej powietrza. Takie porównanie jest bardzo istotne z praktycznego punktu widzenia, gdyż materiały tworzące układ izolacyjny transformatora znajdują się w podobnych warunkach i, jeżeli są to materiały o różnej polarności, to ich zawilgocenie bezwzględne będzie różne.

W tabelicy 4.7 oraz na rysunku 4.23 przedstawiono temperaturę inicjacji *bubble effect* badanych próbek materiałów stałych kondycjonowanych w komorze klimatycznej w tej samej temperaturze (40°C) i zanurzonych w oleju mineralnym. Wartość temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania przedstawiona w tabelicy dla danej wilgotności względnej powietrza została uśredniona, jeżeli dokonano więcej niż jednego pomiaru.

Porównując ze sobą rysunki 4.21 oraz 4.23 można zauważyć, że próbki materiałów kondycjonowanych w tych samych warunkach charakteryzują się bardziej zbliżoną temperaturą inicjacji *b.e.* niż w przypadku, gdy posługujemy się wartością bezwzględną zawilgocenia danej próbki materiału. Ponadto, materiał będący kompozytem celulozy oraz aramidu, czyli Nomex<sup>®</sup> 910, charakteryzuje się nieznacznie wyższą wartością temperatury inicjacji *b.e.* niż pozostałe materiały. Fakt ten można wytłumaczyć współobecnością w tym materiale włókien aramidowych oraz celulozowych. Po przekroczeniu temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania, woda jest najpierw uwalniana z włókien aramidowych, co wynika z ich niższej polarności w porównaniu do celulozy. W miejscu przekroczenia temperatury inicjacji *b.e.* następuje lokalne obniżenie temperatury kompozytu (uwalnianie wody jest zjawiskiem endotermicznym), a więc także celulozy, dzięki czemu celuloza o obniżonej temperaturze może, do pewnego stopnia, wchłonąć wodę desorbowaną z aramidu bez inicjowania w niej zjawiska bąbelkowania. Dopiero dalsze podniesienie temperatury kompozytu spowoduje zintensyfikowanie procesu uwalniania wody z włókien aramidowych oraz inicjację zjawiska bąbelkowania w celulozie. Skutkiem tego jest wyższa temperatura inicjacji *b.e.* w kompozycie w stosunku do temperatury inicjacji tego zjawiska w samym aramidzie.

Tab. 4.7 Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania w próbkach materiałów izolacyjnych kondycjonowanych w powietrzu o różnych wartościach wilgotności względnej  $W_w$  i w temperaturze  $40^{\circ}\text{C}$  zaimpregnowanych olejem mineralnym

$W_w$ [%]	Papier celulozowy		Nomex <sup>®</sup> 910		Nomex <sup>®</sup> 926	
	$W$ [%]	$T$ [ $^{\circ}\text{C}$ ]	$W$ [%]	$T$ [ $^{\circ}\text{C}$ ]	$W$ [%]	$T$ [ $^{\circ}\text{C}$ ]
12	2,37	146,0	2,05	143,0	1,57	143,4
15	3,72	136,0	2,81	137,2	2,54	134,3
20	4,30	125,5	3,30	127,0	2,95	127,5
35	5,50	121,4	3,80	123,6	3,50	121,0
40	6,17	121,0	4,87	120,0	4,04	118,0



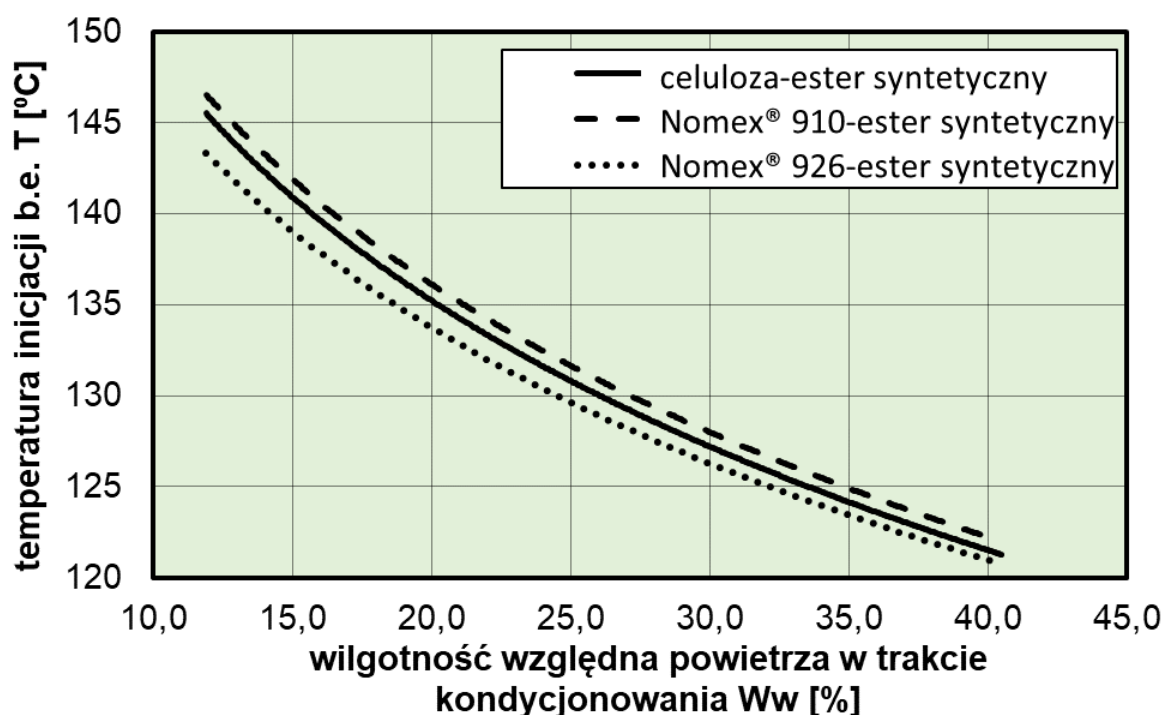
Rys. 4.23. Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania w papierze celulozowym Kraft, Nomex<sup>®</sup> 910 oraz Nomex<sup>®</sup> 926 zaimpregnowanych olejem mineralnym Orlen Trafo eN w zależności od wilgotności względnej powietrza w trakcie kondycjonowania próbek tych materiałów w komorze klimatycznej w temperaturze  $40^{\circ}\text{C}$

W tablicy 4.8 oraz na rysunku 4.24 zaprezentowano wyniki pomiarów temperatury inicjacji *b.e.* próbek materiałów stałych kondycjonowanych w temperaturze  $40^{\circ}\text{C}$  i zanurzonych w estrze syntetycznym. Podobnie jak w przypadku oleju mineralnego, porównanie rysunków 4.22 oraz 4.24 ukazuje, że uwzględnienie różnego zawilgacania się materiałów w tych samych warunkach klimatycznych znacząco zmniejsza różnicę pomiędzy

wartościami ich temperatury inicjacji *bubble effect*. Również w przypadku impregnowania materiałów estrem syntetycznym widoczny jest fakt, że temperatura inicjacji *b.e.* jest wyższa dla materiału Nomex<sup>®</sup> 910, a wyjaśnienie tego zjawiska jest takie samo jak w przypadku oleju mineralnego i zostało opisane wcześniej.

Tab. 4.8 Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania w próbkach materiałów izolacyjnych kondycjonowanych w powietrzu o różnych wartościach wilgotności względnej  $W_w$  i w temperaturze 40°C zaimpregnowanych estrem syntetycznym

$W_w$ [%]	Papier celulozowy		Nomex <sup>®</sup> 910		Nomex <sup>®</sup> 926	
	W [%]	T [°C]	W [%]	T [°C]	W [%]	T [°C]
12	2,38	147,0	2,04	148,5	1,66	145,5
15	3,74	141,3	2,79	142,0	2,58	137,6
20	4,30	131,0	3,30	132,0	2,95	130,0
35	5,50	125,4	3,80	126,0	3,50	123,4
40	6,14	121,0	4,90	123,0	3,84	123,2

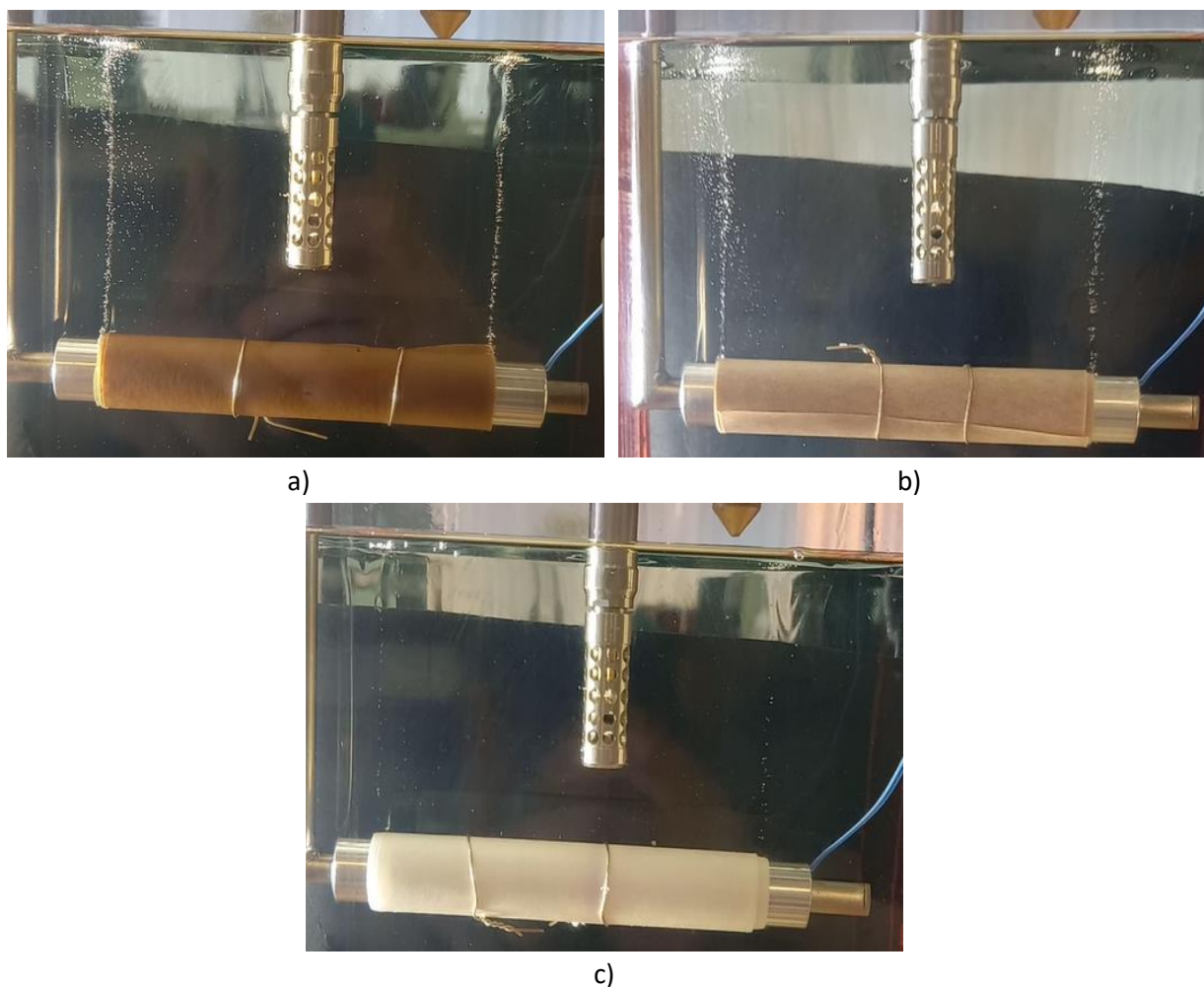


Rys. 4.24. Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania papieru celulozowego Kraft, Nomex<sup>®</sup> 910 oraz Nomex<sup>®</sup> 926 zaimpregnowanych estrem syntetycznym Midel 7131 w zależności od wilgotności względnej powietrza w trakcie kondycjonowania próbek tych materiałów w komorze klimatycznej w temperaturze 40°C

Przeprowadzone badania potwierdziły postawioną przez autora hipotezę 1, brzmiącą: „Zastąpienie celulozy aramidem, który jest materiałem o mniejszej polarności, powinno powodować obniżenie temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania”. Celuloza charakteryzuje się najwyższą wartością temperatury inicjacji bubble effect, niższą temperaturą inicjacji *b.e.* charakteryzuje się Nomex<sup>®</sup> 910, będący kompozytem celulozy oraz aramidu, a najniższą papier aramidowy Nomex<sup>®</sup> 926. Zauważono również, że różne zawilgacanie się materiałów celulozowych oraz aramidowych w tych samych warunkach klimatycznych objawia się w różnicy w temperaturze inicjacji w nich zjawiska bąbelkowania.

Analiza wyników badań potwierdziła postawioną hipotezę 3 („Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania w materiałach stanowiących kompozycję włókien aramidowych i celulozowych powinna być wyższa niż w materiałach zawierających tylko włókna celulozowe albo aramidowe”). Zjawisko to można wytłumaczyć na podstawie różnej polarności materiałów celulozowych i aramidowych, co w konsekwencji prowadzi do wchłaniania wody desorbowanej z włókien aramidowych przez włókna celulozowe, przez co następuje podwyższenie temperatury inicjacji *bubble effect*. Szczegółowe wyjaśnienie zjawiska zostało przedstawione przy opisie rysunku 4.23.

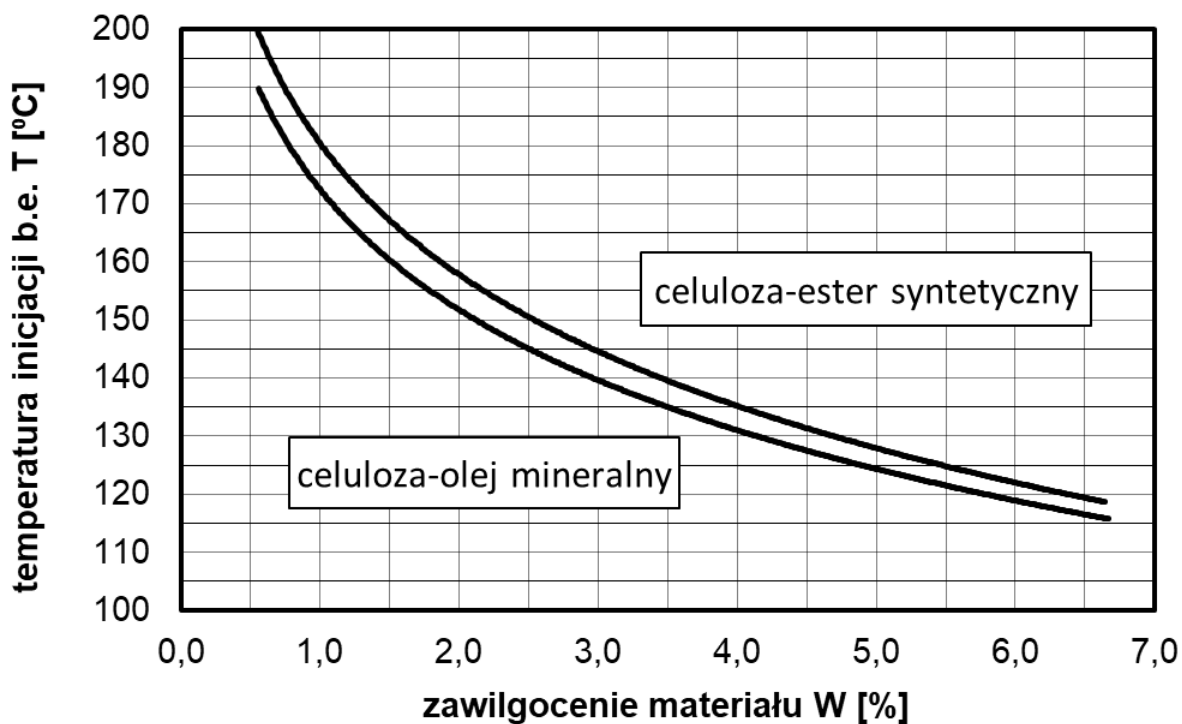
Na rysunku 4.25 porównano intensywność zjawiska bąbelkowania w próbkach badanych materiałów izolacyjnych po zanurzeniu ich w oleju mineralnym. Przedstawione na fotografiach materiały były uprzednio kondycjonowane w temperaturze 40°C przy wilgotności względnej powietrza 12%, co spowodowało zawilgocenie celulozy 2,37% Nomex<sup>®</sup> 910 2,05% oraz Nomex<sup>®</sup> 926 1,58%. Fotografie zostały wykonane po ok. 5 sekundach od inicjacji zjawiska bąbelkowania. Intensywność *b.e.* należy tu rozumieć jako liczbę i wielkość generowanych pęcherzyków pary wodnej w jednostce czasu. Podczas badań stwierdzono, że intensywność zjawiska bąbelkowania jest najmniejsza w papierze czysto aramidowym Nomex<sup>®</sup> 926, natomiast w papierze celulozowym Kraft oraz materiale Nomex<sup>®</sup> 910 intensywność bąbelkowania jest podobna, co można tłumaczyć tym, że wewnętrzna warstwa materiału Nomex<sup>®</sup> 910 jest również zbudowana z celulozy, której sumarycznie jest zdecydowanie więcej niż aramidu (proporcja obu składników w kompozycie jest tajemnicą handlową jego producenta). Podobne wyniki zaobserwowano w układach z estrem syntetycznym.



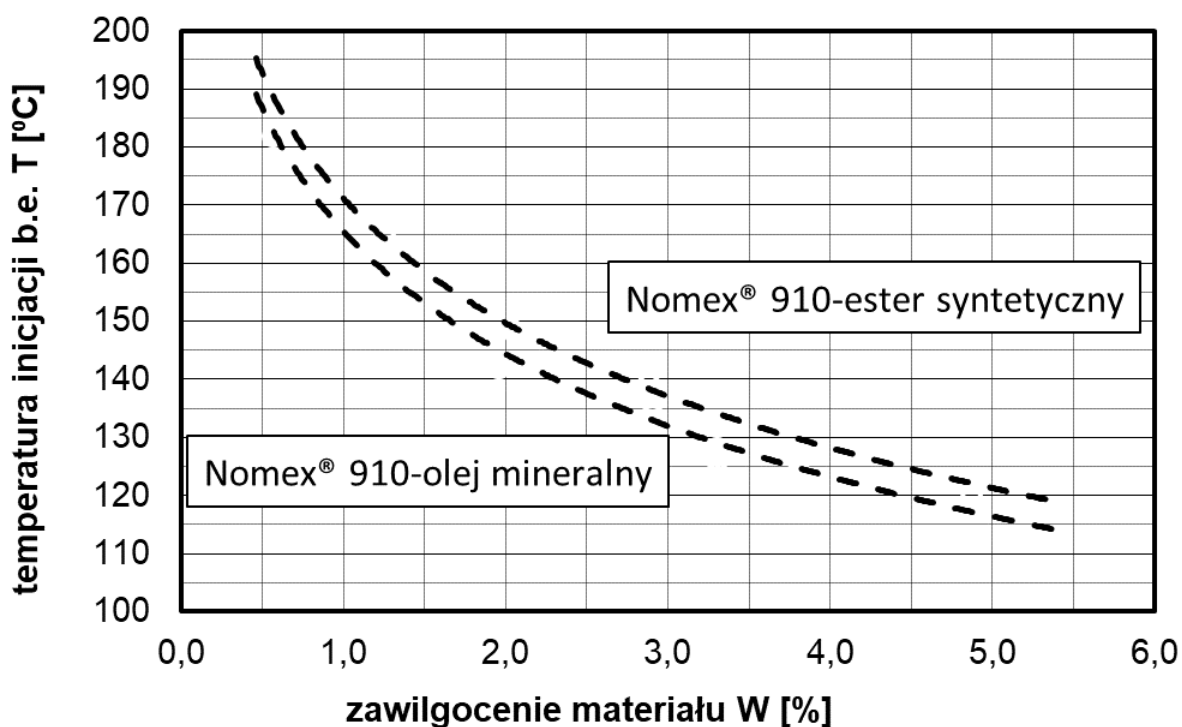
*Rys. 4.25. Fotografie przedstawiające zjawisko bąbelkowania 5 s po jego inicjacji w próbkach badanych materiałów kondycjonowanych w takich samych warunkach klimatycznych (temperatura 40°C, wilgotność względna powietrza 12%), zanurzonych w oleju mineralnym: a) papier celulozowy typu Kraft, b) Nomex<sup>®</sup> 910, c) Nomex<sup>®</sup> 926*

#### **4.5.2. Ciecze elektroizolacyjne**

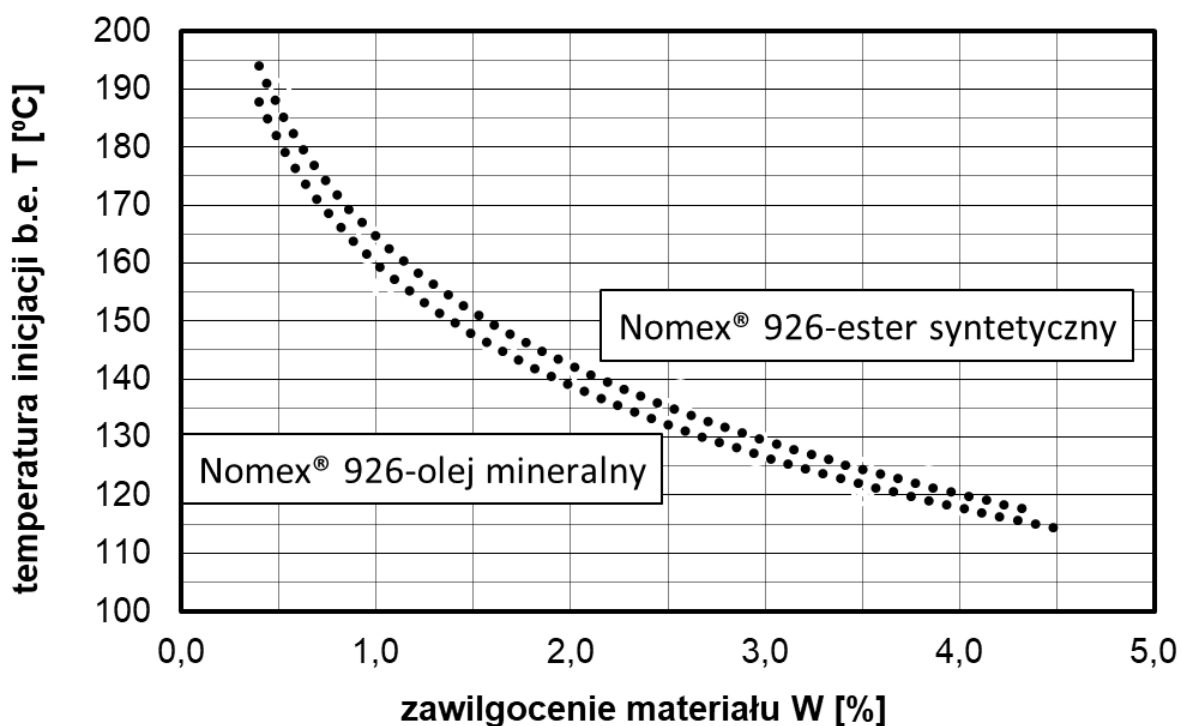
Na rysunkach 4.26-4.28 przedstawiono zależność temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania od zawilgocenia próbek badanych materiałów (papier celulozowy typu Kraft, Nomex<sup>®</sup> 910 oraz Nomex<sup>®</sup> 926) zanurzonych w dwóch różnych cieczach elektroizolacyjnych (olej mineralny Orlen Trafo eN oraz ester syntetyczny Midel 7131). Analizując wykresy można zauważyć, że temperatura inicjacji *b.e.* próbek wszystkich materiałów stałych jest wyższa w estrze syntetycznym.



Rys. 4.26. Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania papieru celulozowego typu Kraft w oleju mineralnym Orlen Trafo eN oraz estrze syntetycznym Midel 7131



Rys. 4.27. Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania próbek materiału Nomex® 910 zanurzonych w oleju mineralnym Orlen Trafo eN oraz estrze syntetycznym Midel 7131



Rys. 4.28. Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania próbek materiału Nomex<sup>®</sup> 926 zanurzonych w oleju mineralnym Orlen Trafo eN oraz estrze syntetycznym Midel 7131

W tablicach 4.8-4.10 przedstawiono wartości temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania dla badanych próbek materiałów stałych zanurzonych w obu badanych cieczach elektroizolacyjnych w zależności od zawilgocenia tych materiałów. Średnia różnica pomiędzy temperaturą inicjacji *bubble effect* w próbkach celulozowych zanurzonych w estrze syntetycznym Midel 7131, a w próbkach celulozowych zanurzonych w oleju mineralnym Orlen Trafo eN wyniosła 5,7°C, co odpowiada wzrostowi o 4,1% w odniesieniu do temperatury inicjacji *b.e.* w takich samych próbkach zanurzonych w oleju mineralnym. Pozytywny wpływ estru syntetycznego na temperaturę inicjacji *b.e.* w pozostałych badanych materiałach izolacyjnych również jest widoczny i wynosi 2,9% dla próbek Nomex<sup>®</sup> 910 oraz 3,4% dla próbek Nomex<sup>®</sup> 926.

Tab. 4.8. Porównanie temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania w próbkach papieru celulozowego typu Kraft zanurzonych w oleju mineralnym Orlen Trafo eN oraz w estrze syntetycznym Midel 7131

Zawilgocenie próbki [%]	Temperatura inicjacji <i>b.e.</i> celulozy zanurzonej w oleju [°C]	Temperatura inicjacji <i>b.e.</i> celulozy zanurzonej w estrze [°C]	Różnica pomiędzy temperaturą inicjacji <i>b.e.</i> w oleju i estrze [°C]	Różnica pomiędzy temperaturą inicjacji <i>b.e.</i> w oleju i estrze [%]
1,0	172,5	180,7	8,2	4,8
1,5	160,3	167,7	7,4	4,6
2,0	151,7	158,5	6,7	4,4
2,5	145,1	151,3	6,3	4,3
3,0	139,6	145,5	5,9	4,2
3,5	135,0	140,6	5,6	4,1
4,0	131,0	136,3	5,3	4,0
4,5	127,5	132,5	5,0	3,9
5,0	124,3	129,1	4,8	3,9
5,5	121,5	126,1	4,6	3,8
6,0	118,9	123,3	4,4	3,7
6,5	116,5	120,7	4,2	3,6
<b>Średnia:</b>			<b>5,7</b>	<b>4,1</b>

Tab. 4.9. Porównanie temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania w próbkach materiału Nomex® 910 zanurzonych w oleju mineralnym Orlen Trafo eN oraz w estrze syntetycznym Midel 7131

Zawilgocenie próbki [%]	Temperatura inicjacji <i>b.e.</i> Nomex® 910 zanurzonego w oleju [°C]	Temperatura inicjacji <i>b.e.</i> Nomex® 910 zanurzonego w estrze [°C]	Różnica pomiędzy temperaturą inicjacji <i>b.e.</i> w oleju i estrze [°C]	Różnica pomiędzy temperaturą inicjacji <i>b.e.</i> w oleju i estrze [%]
0,5	186,9	192,3	5,4	2,9
1,0	166,1	170,3	4,3	2,6
1,5	153,9	157,5	3,6	2,3
2,0	145,2	148,4	3,1	2,1
2,5	138,5	141,3	2,8	2,0
3,0	133,1	135,5	2,5	1,8
3,5	128,4	130,6	2,2	1,7
4,0	124,4	126,4	2,0	1,6
4,5	120,9	122,7	1,8	1,5
5,0	117,7	119,4	1,6	1,4
<b>Średnia:</b>			<b>2,9</b>	<b>2,0</b>



Tab. 4.10. Porównanie temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania w próbkach materiału Nomex® 926 zanurzonych w oleju mineralnym Orlen Trafo eN oraz w estrze syntetycznym Midel 7131

Zawilgocenie próbki [%]	Temperatura inicjacji <i>b.e.</i> Nomex® 926 zanurzonego w oleju [°C]	Temperatura inicjacji <i>b.e.</i> Nomex® 926 zanurzonego w estrze [°C]	Różnica pomiędzy temperaturą inicjacji <i>b.e.</i> w oleju i estrze [°C]	Różnica pomiędzy temperaturą inicjacji <i>b.e.</i> w oleju i estrze [%]
0,5	181,1	186,7	5,7	3,1
1,0	160,0	164,6	4,6	2,9
1,5	147,7	151,6	3,9	2,7
2,0	138,9	142,4	3,5	2,5
2,5	132,1	135,2	3,1	2,3
3,0	126,6	129,4	2,8	2,2
3,5	121,9	124,5	2,6	2,1
4,0	117,8	120,2	2,4	2,0
4,5	114,2	116,4	2,2	1,9
<b>Średnia:</b>			<b>3,4</b>	<b>2,4</b>

Wyniki eksperymentu potwierdzają postawioną w rozprawie podtezę 3, brzmiącą „W układzie izolacyjnym aramid-dielektryk ciekły, zastąpienie oleju mineralnego estrem syntetycznym powinno powodować wzrost temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania”. Stwierdzono wyższą wartość temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania dla wszystkich badanych próbek materiałów stałych zanurzonych w estrze syntetycznym w porównaniu do sytuacji, gdy były one zanurzone w oleju mineralnym. Fakt ten można powiązać z wyższą przenikalnością elektryczną estru syntetycznego ( $\epsilon_w = 3,2$ ) od oleju mineralnego ( $\epsilon_w = 2,2$ ). Wyższa chłonność wody estru syntetycznego od oleju mineralnego nie wpływa na temperaturę inicjacji *b.e.* materiału zanurzonego w tej cieczy, ponieważ zjawisko bąbelkowania jest inicjowane w warstwach materiału najbliższej patronu, do których otaczająca ciecz ma bardzo ograniczony dostęp.

Na podstawie przeprowadzonych badań można stwierdzić, że trzy potwierdzone w pracy podtezy złożyły się na potwierdzenie tezy głównej, o treści „Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania w złożonych układach izolacyjnych zależy w istotny sposób od polarności komponentów tworzących układ izolacyjny”.

### 4.5.3. Wyznaczenie równań matematycznych opisujących temperaturę inicjacji zjawiska bąbelkowania

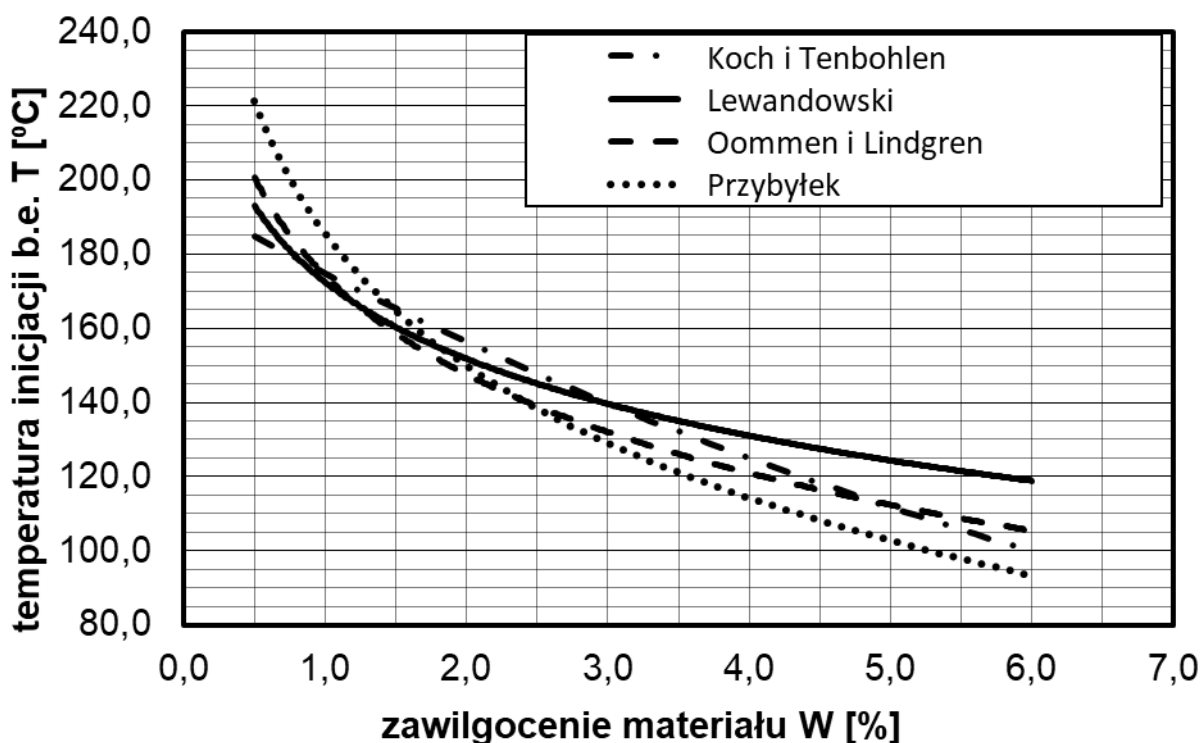
Na podstawie uzyskanych wyników badań wyznaczono, z użyciem regresji nieliniowej, równania przedstawiające zależność temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania (w °C) od zawilgocenia (w %) dla trzech zbadanych materiałów izolacyjnych stałych (papieru: celulozowego typu Kraft, Nomex<sup>®</sup> 910 i Nomex<sup>®</sup> 926) oraz dwóch cieczy (oleju mineralnego Orlen Trafo eN oraz estru syntetycznego Midel 7131). Użyte zostały równania logarytmiczne, ponieważ charakteryzują się one bardzo dobrym dopasowaniem do wyników pomiarów. Wartość współczynnika determinacji dla wszystkich przypadków mieściła się w zakresie od 0,9811 do 0,9888. Opracowane równania zamieszczono w tablicy 4.11.

Tab. 4.11 Równania przedstawiające zależność temperatury inicjacji  $T$  zjawiska bąbelkowania od zawilgocenia  $W$  badanego materiału stałego zanurzonego w cieczy izolacyjnej

Material stały	Ciecz izolacyjna	Równanie $T = f(W)$	Współczynnik determinacji $R^2$	Numer równania
Papier celulozowy Kraft	Olej mineralny	$T = -29,90 \ln(W) + 172,46$	0,9854	(4.3)
Papier celulozowy Kraft	Ester syntetyczny	$T = -32,60 \ln(W) + 180,39$	0,9833	(4.4)
Nomex <sup>®</sup> 910	Olej mineralny	$T = -30,49 \ln(W) + 165,46$	0,9811	(4.5)
Nomex <sup>®</sup> 910	Ester syntetyczny	$T = -30,98 \ln(W) + 171,14$	0,9888	(4.6)
Nomex <sup>®</sup> 926	Olej mineralny	$T = -30,42 \ln(W) + 160,00$	0,9873	(4.7)
Nomex <sup>®</sup> 926	Ester syntetyczny	$T = -32,01 \ln(W) + 164,56$	0,9851	(4.8)

Na rysunku 4.29 przedstawiono wyznaczone w ramach rozprawy oraz znane z literatury [96, 103, 108] krzywe przedstawiające temperaturę inicjacji zjawiska bąbelkowania w materiałach celulozowych zanurzonych w oleju mineralnym. Z ich porównania wynika, że charakterystyka uzyskana przez autora rozprawy nie odbiega znacząco od krzywych literaturowych, przy czym największe rozbieżności pojawiają się w zakresie wysokiego zawilgocenia celulozy, praktycznie nie spotykanego w transformatorach. Należy tu podkreślić, że każdy z autorów badań materiały zapewne nieco

różniące się pod względem właściwości, co z pewnością wpłynęło na różnice w uzyskanych wynikach badań.



Rys. 4.29. Krzywe opisujące temperaturę inicjacji zjawiska bąbelkowania papieru celulozowego w oleju mineralnym uzyskane przez różnych badaczy [na podstawie 96, 103, 108 oraz badań własnych]

Porównanie pozostałych badanych w pracy materiałów stałych z wynikami pracy innych badaczy jest niemożliwe, gdyż autor nie znalazł w literaturze równań pozwalających wyznaczyć temperaturę inicjacji zjawiska bąbelkowania w układach zawierających papier aramidowy wzmocniony celulożą Nomex<sup>®</sup> 910 oraz papier aramidowy Nomex<sup>®</sup> 926. Z tego powodu uzyskane przez autora rozprawy wyniki stanowią również istotny wkład do wiedzy na ten temat. Co zaskakujące, pomimo, że w literaturze można znaleźć szereg publikacji dotyczących badań temperatury inicjacji *bubble effect* w układzie celuloza-ester syntetyczny, to autorzy tych publikacji nie podali równań pozwalających estymować temperaturę inicjacji zjawiska bąbelkowania w tych układach [95, 102, 111].

W tabelicy 4.12 oraz 4.13 przedstawiono wartości temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania badanych próbek materiałów zanurzonych w oleju mineralnym oraz estrze syntetycznym w zależności od zawilgocenia materiału stałego (z krokiem 0,5%). Temperatura inicjacji *b.e.* została wyznaczona na podstawie równań przedstawionych w tabelicy 4.11.

Porównanie wyników badań wykazuje, że średnia wartość temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania materiału Nomex<sup>®</sup> 910 jest o 4,9%, a materiału Nomex<sup>®</sup> 926 o 8,5% niższa od temperatury inicjacji tego zjawiska w papierze celulozowym (próbki zanurzone w oleju mineralnym).

Różnica w temperaturze inicjacji *bubble effect* pomiędzy badanymi próbkami materiałów jest nieznacznie większa, gdy próbki były zanurzone w estrze syntetycznym. W tym przypadku temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania w Nomex<sup>®</sup> 910 jest niższa o 5,2% a w Nomex<sup>®</sup> 926 niższa o 9,2% od temperatury inicjacji *b.e.* w papierze celulozowym.

Tab. 4.12 Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania w próbkach zbadanych materiałów izolacyjnych stałych zanurzonych w oleju mineralnym

Orlen Trafo eN obliczona na podstawie równań z tablicy 4.11

Zawilgocenie próbki [%]	Temperatura inicjacji <i>b.e.</i> papieru celulozowego zanurzonego w oleju [°C]	Temperatura inicjacji <i>b.e.</i> Nomex® 910 zanurzonego w oleju [°C]	Temperatura inicjacji <i>b.e.</i> Nomex® 926 zanurzonego w oleju [°C]	Różnica pomiędzy temperaturą inicjacji <i>b.e.</i> papieru celulozowego a Nomex® 910 [°C]	Różnica pomiędzy temperaturą inicjacji <i>b.e.</i> papieru celulozowego a Nomex® 926 [°C]
0,5	193,2	186,6	181,1	6,6	12,1
1,0	172,5	165,5	160,0	7,0	12,5
1,5	160,3	153,1	147,7	7,2	12,6
2,0	151,7	144,3	138,9	7,4	12,8
2,5	145,1	137,5	132,1	7,6	13,0
3,0	139,6	132,0	126,6	7,6	13,0
3,5	135,0	127,3	121,9	7,7	13,1
4,0	131,0	123,2	117,8	7,8	13,2
4,5	127,5	119,6	114,2	7,9	13,3
<b>Średnia:</b>				<b>7,4</b>	<b>12,8</b>

Tab. 4.13 Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania w próbkach zbadanych materiałów izolacyjnych stałych zanurzonych w estrze syntetycznym

Midel 7131 obliczona na podstawie równań z tablicy 4.11

Zawilgocenie próbki [%]	Temperatura inicjacji <i>b.e.</i> papieru celulozowego zanurzonego w estrze syntetycznym [°C]	Temperatura inicjacji <i>b.e.</i> Nomex® 910 zanurzonego w estrze syntetycznym [°C]	Temperatura inicjacji <i>b.e.</i> Nomex® 926 zanurzonego w estrze syntetycznym [°C]	Różnica pomiędzy temperaturą inicjacji <i>b.e.</i> papieru celulozowego a Nomex® 910 [°C]	Różnica pomiędzy temperaturą inicjacji <i>b.e.</i> papieru celulozowego a Nomex® 926 [°C]
0,5	203,0	192,6	186,7	10,4	16,3
1,0	180,4	171,1	164,6	9,3	15,8
1,5	167,2	158,6	151,6	8,6	15,6
2,0	157,8	149,7	142,4	8,1	15,4
2,5	150,5	142,8	135,2	7,7	15,3
3,0	144,6	137,1	129,4	7,5	15,2
3,5	139,5	132,3	124,5	7,2	15,0
4,0	135,2	128,2	120,2	7,0	15,0
4,5	131,4	124,5	116,4	6,9	15,0
			<b>Średnia:</b>	<b>8,1</b>	<b>15,4</b>

## 4.5 Wyniki badań a zalecenia normy IEC 60076-14

W niniejszym rozdziale przedstawiono rozważania dotyczące ryzyka pojawienia się zjawiska bąbelkowania w wysokotemperaturowych układach izolacyjnych transformatorów energetycznych.

Istotnym aspektem eksploatacji transformatorów jest ich dopuszczalna temperatura pracy. W literaturze można znaleźć próbę interpretacji dopuszczalnych limitów w aspekcie narażenia na wystąpienie *bubble effect* [112]. Rozważania te dotyczą jednak, przede wszystkim, konwencjonalnych układów izolacyjnych. W pracy wskazano na brak wystarczającej ilości danych do poprawnej analizy dopuszczalnych przyrostów temperatury w izolacji wysokotemperaturowej.

Materiały aramidowe charakteryzują się niższą temperaturą inicjacji zjawiska bąbelkowania niż celuloza, ale również w mniejszym stopniu się zawilgacają. Jak przedstawiono na rysunkach 4.23 oraz 4.24, temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania w badanych próbkach materiałów (papier celulozowy Kraft, Nomex<sup>®</sup> 910 oraz Nomex<sup>®</sup> 926) jest zbliżona jeżeli uwzględni się fakt, że badane materiały przygotowywane do badań w tych samych warunkach klimatycznych zawilgacają się w różnym stopniu. Tak sytuacja ma też miejsce w transformatorach energetycznych, gdyż współpracujące ze sobą różne materiały izolacyjne zawilgacają się w różnym stopniu. Jest to istotne w aspekcie wystąpienia zjawiska bąbelkowania w materiałach wysokotemperaturowych.

Jak przedstawiono w tabelicy 2.15, dopuszczalna temperatura pracy wysokotemperaturowych materiałów izolacyjnych znacząco przewyższa dopuszczalną temperaturę pracy izolacji konwencjonalnej (celulozowej).

W tabelicy 4.14 przedstawiono wybrane, uzyskane w trakcie badań, wartości temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania materiału Nomex<sup>®</sup> 910 oraz Nomex<sup>®</sup> 926 oraz zestawiono je z dopuszczalną, na podstawie normy [105], temperaturą pracy różnych wysokotemperaturowych układów izolacyjnych. Barwą czerwoną zaznaczono układy, których temperatura pracy jest wyższa, a zielonym te, w których jest ona niższa od temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania w materiale Nomex<sup>®</sup> 910 oraz Nomex<sup>®</sup> 926. Dla celów porównawczych wybrano wyniki badań uzyskane dla próbek materiałów o typowym zawilgoceniu spotykanym w praktyce eksploatacyjnej: 2,04% dla Nomex<sup>®</sup> 910 oraz 1,66% dla Nomex<sup>®</sup> 926, co odpowiada zawilgoceniu 2,38% jakie osiągnęła celuloza kondycjonowana w tych samych warunkach klimatycznych. Jak widać, dopuszczalna temperatura gorącego punktu (*hot-spot*) nie jest przekroczona tylko dla układu

półhybrydowego przy normalnym obciążeniu. W pozostałych przypadkach dopuszczalna temperatura pracy wysokotemperaturowych układów izolacyjnych jest wyższa, niż osiągnięta w badaniach temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania materiałów wysokotemperaturowych. Stosowanie normatywnej dopuszczalnej temperatury pracy wysokotemperaturowych układów izolacyjnych nie chroni więc przed wystąpieniem zjawiska bąbelkowania w gorącym punkcie uzwojenia.

Tab. 4.14. Zestawienie wybranych wartości temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania oraz dopuszczalnej temperatury pracy wysokotemperaturowych układów izolacyjnych [105]

Parametr	Rodzaj układu izolacyjnego			
	Półhybrydowy	Mieszany hybrydowy	Pełny hybrydowy	Wysokotemperaturowy
Temperatura gorącego punktu przy normalnym obciążeniu [°C]	140	150	165	190
Temperatura gorącego punktu przy długotrwałym awaryjnym przeciążeniu [°C]	150	160	175	200
Temperatura gorącego punktu przy krótkotrwałym awaryjnym przeciążeniu [°C]	170	180	195	220
Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania materiału Nomex® 910 zawilgoconego do wartości 2,04% [°C]	148,5			
Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania materiału Nomex® 926 zawilgoconego do wartości 1,66% [°C]	145,5			

Należy również zwrócić uwagę na fakt, że temperaturowy rozpad aramidów nie powoduje powstawania cząsteczek wody [113]. Z tego powodu w wysokotemperaturowej izolacji transformatorów znajduje się mniej wody niż w celulozie, przez co ryzyko wystąpienia zjawiska bąbelkowania jest mniejsze. Woda może dostać się do izolacji głównej



transformatora głównie przez nieszczelności w kadzi, w wyniku kontaktu cieczy izolacyjnej z powietrzem atmosferycznym. Układy izolacyjne składające się tylko z wysokotemperaturowych materiałów są jednak niezwykle rzadko spotykane.

Aktualnie, wysokotemperaturowe materiały izolacyjne stosuje się przede wszystkim w gorących punktach transformatora, co sprawia, że woda generowana wskutek rozpadu celulozy, stanowiącej pozostałą część izolacji uzwojeń, zostanie również zaadsorbowana przez izolację aramidową. Narażenie na wystąpienie *bubble effect* jest więc wyższe w układach półhybrydowych oraz hybrydowych niż w układach składających się tylko z materiałów wysokotemperaturowych.

## 5. Podsumowanie

Dominującymi materiałami stałymi używanymi w układach izolacyjnych transformatorów energetycznych od ponad 100 lat są materiały wytworzone na bazie celulozy. Mimo pojawienia się wysokotemperaturowej izolacji, celuloza nadal jest najczęściej stosowanym materiałem izolacyjnym, głównie ze względu na jej dobre właściwości elektroizolacyjne, wysoką odporność mechaniczną, niską cenę oraz duże doświadczenie eksploatacyjne zdobyte na przestrzeni wielu lat.

Postępy w dziedzinie materiałoznawstwa doprowadziły jednak do powstania nowych materiałów określanych jako wysokotemperaturowe. Ich głównym składnikiem jest aramid. Materiały te, jak sama nazwa wskazuje, charakteryzują się podwyższoną trwałością w warunkach wysokiej temperatury. Zaleta ta jest szczególnie istotna w tej części układu izolacyjnego transformatora, która narażona jest na oddziaływanie szczególnie wysokiej temperatury. Miejsca te nazywane są gorącymi punktami i znajdują się w górnej części uzwojeń. Stosowanie w tych miejscach wysokotemperaturowych materiałów izolacyjnych pozwala na optymalizację konstrukcji transformatora oraz zmniejsza ryzyko rozkładu izolacji w miejscach układu izolacyjnego o najwyższej temperaturze. Spośród wysokotemperaturowych materiałów izolacyjnych wyróżnić można produkty firmy DuPont: Nomex<sup>®</sup> 910 oraz Nomex<sup>®</sup> 926. Pierwszy z nich jest kompozytem celulozy oraz aramidu, dzięki czemu materiał ten jest znacznie tańszy od materiałów zbudowanych z samego aramidu, np. Nomex<sup>®</sup> 926, przy jednoczesnym wykorzystaniu zalet materiałów aramidowych. Przesądza to o dużej aplikacyjności materiału Nomex<sup>®</sup> 910.

Oprócz wysokotemperaturowych materiałów izolacyjnych stałych w transformatorach stosuje się również wysokotemperaturowe ciecze elektroizolacyjne. Do najpopularniejszych z nich należą estry syntetyczne, a zwłaszcza Midel 7131. Ciecze te, oprócz wysokiej dopuszczalnej temperatury pracy i zwiększonego bezpieczeństwa pożarowego, charakteryzują się również wysoką biodegradowalnością, co świetnie wpisuje się w aktualne trendy związane z ochroną środowiska.

Spośród zbadanych w pracy cieczy elektroizolacyjnych ester syntetyczny charakteryzuje się wyższą przenikalnością elektryczną niż olej mineralny. Natomiast spośród zbadanych materiałów stałych najwyższą przenikalnością elektryczną charakteryzuje się celuloza, następnie Nomex<sup>®</sup> 910 a najniższą Nomex<sup>®</sup> 926.

Za prostą miarę polarności danego materiału można uznać jego przenikalność elektryczną. Założenie to zostało wykorzystane w celu udowodnienia tezy głównej rozprawy.

Autor rozprawy w rozdziale 4.3 przedstawił wyznaczone wartości przenikalności elektrycznej badanych materiałów. Wysokotemperaturowe materiały Nomex<sup>®</sup> 910 oraz Nomex<sup>®</sup> 926 charakteryzują się przenikalnością elektryczną o wartości, odpowiednio:

- 88% oraz 51% przenikalności elektrycznej papieru celulozowego typu Kraft dla materiałów nieimpregnowanych cieczą,
- 77% oraz 51% przenikalności elektrycznej papieru celulozowego typu Kraft dla materiałów zaimpregnowanych olejem mineralnym Orlen Trafo eN,
- 87% oraz 55% przenikalności elektrycznej papieru celulozowego typu Kraft dla materiałów zaimpregnowanych estrem syntetycznym Midel 7131.

Niezwykle ważnym aspektem eksploatacyjnym transformatora energetycznego jest zawilgocenie jego układu izolacyjnego. Obecność wody wewnątrz transformatora jest nieunikniona, a do jej źródeł można zaliczyć: zawilgocenie reszkowe, pozostające po procesie produkcyjnym części aktywnej, degradację celulozy, której jednym z produktów rozpadu jest woda oraz nieszczelności kadzi i wykonywanie prac eksploatacyjnych wymagających dostępu obsługi do wnętrza kadzi. Zawartość wody w izolacji celulozowej eksploatowanych transformatorów może sięgać nawet ok. 4% [6].

Zjawisko bąbelkowania to gwałtowne uwalnianie pary wodnej z zawilgoconej izolacji stałej, które zachodzi po przekroczeniu temperatury krytycznej, zwanej temperaturą inicjacji [4]. Wystąpienie *bubble effect* w układzie izolacyjnym transformatora jest niepożądane, ponieważ może ono doprowadzić do pogorszenia jego wytrzymałości elektrycznej oraz zwiększenia ciśnienia wewnątrz kadzi. Skutkiem może być pojawienie się wyładowań niezupełnych, przebicie układu izolacyjnego oraz rozszczelnienie kadzi, co może doprowadzić do poważnej awarii transformatora.

Autor rozprawy postawił tezę główną, brzmiącą: „*Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania w złożonych układach izolacyjnych zależy w istotny sposób od polarności komponentów tworzących układ izolacyjny*” oraz trzy podtezy. W celu ich potwierdzenia przeprowadzono badania eksperymentalne, polegające na pomiarze temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania w różnych układach izolacyjnych:

- papier celulozowy Kraft-olej mineralny Orlen Trafo eN,
- papier celulozowy Kraft-ester syntetyczny Midel 7131,
- Nomex<sup>®</sup> 910-olej mineralny Orlen Trafo eN,
- Nomex<sup>®</sup> 910- ester syntetyczny Midel 7131,
- Nomex<sup>®</sup> 926-olej mineralny Orlen Trafo eN,
- Nomex<sup>®</sup> 926- ester syntetyczny Midel 7131.

W celu uzyskania różnego zawilgocenia badanych materiałów stałych były one przed pomiarami poddane procesowi suszenia próżniowego oraz kondycjonowania w komorze klimatycznej w ustalonych warunkach klimatycznych. Wykorzystane w badaniach ciecze izolacyjne przed pomiarami zostały odgazowane w komorze próżniowej.

Spośród badanych materiałów stałych zanurzonych w oleju mineralnym Orlen Trafo eN jak i estrze syntetycznym Midel 7131 papier celulozowy typu Kraft charakteryzuje się najwyższą temperaturą inicjacji *bubble effect*. Najniższą temperaturą inicjacji zjawiska miał papier aramidowy Nomex<sup>®</sup> 926. Wyniki badań próbek materiału Nomex<sup>®</sup> 910 (będącego ich mieszaną) plasowały się pomiędzy nimi. Przykładowo, Nomex<sup>®</sup> 910, o zawilgoceniu na poziomie 2%, zanurzony w oleju mineralnym charakteryzuje się temperaturą inicjacji *bubble effect* niższą o ok. 4,9% od celulozy, natomiast Nomex<sup>®</sup> 926 o takim samym zawilgoceniu, niższą o ok. 8,6%. W estrze syntetycznym, również w przypadku próbek o zawilgoceniu 2%, temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania jest o ok. 5,1% niższa od celulozy dla materiału Nomex<sup>®</sup> 910 oraz o ok. 9,8% niższa dla materiału Nomex<sup>®</sup> 926. Wyniki przeprowadzonych badań potwierdziły więc podtezę 1, o treści „Zastąpienie celulozy aramidem, który jest materiałem o mniejszej polarności, powinno powodować obniżenie temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania”.

Materiały aramidowe przygotowywane do badań w tych samych warunkach klimatycznych zawilgocily się w mniejszym stopniu niż celuloza, co jest związane z mniejszą polarnością włókien aramidowych niż celulozowych, czego, prostą miarą jest przenikalność elektryczna. Jest to niezwykle istotne z punktu widzenia możliwości wystąpienia zjawiska bąbelkowania. Uwzględnienie różnego zawilgocenia bezwzględnych materiałów, uzyskanego podczas ich zawilgacania w tych samych warunkach klimatycznych, znacząco zmniejsza różnicę pomiędzy temperaturą inicjacji *bubble effect* w badanych materiałach (rys. 4.23 oraz 4.24). Z przedstawionych charakterystyk można również odczytać, że temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania materiału kompozytowego Nomex<sup>®</sup> 910 jest wyższa niż celulozy oraz Nomex<sup>®</sup> 926. Fakt ten można wytłumaczyć współobecnością w tym materiale włókien aramidowych oraz celulozowych. Po przekroczeniu temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania, woda jest najpierw uwalniana z włókien aramidowych, co wynika z ich niższej polarności w porównaniu do celulozy. W miejscu inicjacji *b.e.* następuje lokalne obniżenie temperatury kompozytu (uwalnianie wody jest zjawiskiem endotermicznym), a więc także celulozy, dzięki czemu celuloza o obniżonej temperaturze może, do pewnego stopnia, wchłonąć wodę desorbowaną z aramidu bez inicjowania w niej zjawiska bąbelkowania. Dopiero dalsze podniesienie temperatury kompozytu spowoduje zintensyfikowanie procesu

uwalniania wody z włókien aramidowych oraz inicjację zjawiska bąbelkowania w celulozie. Skutkiem tego jest wyższa temperatura inicjacji *b.e.* w kompozycie w stosunku do temperatury inicjacji tego zjawiska w samym aramidzie.

Wyniki badań potwierdziły więc podtezę 3, o treści *”Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania w materiałach stanowiących kompozycję włókien aramidowych i celulozowych powinna być wyższa niż w materiałach zawierających tylko włókna celulozowe albo aramidowe”*. Zbadanie zjawiska bąbelkowania w materiale Nomex<sup>®</sup> 910 stanowi istotny wkład naukowy niniejszej rozprawy.

Analizując wykresy (4.25-4.27) można stwierdzić, że temperatura inicjacji *b.e.* w każdej badanej próbce materiału jest wyższa w estrze syntetycznym niż w oleju mineralnym. Wyniki tych badań potwierdziły podtezę 2, o treści *„W układzie izolacyjnym aramid-dielektryk ciekły, zastąpienie oleju mineralnego estrem syntetycznym powinno powodować wzrost temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania.”*. Energia wiązań estru (o  $\epsilon_w=3,2$ ) w układzie z zawilgoconym materiałem stałym jest większa, niż energia wiązań takiego układu z olejem mineralnym (o  $\epsilon_w=2,2$ ). To sprawia, że uwolnienie wody z materiału zanurzonego w estrze syntetycznym MIDEL 7131 wymaga większej energii, niż w przypadku zanurzenia go w oleju mineralnym.

W rozdziale 4.5.3 przedstawiono opracowane przez autora rozprawy równania matematyczne pozwalające na wyznaczenie temperatury inicjacji *bubble effect* w zbadanych materiałach izolacyjnych. Równania te mogą być wykorzystywane w trakcie eksploatacji transformatorów o podwyższonym zawilgoceniu izolacji i, co za tym idzie, zwiększonym ryzyku wystąpienia zjawiska bąbelkowania.

Dokonane przez autora rozprawy skonfrontowanie ze sobą wyników badań temperatury inicjacji zjawiska bąbelkowania z zaleceniami normy IEC 60076-14 [105], dotyczącymi dopuszczalnej temperatury pracy wysokotemperaturowych układów izolacyjnych, wskazuje na to, że w transformatorach eksploatowanych zgodnie z przytoczoną normą może wystąpić *bubble effect*. Należy jednak zwrócić uwagę na to, że degradacja termiczna materiałów aramidowych, w odróżnieniu od celulozy, nie powoduje powstawania wody. Układy izolacyjne składające się tylko z materiałów aramidowych są więc mniej narażone na niekorzystne skutki wystąpienia zjawiska bąbelkowania niż, znacznie częściej spotykane, układy hybrydowe.

Zdaniem autora, w wyniku przeprowadzonych badań zostały potwierdzone trzy podtezy, co sumarycznie doprowadziło do potwierdzenia tezy głównej rozprawy:

*„Temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania w złożonych układach izolacyjnych zależy w istotny sposób od polarności komponentów tworzących układ izolacyjny”.*

Ze względu na ryzyko awarii transformatora, która może być spowodowana przez *bubble effect*, dalsze badania tego zjawiska są nadal niezbędne, szczególnie w odniesieniu do nowych, wysokotemperaturowych materiałów izolacyjnych.

## Literatura

- [1] Yu S., Zhao D., Chen W., Hou H., Oil-immersed power transformer internal fault diagnosis research based on probabilistic neural network, The 2nd International Workshop on Wireless Technology Innovations in Smart Grid, Procedia Computer Science, 83, 2016, pp. 1327-1331.
- [2] Lewandowski K., Moranda H., Analysis of possibility of shorted coil localization in power transformer on the basis of its frequency response (SFRA), ITM Web of Conference 28, 01029, 2019.
- [3] Kapinos J., Glinka T., Drak B., Typowe przyczyny uszkodzeń eksploatacyjnych transformatorów energetycznych, Przegląd Elektrotechniczny, R. 90, nr 1/2014.
- [4] Przybyłek P., A comparison of bubble evolution temperature in aramid and cellulose paper, 2013 IEEE International Conference on Solid Dielectrics ICSD, Italy, 30 June 2013 - 04 July 2013, pp. 983-986.
- [5] Analiza awaryjności stacji transformatorowych SN/nn na przykładzie wybranych Spółek Dystrybucyjnych, Raport PTPiREE, Poznań, 2001-2002.
- [6] Gielniak J., Graczkowski A., Moranda H., Przybyłek P., Walczak K., Nadolny Z., Moscicka-Grzesiak H., Feser K., Gubanski S.M., Moisture in Cellulose Insulation of Power Transformers – Statistics, Vol. 20, No. 3, 06.2013.
- [7] Hanna Mościcka-Grzesiak H., Morańda H., Gielniak J., Graczkowski A., Przybyłek P., Walczak K., Ograniczenia obciążalności transformatorów o zawilgoconej izolacji, Pomiary Automatyka Kontrola, nr 1, 2009, str. 47-49.
- [8] PN-EN 60076-1 Transformatory – część 1: Wymagania ogólne, 2011.
- [9] Transformer Handbook, ABB, 2004.
- [10] Jezierski E., Transformatory. Podstawy teoretyczne, Warszawa, 1965.
- [11] Praca zbiorowa pod kierunkiem Eugeniusza Jezierskiego, Uzwojenia transformatorów energetycznych, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1982.
- [12] Materiały producenta, <http://www.asta-austria.com/en/ctc.html>, dostęp 22.11.2021.
- [13] <https://encyklopedia.pwn.pl/haslo/elkon;3897589.html>, dostęp 22.11.2021.
- [14] Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów, Energopomiar-Elektryka, Gliwice, 2012.
- [15] IEC 60296 Fluids for electrotechnical applications – Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear, 2012.

- [16] Leong Y. S., Ker P. J., Jamaludin M.Z., Nomanbhay S. M., Ismail A., Abdullah F., Looe H. M., Lo C. K., Characterizing Inhibitor Content of Transformer Oil in the UV-Visible Waveband, IEEE 7th International Conference on Photonics (ICP), 2018.
- [17] Mehanna N. A., Jaber A. M. Y., Oweimreen G. A., Abulkibash A. M., Assessment of dibenzyl disulfide and other oxidation inhibitors in transformer mineral oils, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 21, 2014, pp. 1095-1099.
- [18] CIGRE Brochure 436, Experiences in service with new insulating liquids, 2010.
- [19] Drygała G., Świątkowski M., Woźniak P., Ekologiczne transformatory mocy napełnione płynem elektroizolacyjnym MIDEŁ 7131® - wybrane zagadnienia techniczne, materiały pokonferencyjne, Konferencja „Zarządzanie eksploatacją transformatorów”, 2012, str. 175 – 197.
- [20] Wang Y., Wang R., Pan K., Xu Y., Rapp K., Detailed procedures of retrofilling transformers with FR3 natural ester and residual mineral oil content testing, IET Generation, Transmission, Distribution, 16, 2022, pp. 1901-1913.
- [21] Lalik M., Maleska M., Zdanowski M., Badania podstawowych właściwości fizycznych i elektrycznych estru Midel 7131®, Poznań University of Technology Academic Journals, Electrical Engineering, No 94, 2018.
- [22] Lewand L.R., Laboratory Testing of Natural Ester Dielectric Liquids, Chemist's Perspective, 2004 – 2005.
- [23] Różga P., Wytrzymałość elektryczna transformatorowych płynów izolacyjnych na bazie estrów syntetycznych i naturalnych, Przegląd Elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R 90 Nr 1/2014.
- [24] 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, 23,, n.3, 2016, pp. 1886-1893.
- [25] Kaufman R. B., Shimansky C. H., Gas and Moisture Equilibrium in Transformer Oil, Transactions AIEE, vol. 74, p.111, 1955.
- [26] Przybyłek P., Morańda H., Mościcka-Grześniak H., Kownacki I., Zawisz R., Suszenie izolacji transformatorów rozdzielczych z wykorzystaniem medium ciekłego, Przegląd Elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R. 94, NR 10/2018.
- [27] Scheirs J., Camino G., Tumiatti W., Overview of water evolution during the thermal degradation of cellulose, European Polymer Journal 37, 2001, pp. 933-942.
- [28] Lewandowski K., Morańda H., Orwat B., Szyling J., Kownacki I., Badanie wpływu procesu separacji oleju mineralnego od estru syntetycznego metodami



ewaporacyjnymi na jego podstawowe parametry elektryczne oraz właściwości sorpcyjne względem wody, Międzynarodowa Konferencja Transformatorowa TRANSFORMATOR'19, 2019, str. 169-176.

- [29] Przybyłek P., Mościcka-Grześniak H., Morańda H., Innowacyjna metoda suszenia izolacji celulozowej transformatorów, Przegląd Elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R. 95 NR 8/2019.
- [30] Przybyłek P., Morańda H., Mościcka-Grześniak H., Szczesniak D., Application of Synthetic Ester for Drying Distribution Transformer Insulation – The Influence of Cellulose Thickness on Drying Efficiency, *Energies*, 2019.
- [31] Przybyłek P., Mościcka-Grześniak H., Morańda H., Mobilny system suszenia izolacji transformatorów rozdzielczych z wykorzystaniem estru syntetycznego, Materiały Konferencyjne XII Konferencja Naukowo-Techniczna Transformatory Energetyczne i Specjalne, Kazimierz Dolny, 3-5.10.2018, str. 9-18.
- [32] Mościcka-Grzesiak H., Zawilgocenie izolacji celulozowej w liczbach w aspekcie zjawisk fizycznych oraz konsekwencji eksploatacyjnych, Międzynarodowa Konferencja Transformator '11, 2011.
- [33] Fleszyński J., Właściwości olejów roślinnych w aspekcie zastosowania w transformatorach energetycznych, Materiały pokonferencyjne, Międzynarodowa Konferencja Transformator '11, str. 4.1/1 – 4.1/9.
- [34] IEEE Guide for Acceptance of Silicone Insulating Fluid and Its Maintenance in Transformers, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 1989.
- [35] Perrier C., Beroual A., Experimental Investigations on Insulating Liquids for Power Transformers: Mineral, Ester, and Silicone Oils, *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2009.
- [36] Brancato E.L., Insulation Aging a Historical and Critical Review, *IEEE Trans. Electr. Insul*, Vol. EI-13 No 4, 08.1978.
- [37] Ageing of cellulose in mineral-oil insulated transformers, Cigre, Task force D1.01.10, 10.2007.
- [38] Fernandes Dinis J.M.B., Gil M.H., Castro J.A.A.M., Hornification – Its origin and interpretations in wood pulps, *Wood Sci Technol* 37, pp. 489 – 494, 2004.
- [39] Lukic J., Deville K., Lessard M.C., Dreier L., Hohlein I.A., Vrsaljko D., Peixoto A., Melzer L., Lewand L., Ding H., Changes of new unused insulating kraft paper properties during drying – Impact on degree of polymerization, *Electra* No. 312, 10.2020.

- [40] Przybyłek P., Mościcka-Grześniak H., The Influence of Water Content and Ageing Degree of Paper Insulation on its Mechanical Strength, International Conference on Solid Dielectrics in Potsdam, Germany, 06.2010.
- [41] Jusner P., Schwaiger E., Potthast A., Rosenau T., Thermal stability of cellulose insulation in electrical power transformers – A review, Elsevier Carbohydrate Polymers 252, 117196, 2021.
- [42] PN-EN 60641-3-1:2008 Materiały Elektroizolacyjne, Preszpan i papier prasowany do zastosowań elektrycznych -- Część 3-1: Wymagania techniczne dla poszczególnych materiałów.
- [43] Adamowicz A., Analiza wpływu temperatury oraz stopnia zawilgocenia i zesterzenia izolacji celulozo-olejowej na parametry modelu Cole-Cole wyznaczone przy wykorzystaniu metody spektroskopii częstotliwościowej FDS, Rozprawa doktorska, Politechnika Opolska, 2015.
- [44] Marek R.P., Calil W., Galhardo L., Souza A., Practical verification of a high temperature insulation system for power transformers, substations and materials, Brazylia 2018.
- [45] IEEE Guide for the Application of High-Temperature Insulation Materials in Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers, IEEE Std 1276™, 2020.
- [46] Szewczyk R., Papier izolacyjny wzmocniony aramidem – właściwości i zastosowania, Urządzenia dla Energetyki, 2, 2019, str. 47-54.
- [47] Szewczyk R., Duart J.-C., Trifigny P., Mitigation of lock-in effect for compact substations with transformers meeting future EU efficiency regulations, 25th International Conference on Electricity Distribution, Paper no 2089, Madrid, 3-6 June 2019.
- [48] Szewczyk R., Marek R., Ballard R.C., Duart J.-C., Vercesi G., Innovative insulation materials helping in cost reduction of modern transformers, 25th International Conference on Electricity Distribution, Paper no 2108, Madrid, 3-6 June 2019.
- [49] DuPont Nomex® 926 Technical Data Sheet, 04.2016.
- [50] DuPont Nomex® 910 Technical Data Sheet, 01.2017.
- [51] Marek R.P., Wicks R.C., Galhardo L., Szewczyk R., New cellulose paper enhanced with aramid – practical example of material thermal evaluation acc. to IEEE Std C57, SCD1 Colloquium Trends in Technology, Materials, Testing and Diagnostics Applied to Electric Power Systems, Philadelphia, Rio de Janeiro, Brazil, 2015.

- [52] Wolny S., Krotowski A., Analysis of Polarization and Depolarization Currents of Samples of Nomex® 910 Cellulose-Aramid Insulation Impregnated with Mineral Oil, *Energies*, 11.2020.
- [53] Strona producenta Nomex®, <https://safety.dupont.com/transformer-insulation-paper>, dostęp 08.07.2021.
- [54] Emsley A.M., Stevens G.C., Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers, *IEE Proc.-Sci Meas. Technol.* Vol. 141, no. 5, 09.1994.
- [55] Lundgaard L.E., Hansen W., Linhjell D., Painter T.J., Aging of Oil-Impregnated Paper in Power Transformers, *IEEE transactions on power delivery*, vol. 19, no. 1, 01.2004.
- [56] Thomas P., Shukla A.K., Raghuvver, Ageing studies on paper-oil to assess the condition of solid insulation used in power transformers, *IEEE 7th International Conference on Solid Dielectrics*, Netherland, 06.2001.
- [57] Ali M., Eley C., Emsley A.M., Heywood R., Xaio X., Measuring and Understanding the Ageing of Kraft Insulating Paper in Power Transformers, *IEEE Electrical Insulation Magazine* Vol. 12, No. 3, 05 – 06.1996.
- [58] Arshad M., Islam S.M., Significance of Cellulose Power Transformer Condition Assessment, *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Vol. 18, No. 5, 10.2011.
- [59] Hill D. J. T., Le T.T., Darveniza M., Saha T., A study of degradation of cellulosic insulation materials in a power transformer. Part 2: tensile strength of cellulose insulation paper. *Polymer Degradation and Stability* 49, pp. 429 – 435, Northern Ireland, 06.1995.
- [60] Oommen T.V., Prevost T.A., Cellulose insulation in oil-filled power transformers: Part II – Maintaining insulation integrity and life, *IEEE Electr. Insul. Mag.*, Vol. 22, No. 2, pp. 5 – 14, 2006.
- [61] Aging of cellulose in mineral-oil insulated transformers, *Cigre Brochure* 323, 2007.
- [62] Kaźmierski M., Olech W., *Diagnostyka techniczna i monitoring transformatorów*, wyd. ZPBE Energopomiar-elektryka sp. z o.o., Gliwice, 2013.
- [63] Susilo A., Suwarno, Khayam U., Tsuchie M., Thein M., Hikita M., Saito T., Study on Dissolved Gas Due Tue Thermally Degraded Insulating Paper in Transformer Oil, *The 4th International Conference on Electrical Engineering and Informatics*, 2013.

- [64] Mihajlovic D., Ivancevic V., Vasovic V., Lukic J., Cellulose Degradation and Transformer Fault Detection by the Application of Integrated Analyses of Gases and Low Molecular Weight Alcohols Dissolved in Mineral Oil, *Energies*, 15, 2022.
- [65] Fofana I., Borsi H., Gockenbach E., Farzaneh M., Aging of transformer insulating materials under selective conditions, *European Transactions on Electrical Power*, 17, 2007, pp. 450-470.
- [66] Fabre J., Pichon A., Deteriorating processes and products of paper in oil. Application to transformers., CIGRE conference, paper 137, 1960.
- [67] Daemisch G., Cole C., How Oxygen and Acids Influence the Aging of Transformers, American Polywater Corporation, Daemisch Transformers series paper #3, 2019
- [68] Bai C.-F., Gao W.-S., Liu T., Hindawi, Analyzing the Impact of Ambient Temperature Indicators on Transformer Life in Different Regions of Chinese Mainland, Publishing Corporation, *The Scientific World Journal*, Volume 2013.
- [69] Pod redakcją J. Gielniak, Ćwiczenia laboratoryjne z inżynierii materiałowej w elektrotechnice, ISBN: 978-83-7143-853-0, 2009.
- [70] Chełkowski A., *Fizyka dielektryków*, Państwowe Wydawnictwo Naukowe, Warszawa 1979.
- [71] Wolny S., Charakterystyki dyspersyjne zespolonej przenikalności elektrycznej papierów aramidowych Nomex® T410 oraz T910 impregnowanych różnymi cieczami dielektrycznymi, *Przegląd Elektrotechniczny*, nr 8, 2020.
- [72] Sobkowski M., Stawinski J., Kraszewski A., Stereochemistry of internucleotide bond formation by the H-phosphonate method. 6. Optimization of the reaction conditions towards highest stereoselectivity, „*Tetrahedron: Asymmetry*”, 19 (21), 2008, pp. 2508–2518.
- [73] Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus, IEEE Std. 62-1995, part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators and Reactors, New York, March 1995.
- [74] Przybyłek P., Nadolny Z., Moscicka-Grzesiak H., Bubble Effect as a Consequence of Dielectric Losses in Cellulose Insulation, *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 17, no. 3, June 2010.
- [75] Garcia D.F., Garcia B., Burgos J.C., Recommendations to improve the efficiency of drying process in power transformers, XIX International Conference on Electrical Machines, ICEM, Rome, 2010.

- [76] Vapor phase transformer drying – part I. Vapor phase drying as part of transformer manufacturing process, *Transformer Magazine*, vol. 3, issue 2, 2016, pp. 52 – 56.
- [77] Firoozi H., Bigdeli M., A new method for evaluation of transformer drying process using transfer function analysis and artificial neural network, *Archives of Electrical Engineering*, vol. 62, 2013, pp. 153-162.
- [78] Moisture equilibrium and moisture migration within transformer insulation systems, CIGRE Working Group A2.30, 06.2008.
- [79] Hohlein I., Kachler A.J., Aging of Cellulose at Transformer Service Temperatures. Part 2. Influence of Moisture and Temperature on Degree of Polymerization and Formation of Furanic Compounds in Free-Breathing Systems, *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Vol. 21, No 5, September/October 2005.
- [80] Content, Liu Z., Liu Q., Wang Z.D., Jarman P., Krause Ch., Smith P.W.R., Gyore A., Partial Discharge Behavior of Transformer Liquids and the Influence of Moisture IEEE International Conference on Liquid Dielectrics, Bled, Slovenia, June 30 – July 3, 2014.
- [81] Ghani S. A., Bakar N.A., Chairul I.S., Khiar M.S., Effects of Moisture Content and Temperature on the Dielectric Strength of Transformer Insulating Oil, *Journal of Advanced Research in Fluid Mechanics and Thermal Sciences*, Vol. 63, November 2019, pp. 107-116.
- [82] Lewandowski K., Morańda H., Zjawisko bąbelkowanie w izolacji stałej transformatorów wykonanej na bazie celulozy oraz aramidu (Nomex<sup>®</sup> 926) zanurzonej w oleju mineralnym i estrze syntetycznym Midel 7131, *Przegląd Elektrotechniczny*, ISSN 0033-2097, R. 98 Nr 10/2022.
- [83] Qi B., Jiao Y., Gao C., Zhang S., Zhao X., Li C., Influence of moisture on the interface charge of oil-pressboard composite insulation under DC voltage, *High Voltage*, 2018, Vol. 3, Iss. 1, pp. 73-77.
- [84] Ariannik M., Razi-Kazemi A.A., Effect of cumulative moisture content on degradation of transformer paper insulation, *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulations*, Vol. 24, No. 1, February 2017, pp. 611-618
- [85] Walczak K., Graczkowski A., Gielniak J., Morańda H., Analiza FDS w ocenie zawilgocenia izolacji transformatorów, *PAK* vol. 54, nr 10/2008.
- [86] Koch M., Kruger M., Tenbohlen S., Comparing Various Moisture Determination Methods for Power Transformers, Southern Africa Regional Conference, CIGRE, 2009.

- [87] Supramanian G.K., Hussien Z.F., Aizam M., Application of Frequency Domain Spectroscopy (FDS) in Assessing Dryness and Ageing State of Transformer Insulation Systems, 2nd IEEE International Conference on Power and Energy (PECon 08), Johor Baharu, Malaysia, December 1-3, 2008.
- [88] Yousof M. F. M., Ekanayake C., Saha T. K., Examining the Ageing of Transformer Insulation Using FRA and FDS Techniques, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Volume: 22, Issue: 2, April 2015, pp. 1258-1265.
- [89] Gubanski S.M., Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers, CIGRE Task Force 15.01.09, Technical Brochure 254, Paris, 2004.
- [90] Szrot M., Subocz J., Diagnostyka zawilgocenia transformatorów z zastosowaniem pomiaru „RVM+PDC”, PAK vol. 54, nr 11/2008.
- [91] Jurcik J., Gutten M., Analysis transformer insulation by PDC method, Przegląd Elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R. 89 NR 1a/2013, str. 169-171.
- [92] Markovic M., Cucic B., Transformer Lifetime Management through Solid and Liquid Insulation Assessment, Euro TechCon, 12.2018.
- [93] Papier i tektura - Oznaczanie zawartości wilgoci w partii - Metoda suszarki komorowej, polska norma EN ISO 287, 2011.
- [94] Qin C., He Y., Shi B., Zhao T., Lv F., Cheng X., Experimental Study on Breakdown Characteristics of Transformer Oil Influenced by Bubbles, Energies, 11, 3, 634, 2018, pp. 1-11.
- [95] Przybyłek P., Morańda H., Mościcka-Grzesiak H., Zjawisko „bubble effect” w izolacji papierowo-olejowej o różnym stopniu zawilgocenia i zesterzenia, PAK, vol. 55, nr 1, 2009, str. 44-46.
- [96] Tenbohlen S., Evolution of bubbles in oil-paper insulation influenced by material quality and ageing, IET Electric Power Applications, 2011, Vol. 5, Iss. 1, pp. 168-174.
- [97] Ghaffarian Niasar M., Edin H., Wang X., Clemence R., Partial Discharge Characteristics Due To Air and Water Vapor Bubbles in Oil, XVII International Symposium on High Voltage Engineering, Hannover, Germany, August 22-26, 2011.
- [98] Instrukcja obsługi AKM 345 Gen 2, wersja nr ECN-27992, 2010, [https://static1.squarespace.com/static/57243cb920c647f685d9c42c/t/597923833e00be451905da71/1501111214979/IST-103-1-EN\\_Installation+Manual.pdf](https://static1.squarespace.com/static/57243cb920c647f685d9c42c/t/597923833e00be451905da71/1501111214979/IST-103-1-EN_Installation+Manual.pdf), dostęp 28.12.2022.
- [99] Poessnik C., Bubble Formation in Power Transformers – a Potential Risk of the Future Network Reliability?, CIGRE For power system expertise, A2, 11139, 2022.

- [100] Wilhelm H., Fernandes P., Dill L., Moscon K., Steffens C., Peres S., Bender V., Marchesan, T., Neto J.F., Development of methodologies to predict incipient faults in power transformers related to particle contamination and bubble formation, CIGRE For power system expertise, D1, 10178, 2022.
- [101] Hill J., Wang Z.D., Liu Q., Krause Ch., Walker D., Review of Experiments Investigating Transformer Insulation Condition on Bubble Inception Temperature, 12<sup>th</sup> IEEE International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials, Xi'an, China, 2018.
- [102] Perkasa C.Y., Lelekakis N., Czaszejko T., Wijaya J., Martin D., A comparison of the Formation of Bubbles and Water Droplets in Vegetable and Mineral Oil Impregnated Transformer Paper, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 21, no. 5, October 2014.
- [103] Oommen T.V., Lindgren S.R., Bubble Evolution from Transformer Overload, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. Developing New Perspectives, vol. 1, 2001, pp. 137-142.
- [104] Przybyłek P., Badania temperatury inicjacji efektu bąbelkowania w izolacji papier-olej, Przegląd Elektrotechniczny, Nr 11b/2010, str. 254-257.
- [105] IEC 60076-14:2013, Power transformers – Part. 14: Liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials, October 2013.
- [106] Prosiński S., Chemia drewna, Państwowe Wydawnictwo Rolnicze i Leśne, Warszawa, 1984.
- [107] Young D.M., Crowell A.D., Fizyczna adsorpcja gazów, Państwowe Wydawnictwo Naukowe, Warszawa, 1968.
- [108] Przybyłek P., The influence of cellulose insulation aging degree on its water sorption properties and bubble evolution, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 17, 2010, pp. 906-912.
- [109] Nanfak A., Eke S., Kom Ch. H., Mouangue R., Fofana I., Interpreting dissolved gases in transformer oil: A new method based on the analysis of labelled fault data, IET Generation, Transmission, Distribution, 15, 2021, pp. 3032-3047.
- [110] Data Sheet Model KBF 115, [https://www.merazet.pl/wp-content/uploads/2013/03/Karta\\_katalogowa\\_KBF-115.pdf](https://www.merazet.pl/wp-content/uploads/2013/03/Karta_katalogowa_KBF-115.pdf), dostęp 02.01.2023.
- [111] Perkasa C.Y., Lelekakis N., Czaszejko T., Martin D., Saha T., Moisture-Bubbling of Vegetable Oil Impregnated Paper at Transformer Overload Temperatures, IEEE 11<sup>th</sup>

International Conference on the Properties and Applications of Dielectrics Materials, Sydney, Australia, 19-22 July 2015, pp. 76-79.

- [112] Hill J., Wang Z., Liu Q., Krause Ch., Wilson G., Analyzing the power transformer temperature limitation for avoidance of bubble formation, High Voltage, Vol. 4, Iss. 3, 2019, pp. 210-216.
- [113] Kassi K.S., Fofana I., Meghnefi F., Yeo Z., Impact of Local Overheating on Conventional and Hybrid Insulations for Power Transformers, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 22, No. 5, October 2015, pp. 2543-2553.