

Dr hab. inż. Piotr Przybyłek

Instytut Elektroenergetyki
Politechnika Poznańska
ul. Piotrowo 3a, 60-965 Poznań, Polska
E-mail: piotr.przybylek@put.poznan.pl

Dr hab. inż. Jarosław Gielniak

Instytut Elektroenergetyki
Politechnika Poznańska
ul. Piotrowo 3a, 60-965 Poznań, Polska
E-mail: jaroslaw.gielniak@put.poznan.pl

Analiza stężeń gazów powstających na skutek oddziaływania łuku elektrycznego na olej mineralny oraz estry naturalne i syntetyczny

Słowa kluczowe: transformator, diagnostyka, olej mineralny, ester naturalny, ester syntetyczny, łuk elektryczny, wyładowania zupełne, gazy, chromatografia gazowa

Streszczenie: W pracy opisano podstawy fizyczne związane z powstawaniem gazów w różnych cieczach elektroizolacyjnych. Dokonano przeglądu literatury dotyczącego analizy gazów generowanych w tych cieczach w wyniku wyładowań zupełnych. Głównym celem badań było porównanie gazów powstających w oleju mineralnym, estrze naturalnym oraz estrze syntetycznym w wyniku oddziaływania na te ciecze wyładowań zupełnych o bardzo dużej energii, co dotychczas nie było przedmiotem badań. Porównania dokonano zarówno pod kątem składu gazów jak i ich stężenia. Wyniki badań miały przede wszystkim dać odpowiedź na pytanie: która z analizowanych cieczy charakteryzuje się większym bezpieczeństwem eksploatacji w sytuacji wystąpienia w układzie izolacyjnym wysokoenergetycznego wyładowania zupełnego.

1. Wprowadzenie

Olej mineralny jest najczęściej wykorzystywaną cieczą w urządzeniach elektroenergetycznych. Jednakże w ostatnich 20 latach obserwuje się wzrost zainteresowania cieczami alternatywnymi, do których zaliczyć można estry syntetyczne oraz estry naturalne [1, 10]. Ciecze te, w porównaniu z olejem mineralnym, charakteryzują się cechami, które uznawane są za ich zalety. Do tych cech należą przede wszystkim walory ekologiczne (biodegradowalność, nietoksyczność), bezpieczeństwo eksploatacji związane z wysoką temperaturą zapłonu oraz palenia [1, 2, 4, 13, 14], a także duża rozpuszczalność wody [1, 19, 20].

Bezpieczeństwo pożarowe jest jednym z istotniejszych problemów, z jakimi borykają się producenci oraz użytkownicy urządzeń elektroenergetycznych. Dotyczy to przede wszystkim urządzeń wypełnionych cieczami elektroizolacyjnymi, wykorzystywanych w obszarach zabudowanych oraz gęsto zaludnionych. Firmy zajmujące się ubezpieczeniem urządzeń elektroenergetycznych są coraz bardziej świadome ryzyka pożarowego związanego z zastosowaniem różnych rodzajów cieczy elektroizolacyjnych. W związku z tym wymagają

od użytkowników tych urządzeń określenia specyfiki pożarowej zastosowanych cieczy [1-3, 16, 18].

Estry syntetyczne są stosowane głównie w transformatorach rozdzielczych oraz transformatorach instalowanych w miejscach, w których bezpieczeństwo pożarowe oraz względy ochrony środowiska są najistotniejsze. Coraz częściej używa się ich w transformatorach sieciowych oraz w transformatorach specjalnych, pracujących w trakcji, lokomotywach wysokich prędkości i farmach wiatrowych. Estry syntetyczne są powszechnie stosowane tam, gdzie spodziewana jest wysoka temperatura pracy urządzeń, często w połączeniu z odporną na wysoką temperaturę izolacją stałą, np. papierem aramidowym. Pierwsze transformatory sieciowe napełniane estrami syntetycznymi zainstalowano w Europie w 2003 roku [1, 10].

Estry naturalne są stosowane powszechnie w Stanach Zjednoczonych do zastępowania oleju mineralnego w transformatorach rozdzielczych na napięcie do 60 kV. W Europie, pierwsze komercyjne zastosowanie estru naturalnego w transformatorach miało miejsce pod koniec lat 90-tych ubiegłego wieku [1, 21].

Ciecze elektroizolacyjne, alternatywne dla oleju mineralnego, takie jak ester syntetyczny i ester naturalny, są wybierane przez operatorów sieci coraz chętniej, ale wciąż z dużą rezerwą. Wynika ona z tego, że w przeciwieństwie do oleju mineralnego, właściwości tych cieczy nie zostały jeszcze dobrze poznane. Jedną z istotniejszych właściwości związanych z bezpieczeństwem eksploatacji transformatorów są właściwości gazowe cieczy. W kilku ośrodkach naukowych na świecie trwają obecnie prace związane z analizą gazów generowanych w alternatywnych cieczach elektroizolacyjnych w sytuacji wystąpienia w układzie izolacyjnym wylądowań niezupełnych i zupełnych oraz przegrzań. Prace te są ukierunkowane na wskazanie gazów charakterystycznych dla danego rodzaju defektu oraz na wyznaczenie wartości typowych stężeń poszczególnych gazów. Prace te są niezbędne do prowadzenia badań diagnostycznych DGA (*Dissolved Gas Analysis*) dla transformatorów izolowanych nowymi cieczami elektroizolacyjnymi. Należy w tym miejscu zaznaczyć, że metoda DGA jest uważana za podstawową metodę diagnostyczną transformatorów najwyższych napięć.

2. Podstawy fizyczne związane z powstawaniem gazów w cieczach elektroizolacyjnych

Oleje mineralne są mieszaniną węglowodorów naftenowych (C_nH_{2n} , C_nH_{2n-2}), parafinowych (C_nH_{2n+2}) i aromatycznych (C_nH_n). Posiadają w swojej strukturze grupy CH, CH_2 i CH_3 połączone ze sobą za pomocą wiązań węgiel-węgiel. Zerwanie wiązań C-C lub C-H może być spowodowane narażeniami elektrycznymi lub cieplnymi oleju mineralnego. Efektem tego jest powstawanie małych (pośród wielu bardziej złożonych form), niestabilnych cząsteczek w formie rodnikowej lub jonowej (H^\bullet , CH_3^\bullet , CH_2^\bullet , CH^\bullet , C^\bullet), które gwałtownie rekombinują do cząsteczek gazów takich jak wodór, czy węglowodory z jednym, dwoma, trzema lub czterema atomami węgla. Powstają również stałe cząstki węgla i polimery węglowodorowe. Gazy rozpuszczają się w cieczy elektroizolacyjnej lub koncentrują się w przestrzeni nad cieczą w sytuacji gdy ich generacja przebiega gwałtownie i powstają w bardzo dużej ilości [17].

Przyczynami rozkładu estrów naturalnych i syntetycznych, podobnie jak w przypadku oleju mineralnego, są narażenia elektryczne i termiczne. Duża liczba grup estrowych i łańcuchów estrowych (od 16 do 18 atomów węgla) w połączeniu z brakiem struktur naftenowych i aromatycznych, które występują w oleju mineralnym, nadaje estrom znacznie inny skład. Chociaż gazy generowane pod wpływem naprężeń elektrycznych i termicznych dla oleju mineralnego i estrów są takie same, to należy zauważyć znaczną różnicę w ilości

generowanych gazów oraz w różnej rozpuszczalności tych gazów w cieczach elektroizolacyjnych. Przykładem mogą być tu tlenek i dwutlenek węgla, które powstają w bardzo dużych ilościach w przypadku narażenia termicznego estrów [9, 10, 22].

Podobnie jak w przypadku oleju mineralnego, głównymi przyczynami rozkładu estrów jest zrywanie wiązań węgiel-wodór oraz węgiel-węgiel. W ten sposób powstają wolne rodniki wodorowe i węglowodorowe. Mogą one łączyć się z innymi cząsteczkami tworząc w ten sposób wodór, metan, etan, propan, butan. Dalszy rozkład może prowadzić do formowania się takich produktów jak: etylen, acetylen, propylen lub w ekstremalnych przypadkach cząstek węgla.

Podczas wyładowań o małej energii, takich jak wyładowania niezupełne dochodzi do zrywania najsłabszych wiązań C-H (338 kJ/mol) wywołanego zjawiskiem jonizacji. W takiej sytuacji powstaje głównie wodór. Znacznie większa energia jest potrzebna do zerwania silniejszych wiązań C-C (607 kJ/mol), podwójnych wiązań C=C (720 kJ/mol) lub wiązań potrójnych C≡C (960 kJ/mol) [16, 17].

Z danych literaturowych wynika, że gazami charakterystycznymi, które powstają w wyniku wyładowań zupełnych w oleju mineralnym, są C₂H₂, H₂, CH₄, C₂H₄, przy czym acetylen uważany jest za gaz kluczowy [6, 11, 16, 17].

Powstanie dużych ilości acetyleny wymaga temperatury powyżej 800°C i jej szybkiego spadku, co warunkuje stabilność tego gazu. Acetylen jest formowany w znacznych ilościach głównie w sytuacji wystąpienia łuku elektrycznego. Obecność łuku wiąże się z wystąpieniem kanału wyładowczego, którego temperatura wynosi kilka tysięcy stopni Celsjusza, natomiast otaczający olej ma temperaturę poniżej 400°C co sprzyja tworzeniu się acetyleny. Gaz ten może również powstawać w temperaturze poniżej 800°C, ale w dużo mniejszych ilościach. W temperaturze z zakresu od 500°C do 800°C obserwuje się formowanie cząsteczek węgla. Zjawisko to występuje głównie w sytuacji wystąpienia łuku bądź lokalnego przegrzania oleju [17].

Jak wspomniano wcześniej, głównymi przyczynami powstawania gazów, zarówno w przypadku oleju mineralnego jak i estrów, jest zrywanie wiązań węgiel-wodór oraz węgiel-węgiel. W związku z tym gazami powstającymi w wyniku rozkładu tych cieczy są głównie wodór i węglowodory. Ze względu na skład chemiczny oleju i estrów należy się jednak spodziewać znaczących różnic w ilości generowanych gazów, w poszczególnych cieczach.

3. Analiza jakościowa i ilościowa gazów powstających w cieczach elektroizolacyjnych – przegląd literatury

Zgodnie z normą PN-EN 60599 [17] defekty elektryczne występujące w układzie izolacyjnym można podzielić na wyładowania niezupełne, wyładowania zupełne o małej energii i wyładowania zupełne o dużej energii. Poniżej przedstawiono przegląd literatury skupiając się na analizie gazów powstających na skutek wyładowań zupełnych w różnych cieczach elektroizolacyjnych.

I. U-Khan, Z. Wang, I. Cotton i S. Northcote w pracy [23] przedstawili wyniki badań DGA dla cieczy elektroizolacyjnych poddanych oddziaływaniu łuku elektrycznego o małej energii. Badania przeprowadzili w układzie ostrze-płyta z odległością międzyelektrodową wynoszącą 15 mm. Aby zapewnić odpowiednio duże stężenie gazów doprowadzali do dwudziestu przebiegów każdej z badanych cieczy. Po wystąpieniu przebiecia napięcie było natychmiast wyłączane poprzez zastosowanie przekaźnika nadprądowego, którego wartość po stronie pierwotnej transformatora probierczego była ustawiona na 3 A. Czas wyłączenia napięcia po wystąpieniu wyładowania mieścił się w zakresie od 20 do 100 ms. Próbkę do

badan pobierane były za pomocą zaworu umieszczonego na dnie szczelnego naczynia. Według autorów pracy [23], w sytuacji zapewnienia odpowiednio długiego czasu pomiędzy wystąpieniem przebicia a pobraniem próbki, można oczekiwać równomiernego rozkład gazów w całej objętości cieczy. Niestety autorzy nie podali jaki to był czas. W tablicy 1 przytoczono wyniki ich prac.

Tablica 1. Wyniki badań uzyskane przez autorów pracy [23] związane z narażeniem różnych cieczy elektroizolacyjnych na oddziaływanie wyładowań zupełnych (wz)

GAZ \ CIECZ	STĘŻENIE GAZU, ppm					
	OLEJ MINERALNY		ESTER NATURALNY		ESTER SYNTETYCZNY	
	PRZED WZ	PO WZ	PRZED WZ	PO WZ	PRZED WZ	PO WZ
H ₂	5	901	8	191	7	97
CH ₄	1	145	1	14	0	9
C ₂ H ₆	0	24	2	10	0	2
C ₂ H ₄	1	270	1	63	1	26
C ₂ H ₂	1	1540	6	280	0	126
CO	18	6	6	51	9	37
TDCG	26	2886	24	609	17	297

Na podstawie przeprowadzonych badań związanych z narażaniem cieczy elektroizolacyjnych na oddziaływanie wyładowań zupełnych o małej energii autorzy pracy [23] wskazali, że acetylen jest jednym z kluczowych gazów powstających w przypadku wszystkich badanych cieczy. Wszystkie badane próbki charakteryzowały się dużym stężeniem tego gazu. Pomimo tego samego narażenia cieczy stwierdzili od 5 do 10 razy większe stężenie acetylenu w oleju mineralnym niż w przypadku estrów. Autorzy pracy [23] stwierdzili również duże stężenie wodoru i etylenu dla cieczy narażonych na wyładowania zupełne o małej energii. Wskazali również na mniej intensywną generację gazów w estrach w stosunku do oleju mineralnego. Zdaniem autorów tej pracy może to utrudniać identyfikację defektów.

M. Jovalekic, D. Vukovic i S. Tenbohlen w pracy [12] przedstawili wyniki badań wpływu wyładowań zupełnych na generację gazów w różnych cieczach elektroizolacyjnych. Badane ciecze zostały poddane 90 uderom piorunowym (1,2/50 μ s) w układzie ostrze–ostrze (odstęp między elektrodami równy 4 mm) w szczelnie zamkniętym naczyniu o objętości 1618 ml. Następnie każda z cieczy była mieszana, aby uzyskać jednorodny rozkład gazów w całej jej objętości. W kolejnym kroku pobierano próbkę i wykonywano analizę chromatograficzną, której wyniki przedstawiono w tablicy 2.

Tablica 2. Wyniki badań uzyskane przez autorów pracy [12] związane z narażeniem różnych cieczy elektroizolacyjnych na oddziaływanie wyładowań zupełnych

GAZ \ CIECZ	STĘŻENIE GAZU, ppm		
	OLEJ MINERALNY	ESTER NATURALNY	ESTER SYNTETYCZNY
H ₂	1775	605	558
CH ₄	155	99	120
C ₂ H ₆	<1	<1	<1
C ₂ H ₄	214	229	118
C ₂ H ₂	2100	953	915
CO	<1	155	308
TDCG	4244	2041	2019

Napięcie udarowe było równe 134 kV, co przekładało się na energię na kondensatorach równą 409,6 J (generator czterostopniowy). Jednak jedynie od 0,1 do 1% tej energii brało udział w rozkładzie cieczy. Większość energii była zamieniana na ciepło w rezystorze tłumiącym generatora.

Na podstawie otrzymanych wyników autorzy pracy [12] stwierdzili, że gazami kluczowymi powstającymi przy tym typie defektu jest wodór i acetylen. W przypadku estrów stwierdzili też obecność tlenku węgla w przeciwieństwie do oleju mineralnego, gdzie tego gazu nie oznaczono.

R. Eberhardt i inni w pracy [5] również analizowali wpływ wyładowań zupełnych na generację gazów w oleju mineralnym, estrze naturalnym oraz estrze syntetycznym. Badania przeprowadzili w naczyniu o objętości 17 litrów w układzie płyta–elektroda w kształcie litery U. Pomiedzy elektrodami umieszczony był preszpan. Napięcie przemienne było podnoszone w ten sposób, aby wyładowanie zupełne pojawiło się po około 20 sekundach. Dokonywano dziesięciokrotnego przebiccia elektrycznego każdej próbki. Autorzy pracy stwierdzili, że acetylen jest kluczowym gazem przy tym typie defektu. Przy czym największy jego wzrost w stosunku do wartości wyjściowej stwierdzili dla estru naturalnego. Przyrost acetyleny w oleju mineralnym i estrze syntetycznym był na zbliżonym poziomie. Stwierdzili znaczną różnicę w generacji gazów pomiędzy estrem naturalnym i estrem syntetycznym. W przypadku estru naturalnego wykazali obecność acetyleny i etanu. Stwierdzili również, że nie następuje wzmożona generacja tlenku i dwutlenku węgla w przypadku estrów zarówno naturalnego jak i syntetycznego.

C. Perrier, M. Marugan, M. Saravolac i A. Beroual w pracy [15] wykazali, że w przypadku narażeń oleju mineralnego oraz estrów na wyładowania zupełne o małej energii powstają głównie wodór i acetylen.

Podsumowując wyżej przytoczony przegląd literatury można stwierdzić, że w dotychczas prowadzonych badaniach autorzy skupili się głównie na analizie gazów powstających w wyniku krótkotrwałego oddziaływania wyładowania zupełnego o małej energii. Autorzy niniejszej pracy przeprowadzili badania dla narażeń cieczy wyładowaniem zupełnym w postaci łuku elektrycznego o bardzo dużej energii sięgającej 5 kJ. Warunki tych badań oraz ich wyniki przytoczono w kolejnym rozdziale.

4. Badania gazów generowanych w cieczach elektroizolacyjnych na skutek oddziaływania wyładowań zupełnych

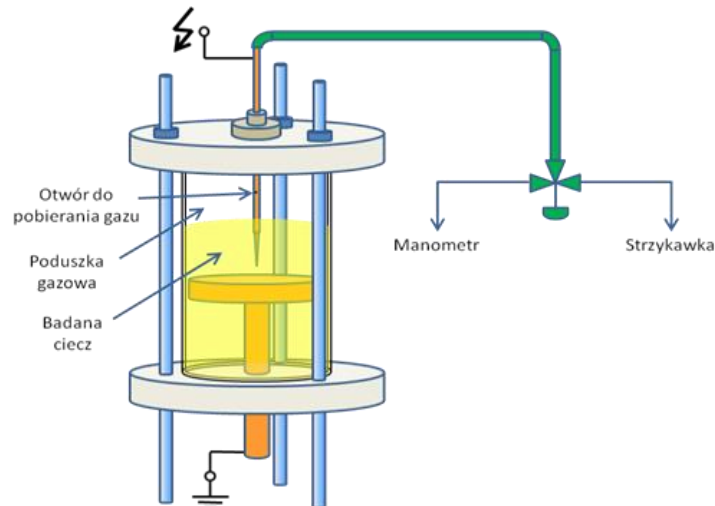
4.1. Cel badań

Celem badań było porównanie gazów wygenerowanych w oleju mineralnym, estrze naturalnym (wyprodukowanym na bazie oleju sojowego) oraz estrze syntetycznym w wyniku oddziaływania na te cieczy wyładowań zupełnych. Porównania dokonano zarówno pod kątem jakościowym jak i ilościowym. Wyniki przeprowadzonych badań miały przede wszystkim dać odpowiedź na pytanie: która z analizowanych cieczy charakteryzuje się większym bezpieczeństwem eksploatacji w sytuacji wystąpienia w układzie izolacyjnym wyładowań zupełnych.

Pod wpływem łuku o wysokiej energii w cieczach generowane były bardzo duże ilości gazów w postaci pęcherzy, które przedostawały się do poduszki gazowej nad lustrem cieczy. Ilość generowanych gazów była na tyle duża, że powodowała znaczące zmiany ciśnienia w komorze. Ze względu na krótki czas trwania wyładowań (5, 10 lub 15 s) oraz pobieranie próbek niezwłocznie po wygaszeniu łuku elektrycznego tylko nieznaczna część wygenerowanego gazu miała szansę rozpuścić się w cieczy. Dlatego też analizowano mieszaninę gazów pobraną z przestrzeni nad badaną cieczą.

4.2. Układ do generowania gazów i procedura badań

Do narażania badanych cieczy wyładowaniami zupełnymi wykorzystano hermetyczną komorę używaną wcześniej do badań odpowiedzi dielektrycznej próbek preszpanowych [7, 8], którą przebudowano na potrzeby niniejszego eksperymentu (rys. 1). Ściany komory wykonano z rury szklanej natomiast podstawę oraz pokrywę komory stanowiły krążki ze szkła organicznego. Wszystkie połączenia śrubowe wykonano jako gazoszczelne stosując olejoodporne uszczelki typu *O-ring*. Po zmontowaniu komory przeprowadzono próby szczelności z użyciem sprężonego powietrza. Nie stwierdzono spadku ciśnienia w całym układzie (w przewidywanych zakresach ciśnienia, jakie mogło wystąpić podczas eksperymentu), zatem układ uznano za gazoszczelny.



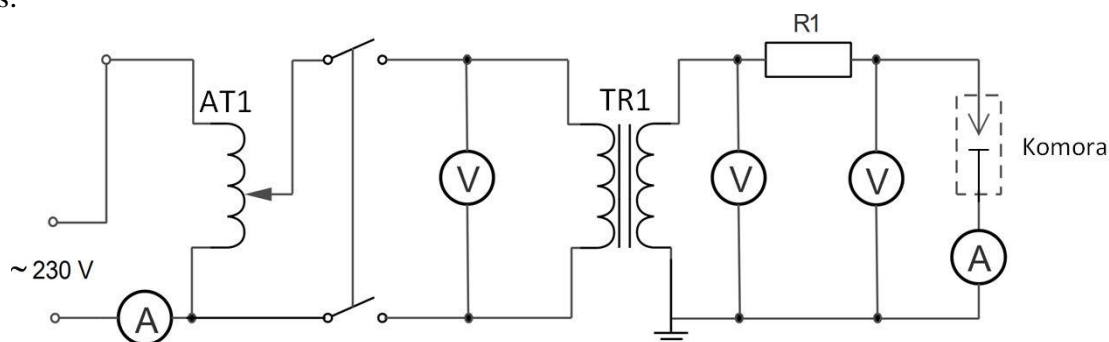
Rys. 1. Szkic komory do narażania cieczy izolacyjnych wyładowaniami zupełnymi

Komora ma objętość 1800 cm^3 , po uwzględnieniu objętości elektrody, która wynosiła 106 cm^3 wyznaczono objętość cieczy w komorze. Wysokość słupa cieczy w komorze wynosiła $15,5 \text{ cm}$, zatem znając wymiary komory można obliczyć objętość oleju. Obliczona objętość oleju była równa 1360 cm^3 . Objętość pozostałego w komorze powietrza była zatem równa 334 cm^3 .

Łuk elektryczny był wywoływany w układzie ostrze–płyta. Odległość między elektrodami wynosiła 3 mm . Elektroda ostrzowa była podłączona do źródła wysokiego napięcia natomiast elektroda płaska była uziemiona. Aby umożliwić badanie zmian ciśnienia w komorze oraz pobieranie próbek gazu znad powierzchni cieczy bez kontaktu z powietrzem atmosferycznym zaprojektowano specjalną elektrodę ostrzową. Elektroda ta była wykonana w postaci mosiężnej rurki (o średnicy zewnętrznej 3 mm i wewnętrznej 2 mm) zakończonej z jednej strony miedzianym stożkiem. Rurka, w części która znajdowała się nad powierzchnią cieczy, miała wywiercony otwór o średnicy 1 mm . Drugi koniec elektrody ostrzowej podłączony był z użyciem dielektrycznych rurek wykonanych z PCV z zaworem trójdrożnym. Zawór umożliwiał łączenie układu z manometrem lub gazoszczelną strzykawką wykorzystywaną do pobierania gazu znad powierzchni cieczy.

Doprowadzenie napięcia do komory zapewniał układ przedstawiony na rysunku 2. W układzie do regulacji napięcia wykorzystano autotransformator (AT1), prąd i napięcie w obwodzie autotransformatora były monitorowane. Napięcie podawane z autotransformatora podnoszono z użyciem transformatora wysokiego napięcia (TR1) o przekładni $110000/220$. Po stronie WN mierzono napięcie z użyciem kilowoltomierzy elektrostatycznych oraz prąd z użyciem miliamperomierza. Do ograniczania prądu wyładowania zastosowano nieliniowy opornik wodny R1.

Po zapłonie łuku w komorze (zapłon łuku następował w wypadku oleju mineralnego przy napięciu 25 kV, estru syntetycznego przy napięciu 24 kV i estru naturalnego przy napięciu 25 kV), wartości napięcia panującego na uzwojeniach górnych AT1 i TR1 ulegały obniżeniu. Napięcie i prąd łuku dla wszystkich cieczy były podobne i wynosiły odpowiednio 2,5 kV i 140 mA. Pomiar prądu łuku znajduje odzwierciedlenie w wartości prądu notowanego po stronie niskiej układu, który podczas zapłonu łuku wynosił 70 A (przekładnia TR1 wynosi 500 zatem transformacja prądu zachodziła zgodnie z przekładnią: $70 \text{ A} / 500 = 140 \text{ mA}$). Moc jaka wydzielana się na łuku wynosiła zatem $2,5 \text{ kV} \cdot 0,14 \text{ A} = 350 \text{ W}$, co odpowiada wydzielonej energii: 1750, 3500 i 5250 J odpowiednio dla czasów oddziaływania łuku 5, 10 i 15 s.



Rys. 2. Schemat układu probierczego wysokiego napięcia

Wszystkie badane cieczy poddano narażeniu łukiem elektrycznym przez 5, 10 i 15 s. Procedura narażania cieczy łukiem elektrycznym przebiegała następująco:

- kondycjonowanie cieczy w powietrzu o ciśnieniu atmosferycznym do uzyskania zawilgocenia względnego cieczy równego 40%; przygotowano po 4,5 litra każdej z badanych cieczy,
- zalanie komory badaną cieczą – objętość cieczy wynosiła 1360 cm^3 ,
- uszczelnienie komory, poprzez dokręcenie wszystkich połączeń śrubowych,
- podłączenie manometru,
- podłączenie przewodów zasilającego i uziemiającego do odpowiednich elektrod,
- ustawienie zaworu trójdrożnego w pozycji umożliwiającej pomiar ciśnienia,
- podnoszenie napięcia aż do momentu zapłonu łuku,
- utrzymanie łuku przez 5 s,
- pozostawienie komory na czas 1 min celem ujścia powstałych w cieczy pęcherzyków gazu do przestrzeni gazowej nad lustrem cieczy,
- pomiar ciśnienia w przestrzeni gazowej,
- odpowiednie ustawienie zaworu trójdrożnego i pobranie 12 ml gazu do analizy chromatograficznej.

Następnie dla każdej z cieczy powtarzano dwukrotnie czynności od punktu 2 do 11 wydłużając każdorazowo czas utrzymania łuku (punkt 8) o 5 s.

Do analizy gazów wygenerowanych w trakcie oddziaływania zupełnych na olej mineralny, ester naturalny oraz ester syntetyczny wykorzystano chromatograf gazowy typ 8610C TOGA firmy SRI Instruments. Chromatograf wyposażony jest w dwa detektory płomieniowo-jonizacyjny FID (ang. *Flame Ionization Detector*) i cieplno-przewodnościowy

TCD (ang. *Thermal Conductivity Detector*). Za pomocą detektora FID oznaczane są kolejno następujące gazy: tlenek węgla, metan, dwutlenek węgla, etylen, etan, acetylen, propan, propylen, natomiast za pomocą detektora TCD oznaczane są kolejno: wodór, tlen i azot.

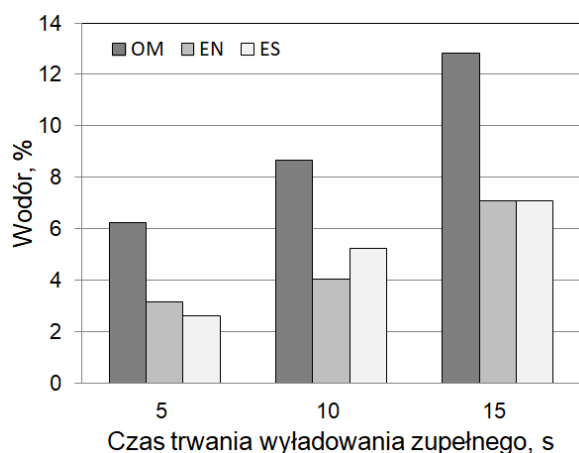
4.3. Wyniki badań i wnioski

W tablicy 3 oraz na rysunkach od 3 do 15 przedstawiono wyniki analizy jakościowej i ilościowej gazów powstałych w oleju mineralnym oraz w estrze naturalnym i syntetycznym w trakcie trwania wyładowania zupełnego o czasie 5, 10 i 15 sekund.

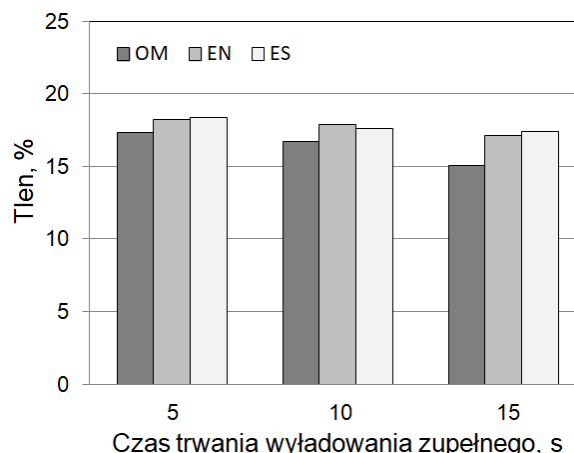
Do pomiaru ciśnienia gazu znajdującego się nad lustrem oleju wykorzystano manometr. W tablicy 4 oraz na rysunku 16 przedstawiono wyniki tych badań.

Tablica 3. Zestawienie gazów powstałych w oleju mineralnym oraz w estrze naturalnym i syntetycznym w trakcie trwania wyładowania zupełnego o czasie 5, 10 i 15 sekund; area – pole powierzchni pików na chromatogramie gazowym proporcjonalne do stężenia butanu, TCG (*Total Combustible Gas*) – suma gazów palnych

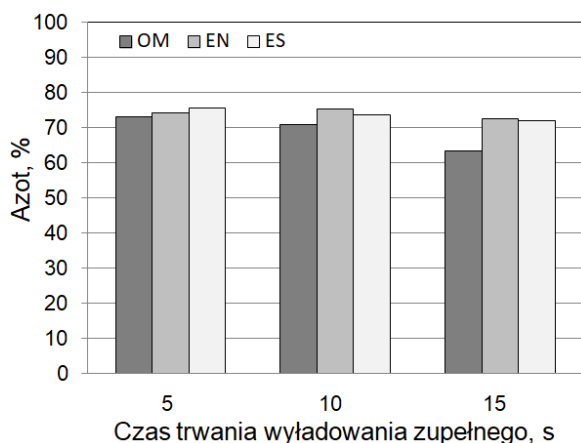
GAZ \ CIECZ	OLEJ MINERALNY			ESTER NATURALNY			ESTER SYNTETYCZNY		
	5 s	10 s	15 s	5 s	10 s	15 s	5 s	10 s	15 s
H ₂ , %	6,228	8,671	12,82	3,143	4,047	7,087	2,605	5,213	7,065
O ₂ , %	17,30	16,73	15,06	18,22	17,883	17,12	18,33	17,61	17,40
N ₂ , %	73,25	70,96	63,41	74,30	75,39	72,55	75,72	73,74	72,06
CO, %	0,0409	0,0204	0,0380	0,6576	0,8518	1,402	1,043	2,114	2,886
CH ₄ , %	0,3111	0,4609	0,7092	0,0436	0,0505	0,0943	0,0386	0,0871	0,1190
CO ₂ , %	0,0694	0,1175	0,0483	0,1017	0,1078	0,1270	0,0825	0,0990	0,1223
C ₂ H ₄ , %	0,2827	0,3789	0,5804	0,0578	0,0721	0,1315	0,0474	0,1103	0,1501
C ₂ H ₆ , %	0,0055	0,0086	0,0133	0,0006	0,0009	0,0010	0,0008	0,0018	0,0024
C ₂ H ₂ , %	2,816	3,763	5,678	1,395	1,769	2,957	0,9189	1,970	2,724
C ₃ H ₈ , %	0,0003	0,0004	0,0006	-	-	-	-	-	0,0002
C ₃ H ₆ , %	0,0260	0,0376	0,0575	0,0021	0,0021	0,0034	0,0020	0,0049	0,0064
C ₄ H ₁₀ , area	32,90	48,30	71,40	6,10	7,10	10,90	4,24	7,70	14,64
TCG, %	9,7105	13,3408	19,897	5,2997	6,7934	11,6762	4,6557	9,5011	12,9531



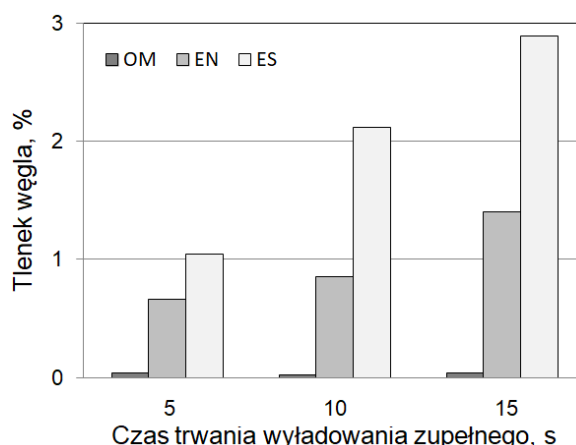
Rys. 3. Stężenie **wodoru** w zależności od czasu trwania wyładowania zupełnego dla oleju mineralnego (OM), estru naturalnego (EN) oraz estru syntetycznego (ES)



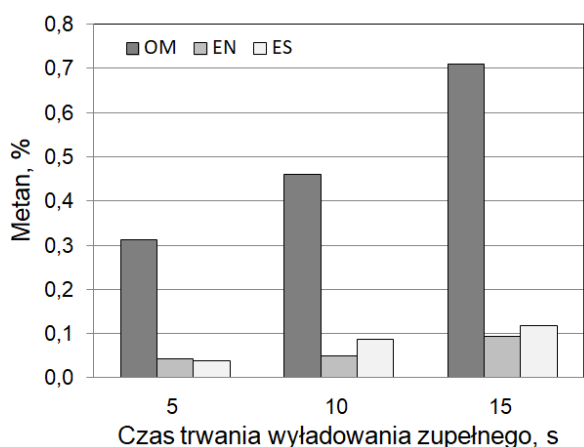
Rys. 4. Stężenie **tlenu** w zależności od czasu trwania wyładowania zupełnego dla oleju mineralnego (OM), estru naturalnego (EN) oraz estru syntetycznego (ES)



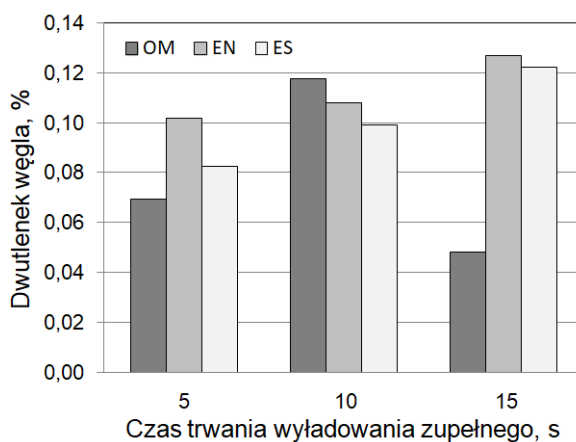
Rys. 5. Stężenie **azotu** w zależności od czasu trwania wyładowania zupełnego dla oleju mineralnego (OM), estru naturalnego (EN) oraz estru syntetycznego (ES)



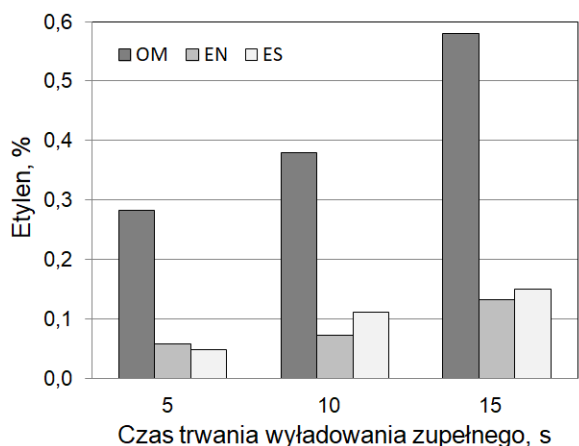
Rys. 6. Stężenie **tlenku węgla** w zależności od czasu trwania wyładowania zupełnego dla oleju mineralnego (OM), estru naturalnego (EN) oraz estru syntetycznego (ES)



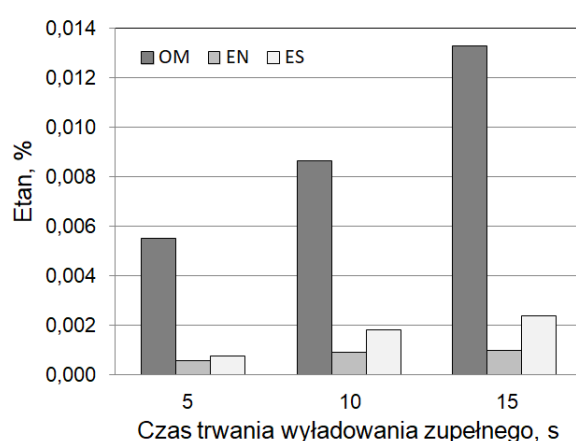
Rys. 7. Stężenie **metanu** w zależności od czasu trwania wyładowania zupełnego dla oleju mineralnego (OM), estru naturalnego (EN) oraz estru syntetycznego (ES)



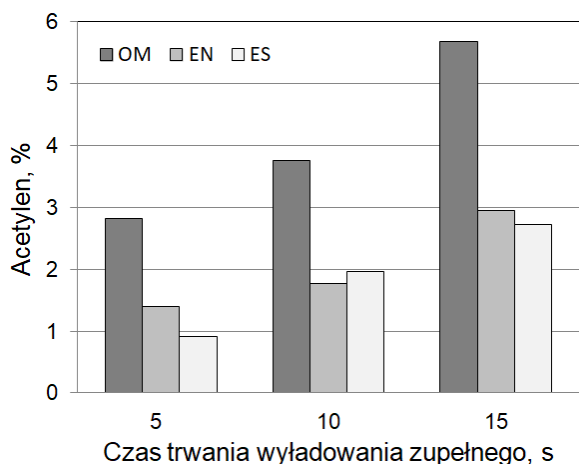
Rys. 8. Stężenie **dwutlenku węgla** w zależności od czasu trwania wyładowania zupełnego dla oleju mineralnego, estru naturalnego (EN) oraz estru syntetycznego (ES)



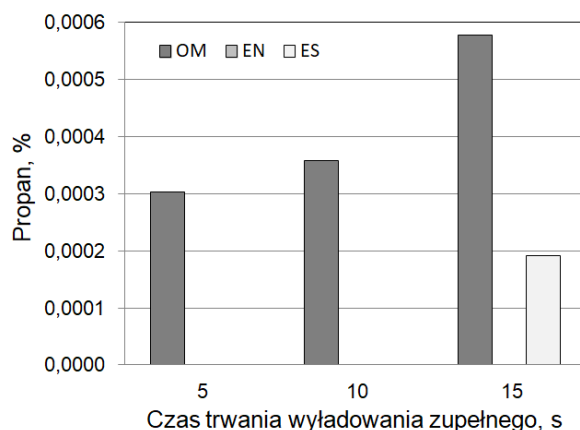
Rys. 9. Stężenie **etylenu** w zależności od czasu trwania wyładowania zupełnego dla oleju mineralnego (OM), estru naturalnego (EN) oraz estru syntetycznego (ES)



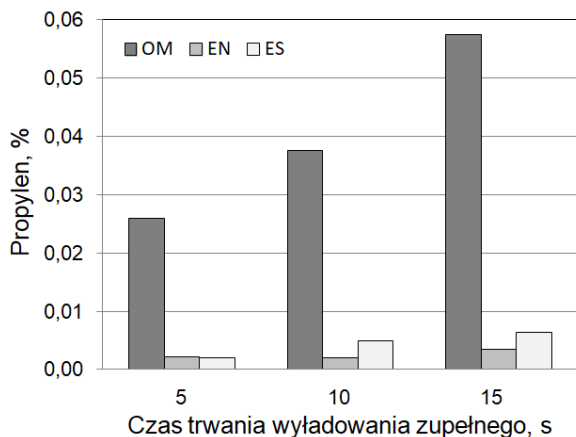
Rys. 10. Stężenie **etanu** w zależności od czasu trwania wyładowania zupełnego dla oleju mineralnego (OM), estru naturalnego (EN) oraz estru syntetycznego (ES)



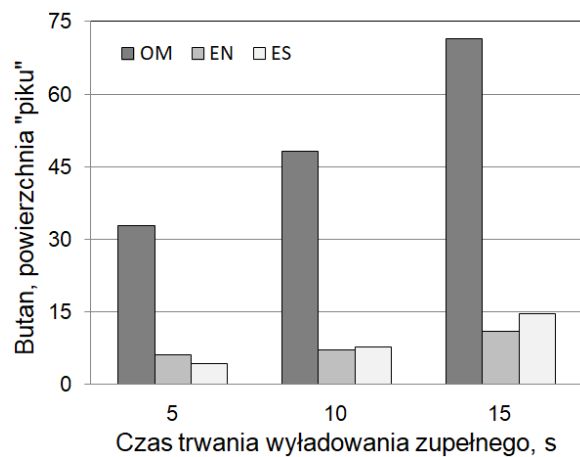
Rys. 11. Stężenie **acetylenu** w zależności od czasu trwania wyładowania zupełnego dla oleju mineralnego (OM), estru naturalnego (EN) oraz estru syntetycznego (ES)



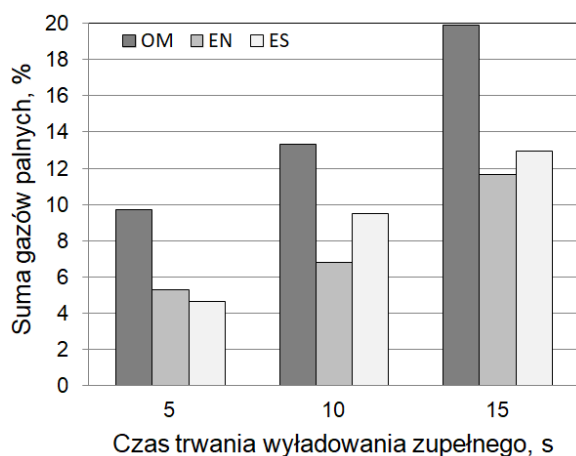
Rys. 12. Stężenie **propanu** w zależności od czasu trwania wyładowania zupełnego dla oleju mineralnego (OM), estru naturalnego (EN) oraz estru syntetycznego (ES)



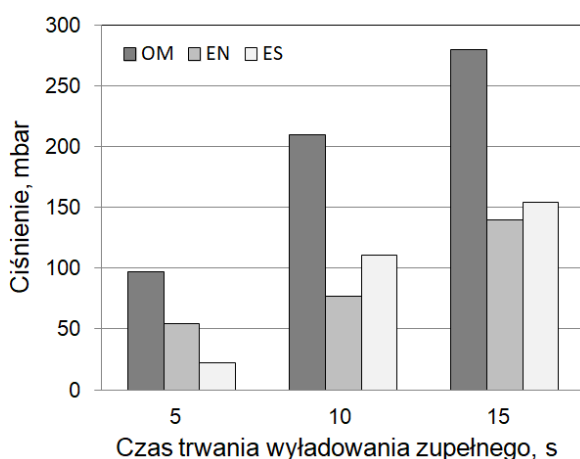
Rys. 13. Stężenie **propylenu** w zależności od czasu trwania wyładowania zupełnego dla oleju mineralnego (OM), estru naturalnego (EN) oraz estru syntetycznego (ES)



Rys. 14. Stężenie **butanu** w zależności od czasu trwania wyładowania zupełnego dla oleju mineralnego (OM), estru naturalnego (EN) oraz estru syntetycznego (ES)



Rys. 15. **Suma gazów palnych** w zależności od czasu trwania wyładowania zupełnego dla oleju mineralnego (OM), estru naturalnego (EN) oraz estru syntetycznego (ES)



Rys. 16. **Ciśnienie gazu** nad lustrem cieczy w zależności od czasu trwania wyładowania zupełnego dla oleju mineralnego (OM), estru naturalnego (EN) oraz estru syntetycznego (ES)

Tablica 4. Ciężnienie gazu nad lustrem cieczy elektroizolacyjnej zmierzone bezpośrednio po wygaszeniu łuku trwającego 5, 10 i 15 sekund

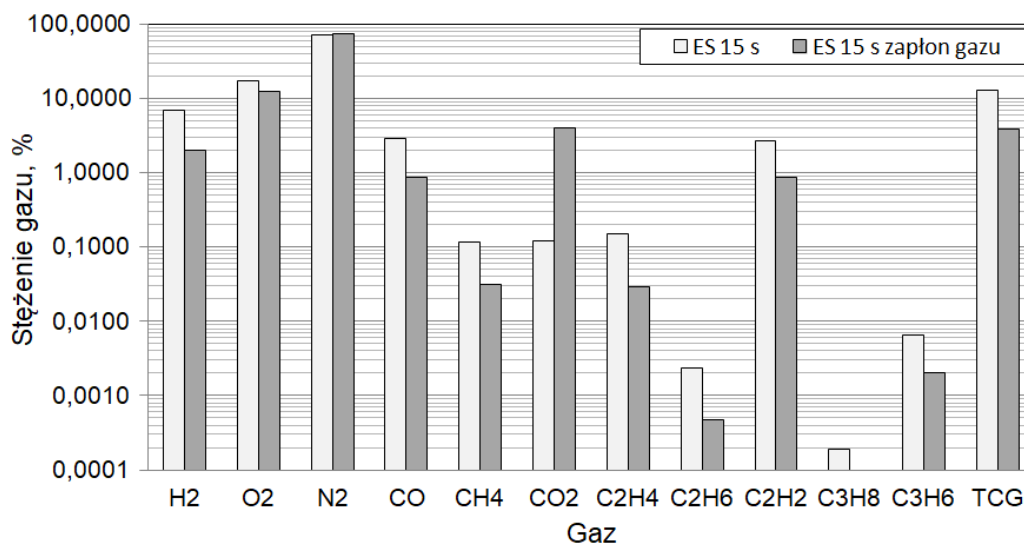
Ciecz	Olej mineralny			Ester naturalny			Ester syntetyczny		
	Czas	5 s	10 s	15 s	5 s	10 s	15 s	5 s	10 s
Ciężnienie, mbar	97	210	280	54	77	140	22	111	154

Na podstawie powyżej przedstawionych wyników wyciągnięto następujące wnioski:

- w przypadku wszystkich zbadanych cieczy elektroizolacyjnych stwierdzono występowanie następujących gazów palnych: wodoru, tlenku węgla, metanu, etylenu, etanu, propylenu oraz butanu
- w przypadku estru naturalnego nie stwierdzono obecności gazu palnego propanu
- dla wszystkich badanych cieczy, gazami kluczowymi, występującymi w bardzo dużym stężeniu, były wodór i acetylen, natomiast w przypadku estrów stwierdzono również występowanie dużego stężenia tlenku węgla. Dla przyjętych warunków eksperymentu stężenia tych gazów przekraczają wartość 1% (10000 ppm). Gazy te mogą być wykorzystywane do identyfikacji defektu jakim jest wyładowanie o dużej energii
- suma gazów palnych (z pominięciem butanu, dla którego niemożliwe było przeprowadzenie analizy ilościowej ze względu na brak tego gazu w mieszaninie gazowej używanej do kalibracji chromatografu) jest o około 38% większa w przypadku oleju mineralnego niż w przypadku obu estrów. Wskazuje to na większe bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń wypełnionych estrami w sytuacji wystąpienia wysokoenergetycznego wyładowania zupełnego
- wzrostowi sumy gazów palnych (rys. 15) generowanych w trakcie oddziaływania wyładowania zupełnego, dla wszystkich badanych cieczy, towarzyszył wzrost ciśnienia w układzie pomiarowym (rys. 16).

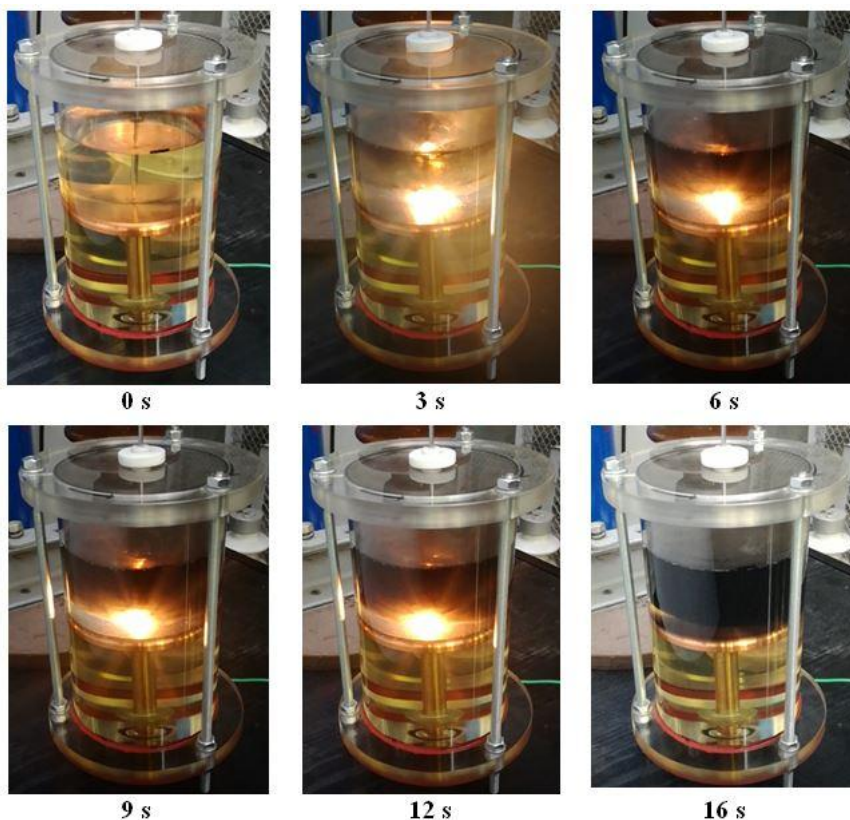
Znaczący wzrost stężenia gazów palnych w układzie izolacyjnym generowanych w czasie występowania łuku elektrycznego niesie ze sobą bardzo duże ryzyko wystąpienia zapłonu tych gazów. Taki zapłon zaobserwowano w przypadku badania estru syntetycznego przy czasie ekspozycji na wyładowanie zupełne równym 15 sekund. Na rysunku 17 przedstawiono wyniki badań stężenia gazów nad lustrem estru w sytuacji gdy niedoszło i w sytuacji gdy doszło do zapłonu gazów.

Stwierdzono znaczną różnicę pomiędzy składem mieszaniny gazowej pobranej z nad lustra estru syntetycznego w przypadku eksperymentu bez zapłonu i z zapłonem gazów palnych. W przypadku braku zapłonu suma gazów palnych wynosiła 12,9%, natomiast w przypadku zapłonu stężenie tych gazów wynosiło zaledwie 3,8%. Ponadto w eksperymencie, w którym doszło do zapłonu gazów, zaobserwowano znacznie mniejsze stężenie tlenu i znacznie większe stężenie dwutlenku węgla w stosunku do badania, w którym do zapłonu nie doszło. W wyniku zapłonu gazów doszło do wytworzenia podciśnienia w układzie pomiarowym na poziomie 402 mbar poniżej ciśnienia atmosferycznego. W przypadku eksperymentu, w którym nie nastąpił zapłon gazu, stwierdzono nadciśnienie na poziomie 154 mbar powyżej ciśnienia atmosferycznego.



Rys. 17. Porównanie stężeń gazów powstałych w estrze syntetycznym w trakcie trwania wyładowania zupełnego o czasie 15 sekund w przypadku braku zapłonu gazów palnych (ES 15 s) i w sytuacji ich zapłonu (ES 15 s zapłon gazu)

We wszystkich cieczach w momencie zapłonu łuku elektrycznego obserwowano gwałtowną degradację oleju, której wynikiem oprócz powstania gazów palnych było wystąpienie stałych cząstek węgla w cieczach elektroizolacyjnych. Efekt ten najbardziej wyeksponował się w przypadku oleju mineralnego. Na rysunku 18 zamieszczono zdjęcia przedstawiające barwę oleju mineralnego w trakcie badania gazów powstających w wyniku oddziaływania łuku elektrycznego. Na zdjęciach widać wpływ łuku elektrycznego na degradację oleju.



Rys. 18. Barwa oleju mineralnego w trakcie badania generowanych gazów; 0 s – przed zapłonem łuku; w 3, 6, 9 oraz 12 sekundzie trwania wyładowania zupełnego, w 16 s – bezpośrednio po wyłączeniu napięcia

4. Podsumowanie

Przeprowadzone badania potwierdziły, że w trakcie oddziaływania na ester naturalny i ester syntetyczny wyładowań zupełnych powstają te same gazy jak w przypadku oleju mineralnego. Do gazów tych należy zaliczyć wodór, węglowodory, przede wszystkim z jednym, dwoma i trzema atomami węgla oraz tlenek i dwutlenek węgla. Wniosek ten jest bardzo istotny ze względu na diagnostykę urządzeń izolowanych tymi cieczami. Powstawanie tych samych gazów daje możliwość wykonania analiz gazowych przy tej samej konfiguracji chromatografu.

Istotne jest jednak, że w poszczególnych cieczach elektroizolacyjnych, przy tym samym typie defektu, powstają gazy w zupełnie różnych stężeniach, co ma bardzo duże znaczenie w kontekście interpretacji wyników badań uzyskanych za pomocą metody DGA.

Stwierdzono o około 38% większą sumę gazów palnych w oleju mineralnym niż w obu estrach. Wskazuje to na większe bezpieczeństwo eksploatacji estrów w sytuacji wystąpienia wysokoenergetycznego wyładowania zupełnego. Dla wszystkich badanych cieczy, gazami charakterystycznymi, występującymi w bardzo dużym stężeniu, były wodór i acetylen, natomiast w przypadku estrów stwierdzono również występowanie dużego stężenia tlenu węgla. Gazy te mogą być wykorzystywane do identyfikacji defektu jakim jest wyładowanie zupełne o dużej energii.

Większość wniosków płynących z przeprowadzonych badań jest zgodnych z wynikami prac opisanymi w artykułach [12, 15, 23], natomiast nie są zgodne z wynikami prac opisanymi w publikacji [5]. Autorzy tej pracy nie stwierdzili, wzmożonej generacji tlenu węgla w trakcie wyładowania zupełnego w przypadku estrów zarówno naturalnego jak i syntetycznego.

Podziękowania: Praca sfinansowana ze środków przekazanych przez MNiSzW na działalność statutową nr 04/41/DSPB/4288, nazwa zadania: *Analiza procesów starzeniowych wywołanych oddziaływaniem wyładowań niezupełnych i łuku elektrycznego w kontekście wydzielania się gazów w oleju mineralnym oraz w nowych cieczach elektroizolacyjnych (ester naturalny, ester syntetyczny).*

Literatura

1. Cigre Brochure 436, Experience in service with new insulating liquids, 2010.
2. Dombek G., Wykorzystanie alternatywnych cieczy elektroizolacyjnych w kontekście minimalizacji zagrożenia pożarowego transformatorów energetycznych, Przegląd Naukowo-Metodyczny. Edukacja dla Bezpieczeństwa 2016; 30(1), 857–865.
3. Dombek G, Nadolny Z. Liquid kind, temperature, moisture, and ageing as an operating parameters conditioning reliability of transformer cooling system. Eksploatacja i Niezawodność – Maintenance and Reliability 2016; 18 (3): 413–417, <http://dx.doi.org/10.17531/ein.2016.3.13>.
4. Dombek G, Nadolny Z. Thermal properties of a mixture of synthetic and natural esters in terms of their application in high voltage power transformers. Eksploatacja i Niezawodność – Maintenance and Reliability 2017; 19 (1): 62–67, <http://dx.doi.org/10.17531/ein.2017.1.9>.

5. Eberhardt R., Wieser B., Lick W., Muhr H.M., Pukel G., Schwarz R., Baumann F., Dissolved gas analysis investigations on ester liquids after breakdown. In proc of: IEEE International Conference on Dielectric Liquids 2011, <https://doi.org/10.1109/ICDL.2011.6015447>.
6. FIST 3-30 Transformer maintenance. US Department of the Interior Bureau of Reclamation; 2000.
7. Gielniak, J.; Graczkowski, A.; Gubanski, S.; et al., Influence of thermal ageing on dielectric response of oil-paper insulation. *Materials Science-Poland* 2009; 27(4/2): 1199–1205.
8. Gielniak J, Graczkowski A, Moscicka-Grzesiak H. Does the Degree of Cellulose Polymerization Affect the Dielectric Response? *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation* 2011; 18(5): 1647-1650, <https://doi.org/10.1109/TDEI.2011.6032835>.
9. Hanson D., Li K., Plascencia J., Beauchemin C., Claiborne C., Cherry D., Frimpong G., Luksich J., Lemm A., Martin R., Understanding dissolved gas analysis of ester: an updated review of gas generated in ester liquid by stray gassing, thermal decomposition and electrical discharge. In proc. of: Electrical Insulation Conference (EIC) 2016; 138–144, <https://doi.org/10.1109/EIC.2016.7548611>.
10. IEEE Std. C57.104-1991, Guide for the interpretation of gases generated in oil immersed transformers, 1992, <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.1992.106973>.
11. IEEE Std. C57.155, IEEE Guide for Interpretation of Gases Generated in Natural Ester and Synthetic Ester-Immersed Transformers; 2014, <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2014.6966710>.
12. Jovalekic M., Vukovic D., Tenbohlen S., Dissolved gas analysis of alternative dielectric fluids under thermal and electrical stress. In proc of: IEEE International Conference on Dielectric Liquids 2011, <https://doi.org/10.1109/ICDL.2011.6015457>.
13. Longva K., Natural ester distribution transformers; improved reliability and environmental safety. *Nordic Insulation Symposium* 2005; 293–295.
14. Oommen T.V., Vegetable oils for liquid – filed transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine* 2002; 18(1), 6-11, <https://doi.org/10.1109/57.981322>.
15. Perrier C., Marugan M., Saravolac M., Beroual A., DGA comparison between ester and mineral oils. In proc of: International Conference on Dielectric Liquids 2011, <https://doi.org/10.1109/ICDL.2011.6015411>.
16. Piotrowski T., DGA: od defektu do diagnozy. W materiałach V Konferencji Naukowo-Technicznej Transformatory Energetyczne i Specjalne: Przyszłość i Środowisko 2004; 221–226.
17. IEC 60599, Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis, 2015.

18. PN-EN 61100, Klasyfikacja cieczy elektroizolacyjnych według temperatury palenia i dolnej wartości opałowej, 2007.
19. Przybyłek P, Siodła K. Application of capacitive sensor for measuring water content in electro-insulating liquids. *Eksploatacja i Niezawodność – Maintenance and Reliability* 2016; 18 (2): 181–185, <http://dx.doi.org/10.17531/ein.2016.2.4>.
20. 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* 2016; 23(3): 1886–1893, <https://doi.org/10.1109/TDEI.2016.005627>.
21. Rapp K.J. , Luksich J. , Application of Natural Ester Insulating Liquids in Power Transformers. In proc of: My Transfo 2014 Conference; 2014.
22. TJ|H2b Analytical Services, Inc., Understanding Dissolved Gas Analysis of Ester fluids-Part 2 Thermal Decomposition of Ester Fluids; 2012.
23. U-Khan I. , Wang Z., Cotton I., Northcote S., Dissolved gas analysis of alternative fluids for power transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine* 2007; 23(5), 5–14, <https://doi.org/10.1109/MEI.2007.4318269>.