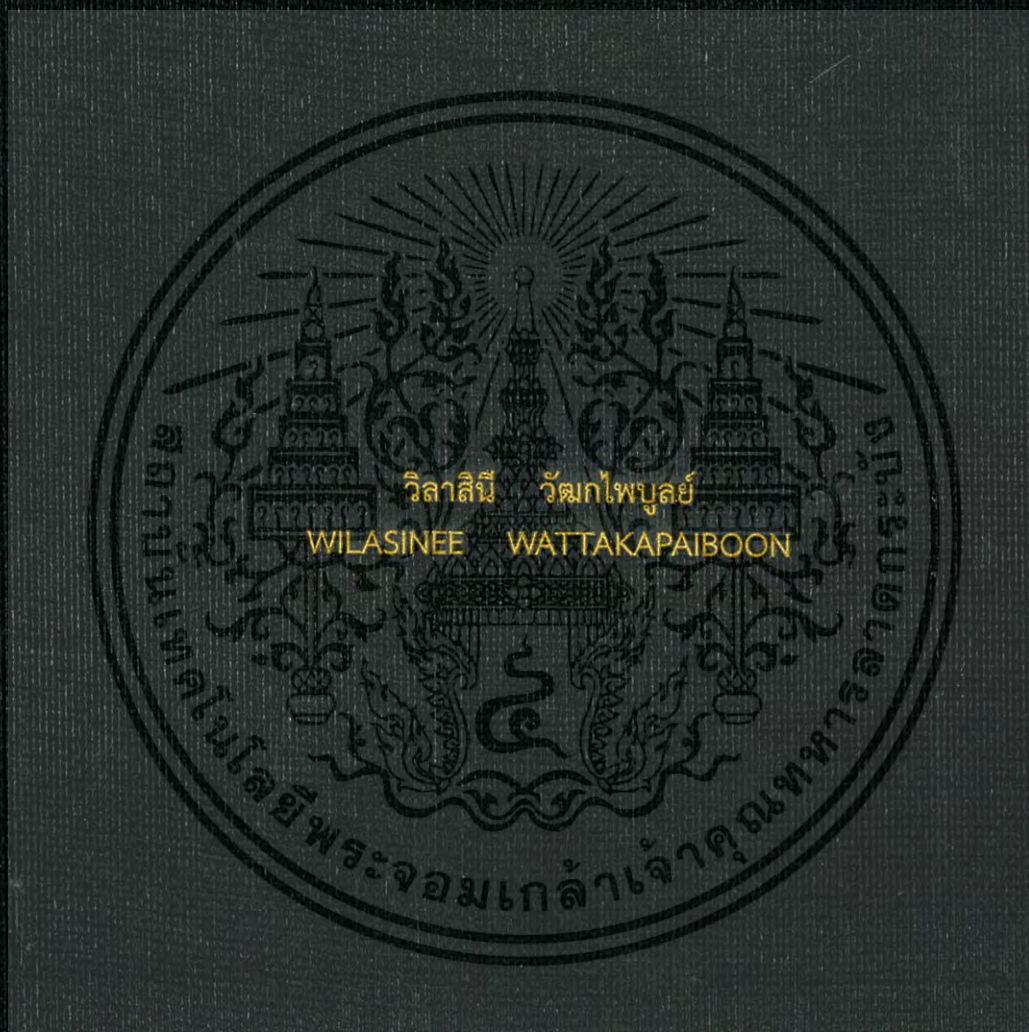


การวินิจฉัยปัญหาของหม้อแปลง  
โดยพิจารณาจากพฤติกรรมการเกิดของก๊าซในน้ำมันหม้อแปลง

THE DIAGNOSIS OF TRANSFORMER INSULATION  
BY CHARACTERISTICS OF GASES GENERATION IN MINERAL OIL



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต  
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า  
คณะวิศวกรรมศาสตร์  
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง  
พ.ศ. 2560

KMITL-2016-EN-M-020-030

สำนักหอสมุดกลาง พระจอมเกล้าลาดกระบัง

การวินิจฉัยปัญหาของหม้อแปลง  
โดยพิจารณาจากพฤติกรรมกาเกิดของก๊าซในน้ำมันหม้อแปลง

THE DIAGNOSIS OF TRANSFORMER INSULATION  
BY CHARACTERISTICS OF GASES GENERATION IN MINERAL OIL



T148748

วิลาสินี วัฒนไพบูลย์

WILASINEE WATTAKAPAIBOON

เลขหมู่ 148748  
เลขทะเบียน 23 พย 2560  
พิมพ์เดือนปี

b.00267 622  
l.....

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต  
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า  
คณะวิศวกรรมศาสตร์  
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง  
พ.ศ. 2560

KMITL-2016-EN-M-020-030

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

THE DIAGNOSIS OF TRANSFORMER INSULATION  
BY CHARACTERISTICS OF GASES GENERATION IN MINERAL OIL



A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT  
OF THE REQUIREMENT FOR THE DEGREE OF  
MASTER OF ENGINEERING IN ELECTRICAL ENGINEERING  
FACULTY OF ENGINEERING  
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG  
2017  
KMITL-2016-EN-M-020-030

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



COPYRIGHT 2017

FACULTY OF ENGINEERING

KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

**คณะวิศวกรรมศาสตร์**  
**สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง**  
**ใบรับรองวิทยานิพนธ์**

---

**หัวข้อวิทยานิพนธ์** การวินิจฉัยของฉนวนหม้อแปลงโดยพิจารณาจากพฤติกรรมการเกิดของก๊าซ  
ในน้ำมันหม้อแปลง

**Thesis Title** The Diagnosis of Transformer Insulation by Characteristics of Gases  
Generation in Mineral Oil

**นักศึกษา** นางสาววิลาสินี วัฒนไพบูลย์

**รหัสประจำตัว** 58601168

**ปริญญา** วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

**สาขาวิชา** วิศวกรรมไฟฟ้า

**อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์** รศ.ดร.นรเศรษฐ์ พัฒนเดช


**หมายเลขวิทยานิพนธ์** KMITL-2017-EN-M-020-030

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์		ลายมือชื่อ
ผศ.ดร.ศุภกิตต์	โชติโก	
ผศ.ดร.พีรวุฒิ	ยุทธโกวิท	
รศ.ดร.ศิริวัฒน์	โพธิเวชกุล	
รศ.ดร.อานันท์วัฒน์	คุณากร	
รศ.ดร.นรเศรษฐ์	พัฒนเดช	

วัน / เดือน / ปี ที่สอบ วันพฤหัสบดีที่ 25 พฤษภาคม พ.ศ. 2560 เวลา 09.00-11.00 น.  
สถานที่สอบ ณ อาคาร A ชั้น 5 ห้องประชุม 3

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง  
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

คณะวิศวกรรมศาสตร์ รับรองแล้ว

  
(รองศาสตราจารย์ ดร. คมสัน มาลีสี)

ฉบับนี้  
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

คณบดี คณะวิศวกรรมศาสตร์  
วันที่ 25 พฤษภาคม พ.ศ. 2560

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวินิจฉัยปัญหาของหม้อแปลงโดยพิจารณาจากพฤติกรรมการเกิดของก๊าซในน้ำมันหม้อแปลง
นักศึกษา	นางสาววิลาสินี วัฒนไพบูลย์
รหัสประจำตัว	58601168
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
พ.ศ.	2560
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์	รศ.ดร.นรเศรษฐ์ พัฒนเดช

### บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอการวินิจฉัยปัญหาของหม้อแปลงโดยพิจารณาจากพฤติกรรมการเกิดของก๊าซในน้ำมันหม้อแปลงโดยการเปรียบเทียบความถูกต้องของวิธีการแปลผล อันได้แก่ วิธี Doernenbung Ratio (DRM) วิธี Roger Ratio (RRM) วิธี IEC ratio (IRM) วิธี Duval Triangle (DTM) และวิธี Duval Pentagon (DPM) โดยใช้กรณีศึกษาจากข้อมูลในเอกสารวิชาการที่เกี่ยวข้อง และข้อมูลจากบริษัทซ่อมบำรุงหม้อแปลงในประเทศไทยในการทดสอบ และนำเสนอการวิเคราะห์พฤติกรรมของก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง ซึ่งเกิดจากการเกิดดิสชาร์จบางส่วนในสภาวะที่แตกต่างกัน โดยทำการทดสอบเพื่อเปรียบเทียบความแตกต่างของพฤติกรรมการเกิดก๊าซชนิดที่ต่างๆ ที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงมีรายละเอียดการทดสอบดังนี้ 1. การทดสอบเพื่อศึกษาผลของประเภทของการเกิดดิสชาร์จบางส่วนต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง 2. การทดสอบเพื่อศึกษาผลของขนาดของแรงดันที่ใช้ในการทดสอบเกิดดิสชาร์จบางส่วนต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง 3. การทดสอบเพื่อศึกษาผลของอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง 4. การทดสอบเพื่อศึกษาผลของปริมาณออกซิเจนในน้ำมันหม้อแปลงต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง และ 5. การทดสอบเพื่อศึกษาผลของความชื้นในเพอร์สอร์ตต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง การทดสอบนั้นเป็นการจำลองให้เกิดการดิสชาร์จบางส่วนในสภาวะต่างๆ ที่จะทำให้การทดสอบ ซึ่งมีช่วงเวลาในการทดสอบ 12 ชั่วโมง ตัวอย่างของน้ำมันที่จำลองให้เกิดดิสชาร์จบางส่วนจะถูกนำไปวิเคราะห์ด้วยเครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันแบบออนไลน์ (DGA online) โดยมีการเก็บค่าผลการทดสอบทุก 3 ชั่วโมง ก๊าซที่ละลายอยู่ในหม้อแปลงที่ใช้ในการวิเคราะห์นั้น ได้แก่ ก๊าซไฮโดรเจน มีเทน เอทิลีน อีเทน อะเซทีลีน คาร์บอนมอนนอกไซด์ และคาร์บอนไดออกไซด์ จากการทดสอบพบว่าเมื่อทำการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนแบบการเกิดดิสชาร์จตามผิวจะส่งผลให้อัตราการเกิดก๊าซมีมากกว่าการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนา โดยเมื่อมีขนาดของแรงดันที่ใช้ในการทดสอบเพิ่มมากขึ้นจะส่งผลให้อัตราการเกิดก๊าซต่างๆ นั้นมีมากขึ้น นอกจากนั้นแล้วปัจจัยแวดล้อมอื่นๆ ซึ่งได้แก่ อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง ปริมาณออกซิเจนที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง และความชื้นในเพอร์สอร์ตจะส่งผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเช่นกัน โดยเมื่อปัจจัยเหล่านั้นมีค่าสูงขึ้นจะส่งผลให้อัตราการเกิดก๊าซในน้ำมันหม้อแปลงนั้นมีมากขึ้น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

<b>Thesis</b>	THE DIAGNOSIS OF TRANSFORMER INSULATION BY CHARACTERISTICS OF GASES GENERATION IN MINERAL OIL
<b>Student</b>	Ms. Wilasinee Wattakapaiboon
<b>Student ID.</b>	58601168
<b>Degree</b>	Master of Engineering
<b>Program</b>	Electrical Engineering
<b>Year</b>	2017
<b>Thesis Advisor</b>	Assoc. Prof. Dr. techn. Norasage Pattanadech

## ABSTRACT

This thesis proposes to represent the performance of various DGA test result interpretation techniques i.e. Doernenburg Ratio, Roger Ratio (DRM), IEC Ratio (IRM), Duval Triangle (DTM), and Duval Pentagon (DPM). Eighty fault cases occurring in transformers obtained from IEC TC 10 database, academic references and problem investigated transformers utilized in electrical power plant in Thailand were employed to evaluate the performance of the DGA interpretation techniques. This thesis proposes to study the characteristics of gases generate when partial discharge (PD) with occurs in transformers at different conditions. For the experiment to compare the characteristics of gases generated, there were 5 case studies. The first case was to study the type of PD effecting characteristics of gases generate. The second case study was to investigate the amplitude of PD effect on characteristics of gases generate. The third case study was performed to study the characteristics of gases generate undergone different temperature. The forth case study was to focus on the effect of the concentration of oxygen in oil and the fifth case study was to investigate the moisture in pressboard effect on characteristics of gases generate. The duration of experiment is 12 hours. After test simulations, the samples of oil from test cell were collected to analyze the concentration of gases by DGA online equipment every 3 hours. The analysis gases were obtained hydrogen (H<sub>2</sub>), methane (CH<sub>4</sub>), ethylene (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), ethane (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), acetylene (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), carbon monoxide (CO) and carbon dioxide (CO<sub>2</sub>). According to the experiment, when type of PD was surface discharge in test simulation that was found gases generated more than corona discharge. Moreover, the other factors namely amplitude of PD, temperature of oil, concentration of oxygen in oil and moisture in pressboard was affected to increase the gases generated.

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์เล่มนี้สำเร็จได้ด้วยความกรุณาจากอาจารย์ที่ปรึกษา รศ.ดร.นรเศรษฐ์ พัฒนเดช ที่ให้คำปรึกษา ให้ความช่วยเหลือทั้งด้านการศึกษาและการใช้ชีวิตของข้าพเจ้า รวมถึงการหยิบยื่นประสบการณ์ในการเรียนรู้ต่างๆ ให้ด้วย อีกทั้งยังคงคอยเป็นกำลังใจให้ข้าพเจ้าเสมอมา

ขอขอบคุณ ผศ.ดร.พิรุณ ฤทธิ์โกวิท ที่ได้กรุณาให้คำปรึกษาและคอยดูแลเอาใจใส่ทำให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จได้ อีกทั้งได้กรุณาให้คำแนะนำและคำปรึกษาอันดีในการดำเนินชีวิตแก่ข้าพเจ้า

ขอขอบคุณ คุณวรชัย สวัสดิมงคล ที่ได้ให้ความอนุเคราะห์ในการสนับสนุนทุนวิจัยจนวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จ และขอขอบคุณพี่ๆ เจ้าหน้าที่บริษัท ไออีซี ทุกคน ที่คอยให้คำปรึกษา

ขอขอบคุณ พี่นพ พุทธิวิบูลย์ ที่ให้การสนับสนุนในการยืมเครื่องมือเพื่อใช้ในการทดสอบและคำปรึกษาเกี่ยวกับการออกแบบการทดสอบต่างๆ ว่าควรไปในทิศทางไหน รวมถึงการให้ความรู้ที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ของข้าพเจ้าในแง่มุมมองของผู้ที่ได้ทำงานจริงๆ รวมถึงพี่อุทัยที่คอยช่วยติดต่อประสานงานและความกรุณาในการติดตั้งเครื่องมือที่ใช้สำหรับการทดสอบ

ขอขอบคุณ คุณศักดา มณีโรจน์ ที่ได้ให้ความอนุเคราะห์วัสดุ อุปกรณ์ที่ใช้ในการทดลองในงานวิจัยนี้ พร้อมทั้งให้คำปรึกษา คำแนะนำที่ตลอดการทำให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จ

ขอขอบคุณ คุณธนศ วอทอง ที่ได้กรุณาให้เข้าไปศึกษาดูงานที่บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด รวมถึงการให้ความรู้และประสบการณ์ในการทำงานโรงไฟฟ้า

ขอขอบคุณ คุณเพทาย นิมสนอง คุณกิตติพิศ จรรย์านูรัตน์ ที่ได้ให้ความช่วยเหลือตลอดการทำวิจัยจนวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จ

ขอขอบคุณ คุณปณยวีร์ ฉายศิริ คุณปิยะพล ถือทอง คุณบุษยพล เพาพาน คุณนวคุณ ไตรรัตน์ นาภิรักษ์ คุณวัชรา พงศ์สถิต คุณสุรศักดิ์ น้อยหอม และคุณพัชรี ทองอินตะ ที่ได้ให้กำลังใจและคำปรึกษาตลอดการทำวิจัยจนวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จ

ขอขอบคุณ สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (The Thailand Research Fund) ที่ให้ทุนสนับสนุนการวิจัยนี้ และขอขอบคุณพี่ๆ เจ้าหน้าที่ประจำสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า และน้อง ๆ ในห้องปฏิบัติการไฟฟ้าแรงสูงทุกคนที่เป็นกำลังใจที่ดีให้แก่ข้าพเจ้าเสมอมา

สุดท้ายต้องขอขอบคุณครอบครัวของข้าพเจ้าที่คอยให้การสนับสนุนข้าพเจ้าเป็นอย่างดี

สำหรับคุณงามความดีอันใดที่เกิดจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ข้าพเจ้าขอมอบให้กับบิดามารดา ซึ่งเป็นที่รักและเคารพยิ่ง ตลอดจนจนครุอาจารย์ที่เคารพทุกท่านที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้และถ่ายทอดประสบการณ์ที่ดีให้แก่ข้าพเจ้า

วิลาสินี วัฒนกุลบุษย์

# สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	II
กิตติกรรมประกาศ.....	III
สารบัญ.....	IV
สารบัญตาราง.....	VI
สารบัญรูป.....	X
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา.....	3
1.3 สมมุติฐานของการศึกษา.....	3
1.4 ทฤษฎีหรือแนวคิดที่ใช้ในการวิจัย.....	4
1.5 ขอบเขตการวิจัย.....	5
1.6 ขั้นตอนการศึกษา.....	5
1.7 ทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง.....	6
บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง.....	9
2.1 การประเมินสภาพหม้อแปลงด้วยวิธี Health index.....	9
2.1.1 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการประเมินสภาพหม้อแปลงด้วยวิธี HI.....	9
2.1.2 การคำนวณคะแนน HI เพื่อใช้ประเมินสภาพหม้อแปลงไฟฟ้า.....	16
2.2 น้ำมันหม้อแปลง.....	18
2.3 ส่วนประกอบของน้ำมันหม้อแปลง.....	19
2.3.1 แอลเคน (พาราฟิน).....	19
2.3.2 ไฮโคลแอลเคน (แนปทีน แนปทีนิก หรือ ไฮโคลพาราฟิน).....	19
2.3.3 อโรมาติก.....	20
2.4 ปัจจัยที่มีผลต่อการเสื่อมสภาพของน้ำมันหม้อแปลง.....	20
2.4.1 อุณหภูมิ.....	20
2.4.2 ก๊าซต่างๆ ที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง.....	21
2.4.3 ความชื้น.....	22
2.4.4 ประจุค้าง.....	24
2.4.5 การเคลื่อนที่ของน้ำมันหม้อแปลง.....	24
2.4.6 การกระจายสนามไฟฟ้า.....	24
2.5 สาเหตุการเสื่อมสภาพของน้ำมัน.....	25
2.5.1 การเกิดปฏิกิริยาออกซิเดชัน.....	25
2.5.2 การเกิดไฮโดรไฮดริค.....	25
2.5.3 การเกิดปฏิกิริยาทางไฟฟ้า.....	25
2.5.4 ความร้อน.....	25

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา IV นี้ต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
2.6 การวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายในน้ำมันหม้อแปลง.....	26
2.6.1 สาเหตุของการเกิดก๊าซขึ้นในน้ำมันหม้อแปลง.....	26
2.6.2 การวิเคราะห์ก๊าซ โดย gas-solid chromatography.....	28
2.6.3 การแปลงผลค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมัน.....	28
บทที่ 3 การออกแบบการทดสอบและการประกอบสร้างชุดทดสอบ.....	42
3.1 การทดสอบเพื่อเปรียบเทียบความถูกต้องของการแปลผล.....	42
3.2 การออกแบบการทดสอบการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วน.....	43
3.3 การออกแบบและประกอบสร้างชุดทดสอบ (Test cell).....	44
3.4 การเตรียมน้ำมันและเพรสบอร์ดสำหรับการทดสอบ.....	46
3.5 อุปกรณ์ที่ใช้สำหรับการทดสอบ.....	48
บทที่ 4 การทดสอบและการประเมินผล.....	52
4.1 บทนำ.....	52
4.2 การทดสอบเพื่อเปรียบเทียบความถูกต้องของการแปลผลวิธีต่างๆ.....	53
4.3 การทดสอบหาค่าแรงดันเริ่มเกิดดิสชาร์จบางส่วน.....	58
4.4 การทดสอบเพื่อศึกษาผลของประเภทของการเกิดดิสชาร์จบางส่วน ที่มีผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง.....	60
4.5 การทดสอบเพื่อศึกษาผลของขนาดของการเกิดดิสชาร์จบางส่วน ที่มีผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง.....	66
4.6 การทดสอบเพื่อศึกษาผลของอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง ที่มีผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง.....	70
4.7 การทดสอบเพื่อศึกษาผลของปริมาณออกซิเจนที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง ที่มีผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง.....	83
4.8 การทดสอบเพื่อศึกษาผลของความชื้นในเพรสบอร์ดที่มีผลต่อ การเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง.....	93
บทที่ 5 สรุปผลการทดสอบและข้อเสนอแนะ.....	99
5.1 สรุปผลการทดสอบ.....	99
5.2 ข้อเสนอแนะและปัญหา.....	101
เอกสารอ้างอิง.....	102
ภาคผนวก.....	104
ภาคผนวก ก ผลงานวิจัยที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่.....	105
ภาคผนวก ข เครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันแบบออนไลน์.....	134
ภาคผนวก ค ผลงานวิจัยที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่.....	136
ประวัติผู้เขียน.....	142

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา ไม่ต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# สารบัญตาราง

		หน้า
ตารางที่ 2.1	เปรียบเทียบค่าลิมิตก๊าซที่แนะนำ (ppm).....	10
ตารางที่ 2.2	การแบ่งระดับสำหรับการทดสอบ DGA.....	10
ตารางที่ 2.3	คะแนนและน้ำหนักสำหรับการทดสอบ DGA.....	11
ตารางที่ 2.4	มาตรฐานสำหรับการทดสอบคุณภาพของน้ำมัน.....	11
ตารางที่ 2.5	การแบ่งระดับสำหรับการทดสอบคุณภาพของน้ำมัน.....	12
ตารางที่ 2.6	คะแนนและน้ำหนักสำหรับการตรวจสอบคุณภาพน้ำมันตามมาตรฐาน IEEE C57.106-2006.....	13
ตารางที่ 2.7	การแบ่งระดับสำหรับการทดสอบหาค่าสารประกอบฟوران.....	14
ตารางที่ 2.8	การแบ่งระดับสำหรับการทดสอบหาค่าพาวเวอร์แฟคเตอร์.....	14
ตารางที่ 2.9	คะแนนและน้ำหนักของระดับก๊าซในน้ำมันที่ใช้เป็นฉนวนของโพลีเอทิลีน.....	15
ตารางที่ 2.10	คะแนน HI.....	16
ตารางที่ 2.11	หัวข้อการทดสอบและน้ำหนักที่ใช้ในการคำนวณคะแนน HI.....	17
ตารางที่ 2.12	คุณสมบัติทางฟิสิกส์ ทางเคมี และทางไฟฟ้าของฉนวนเหลวที่จำเป็นต้องพิจารณา.....	18
ตารางที่ 2.13	ค่าคงที่การละลายของก๊าซ (A) ตามกฎของเฮนรี่ ( $\mu\text{atm} / (\mu\text{L/L})$ ) ที่ความดัน 760 mmHg.....	21
ตารางที่ 2.14	ความสามารถในการละลายของก๊าซ (K,%Vol) ที่ความดันก๊าซเหนือน้ำมันหม้อแปลง 760 mmHg.....	21
ตารางที่ 2.15	ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมัน (L1) สำหรับวิธี Doernenburg Ratio.....	31
ตารางที่ 2.16	การแปลผลจากวิธี Dornenburg ratio.....	31
ตารางที่ 2.17	การแปลผลจากวิธี Roger ratio.....	33
ตารางที่ 2.18	การประเมินสภาพของหม้อแปลงจากความเข้มข้นของแก๊สชนิดต่างๆ ที่ละลายในน้ำมัน.....	34
ตารางที่ 2.19	ข้อปฏิบัติงาน และความถี่ในการเก็บตัวอย่างค่า TCG.....	35
ตารางที่ 2.20	ข้อปฏิบัติงาน และความถี่ในการเก็บตัวอย่างจากระดับค่า TDCG.....	36
ตารางที่ 2.21	การแปลผล DGA วิธี IEC Ratio.....	37
ตารางที่ 2.22	การตีความอย่างง่ายด้วยวิธี IEC Ratio.....	38
ตารางที่ 2.23	ความหมายของพื้นที่ใน Duval triangle.....	39
ตารางที่ 3.1	การจัดกลุ่มของความผิดปกติเพื่อใช้ในการทดสอบ.....	42
ตารางที่ 4.1	การคำนวณอัตราส่วนและการแปลผลด้วยวิธีการ Doernenburg Ratio.....	54
ตารางที่ 4.2	การคำนวณอัตราส่วนและการแปลผลด้วยวิธีการ Roger Ratio.....	54
ตารางที่ 4.3	การคำนวณอัตราส่วนและการแปลผลด้วยวิธีการ IEC Ratio.....	55

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา หรือต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญตาราง (ต่อ)

	หน้า	
ตารางที่ 4.4	จำนวนกรณีต่างๆ ที่ได้จากการทดสอบการแปลง.....	57
ตารางที่ 4.5	เปรียบเทียบประสิทธิภาพของการแปลงแต่ละวิธี.....	57
ตารางที่ 4.6	ค่าแรงดันเริ่มเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนา (kV).....	58
ตารางที่ 4.7	ค่าแรงดันเริ่มเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภท การเกิดดิสชาร์จบางส่วนตามผิว (kV).....	59
ตารางที่ 4.8	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน PDIV (14.4 kV).....	62
ตารางที่ 4.9	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิด ดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน PDIV (6.75 kV).....	62
ตารางที่ 4.10	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณี การเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.5PDIV (21.6 kV).....	64
ตารางที่ 4.11	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิด ดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.5PDIV (10.1 kV).....	64
ตารางที่ 4.12	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิด ดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.7PDIV (24.3 kV).....	68
ตารางที่ 4.13	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิด ดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.3PDIV (8.8 kV).....	69
ตารางที่ 4.14	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน PDIV <sup>*</sup> (14.4 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 50 °C.....	72
ตารางที่ 4.15	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.5PDIV (21.6 kV)) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 50 °C.....	77
ตารางที่ 4.16	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.7PDIV (24.3 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 50 °C.....	73
ตารางที่ 4.17	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน PDIV (14.4 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 60 °C.....	74
ตารางที่ 4.18	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.5PDIV (21.6 kV)) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 60 °C.....	75
ตารางที่ 4.19	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.7PDIV (24.3 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 60 °C.....	76

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา VI ละต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญตาราง (ต่อ)

		หน้า
ตารางที่ 4.20	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน PDIV (6.75 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 60 °C.....	79
ตารางที่ 4.21	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.3PDIV (8.8 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 60 °C.....	80
ตารางที่ 4.22	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.5PDIV (10.1 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 60 °C.....	80
ตารางที่ 4.23	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน PDIV (14.4 kV) เมื่อมีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง.....	84
ตารางที่ 4.24	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.5PDIV (21.6 kV) เมื่อมีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง.....	85
ตารางที่ 4.25	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.7PDIV (24.3 kV) เมื่อมีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง.....	86
ตารางที่ 4.26	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน PDIV (6.75 kV) เมื่อมีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง.....	89
ตารางที่ 4.27	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.3PDIV (8.8 kV) เมื่อมีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง.....	89
ตารางที่ 4.28	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.5PDIV (10.1 kV) เมื่อมีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง.....	90
ตารางที่ 4.29	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน PDIV (6.75 kV) เมื่อเพรสบอร์ต์มีความชื้นสูง.....	94
ตารางที่ 4.30	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.3PDIV (8.8 kV) เมื่อเพรสบอร์ต์มีความชื้นสูง.....	95

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา VIII นี้ต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญตาราง (ต่อ)

หน้า

ตารางที่ 4.31 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ

กรณีการเกิดดีสชาร์จประเภทดีสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.5PDIV (10.1 kV)

เมื่อเพรสเจอร์มีความชื้นสูง..... 96



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา IX นี้ต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# สารบัญรูป

	หน้า	
รูปที่ 2.1	โครงสร้างโมเลกุลของสารประกอบไฮโดรคาร์บอนในน้ำมันหม้อแปลง.....	20
รูปที่ 2.2	ตัวอย่างน้ำมันที่มีความชื้นภายในน้ำมันหม้อแปลง.....	22
รูปที่ 2.3	จุดอิ่มตัวของความชื้นในน้ำมันหม้อแปลงที่อุณหภูมิแตกต่างกัน.....	23
รูปที่ 2.4	ก๊าซที่เกิดในขณะที่เกิดความร้อนในน้ำมัน.....	28
รูปที่ 2.5	ก๊าซที่เกิดในขณะที่เกิดความร้อนในเซลล์โลส.....	29
รูปที่ 2.6	ก๊าซที่เกิดในขณะที่เกิดการดิสชาร์จบางส่วน.....	29
รูปที่ 2.7	ก๊าซที่เกิดในขณะที่เกิดการอาร์ค.....	30
รูปที่ 2.8	โพลซาร์จของวิธีการ Doernenburg ratio.....	32
รูปที่ 2.9	โพลซาร์จของวิธีการ Roger ratio.....	33
รูปที่ 2.10	กราฟิก 3 มิติที่ใช้ในการวิเคราะห์ด้วยวิธี IEC ratio.....	38
รูปที่ 2.11	กราฟ Duval Triangle ที่ใช้ในการวิเคราะห์น้ำมันหม้อแปลง.....	40
รูปที่ 2.12	กราฟใช้ในการแปลผล Duval pentagon.....	41
รูปที่ 3.1	การแปลผลผลลิตจุดวิธี Duval triangle ในโปรแกรม GSP.....	43
รูปที่ 3.2	การแปลผลผลลิตจุดวิธี Duval pentagon ในโปรแกรม GSP.....	43
รูปที่ 3.3	ตัวถังของชุดทดสอบ.....	45
รูปที่ 3.4	อิเล็กทรอนิกส์แบบเข็มที่ใช้ในการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วน (ด้านแรงสูง).....	45
รูปที่ 3.5	อิเล็กทรอนิกส์แบบบรรณาบที่ใช้ในการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วน (ด้านแรงต่ำ).....	45
รูปที่ 3.6	บุชชิ่ง.....	46
รูปที่ 3.7	ซิลต์.....	46
รูปที่ 3.8	ตู้อบสุญญากาศ.....	47
รูปที่ 3.9	การเตรียมอิมเพรกเนตเพรสเซอร์.....	47
รูปที่ 3.10	เครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันแบบออนไลน์.....	48
รูปที่ 3.11	หม้อแปลงทดสอบแรงดันสูง 235/100 kV, 5 kVA.....	49
รูปที่ 3.12	ตัวต้านทานน้ำ.....	49
รูปที่ 3.13	โวลเตจดีไวเดอร์ พิกัด 100kV.....	50
รูปที่ 3.14	ตู้ขึ้นแรงดัน.....	50
รูปที่ 3.15	ชุดตัดต่อวงจรและควบคุมแรงดัน.....	51
รูปที่ 4.1	การเกิดความร้อนเกินที่สายตัวนำในหม้อแปลง.....	53
รูปที่ 4.2	การเกิดความร้อนเกินที่จุดยึดในหม้อ.....	53
รูปที่ 4.3	การแปลผลกรณีศึกษาด้วยวิธี Duval triangle.....	55
รูปที่ 4.4	การแปลผลกรณีศึกษาด้วยวิธี Duval pentagon.....	56
รูปที่ 4.5	วงจรการทดสอบเพื่อศึกษาพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง เนื่องจากการเกิดดิสชาร์จบางส่วนในสภาวะต่างๆ.....	60
รูปที่ 4.6	ชุดควบคุมอุณหภูมิที่ใช้ในการควบคุมอุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลงในชุดทดสอบ.....	60
รูปที่ 4.7	กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน PDIV (14.4 kV).....	62

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา X๕ ต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 4.8 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน PDIV (6.75 kV).....	62
รูปที่ 4.9 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลง ระหว่างการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนา กับการดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน PDIV.....	63
รูปที่ 4.10 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.5PDIV (21.6 kV).....	64
รูปที่ 4.11 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.5PDIV (10.1 kV).....	65
รูปที่ 4.12 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลง ระหว่างการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนา กับการดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.5PDIV.....	65
รูปที่ 4.13 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนา ที่แรงดัน 1.7PDIV (24.3 kV).....	68
รูปที่ 4.14 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลง เมื่อทำการจำลองการเกิดโคโรนาที่ค่าแรงดัน PDIV 1.5PDIV และ 1.7PDIV.....	68
รูปที่ 4.15 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง เมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิว ที่แรงดัน 1.3PDIV (8.8 kV).....	69
รูปที่ 4.16 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลง เมื่อทำการจำลองการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่ค่าแรงดัน PDIV 1.5PDIV และ 1.7PDIV.....	69
รูปที่ 4.17 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน PDIV (14.4 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 50 °C.....	72
รูปที่ 4.18 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.5PDIV (21.6 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 50 °C.....	73
รูปที่ 4.19 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.7PDIV (24.3 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 50 °C.....	74
รูปที่ 4.20 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน PDIV (14.4 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 60 °C.....	74

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา XIe ต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 4.21 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.5PDIV (21.6 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 60 °C.....	76
รูปที่ 4.22 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.7PDIV (24.3 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 60 °C.....	77
รูปที่ 4.23 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลง เมื่อทำการจำลองการเกิดโคโรนาที่แรงดัน PDIV ที่อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง แตกต่างกัน 40 50 และ 60 °C.....	77
รูปที่ 4.24 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลง เมื่อทำการจำลองการเกิดโคโรนาที่แรงดัน 1.5PDIV ที่อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง แตกต่างกัน 40 50 และ 60 °C.....	78
รูปที่ 4.25 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลง เมื่อทำการจำลองการเกิดโคโรนาที่แรงดัน 1.7PDIV ที่อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง แตกต่างกัน 40 50 และ 60 °C.....	78
รูปที่ 4.26 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน PDIV (6.75 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 60 °C.....	79
รูปที่ 4.27 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.3PDIV (8.8 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 60 °C ที่แรงดัน 1.3PDIV (8.8 kV).....	80
รูปที่ 4.28 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.3PDIV (8.8 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 60 °C ที่แรงดัน 1.7PDIV (10.1 kV).....	81
รูปที่ 4.29 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลง เมื่อทำการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่แรงดัน PDIV ที่อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงแตกต่างกัน 40 และ 60 °C.....	81
รูปที่ 4.30 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลง เมื่อทำการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่แรงดัน 1.3PDIV ที่อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงแตกต่างกัน 40 และ 60 °C.....	82
รูปที่ 4.31 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลง เมื่อทำการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่แรงดัน 1.5PDIV ที่อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงแตกต่างกัน 40 และ 60 °C.....	82

## สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 4.32 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน PDIV (14.4 kV) เมื่อมีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง.....	85
รูปที่ 4.33 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.5PDIV (21.6 kV) เมื่อมีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง.....	86
รูปที่ 4.34 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.7PDIV (24.3 kV) เมื่อมีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง.....	87
รูปที่ 4.35 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลง เมื่อทำการจำลองการเกิดโคโรนาที่แรงดัน PDIV ที่ปริมาณออกซิเจนในน้ำมันแตกต่างกัน.....	87
รูปที่ 4.36 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลง เมื่อทำการจำลองการเกิดโคโรนาที่แรงดัน 1.3PDIV ที่ปริมาณออกซิเจนในน้ำมันแตกต่างกัน.....	88
รูปที่ 4.37 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลง เมื่อทำการจำลองการเกิดโคโรนาที่แรงดัน 1.5PDIV ที่ปริมาณออกซิเจนในน้ำมันแตกต่างกัน.....	88
รูปที่ 4.38 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน PDIV (6.75 kV) เมื่อมีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง.....	89
รูปที่ 4.39 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.3PDIV (8.8 kV) เมื่อมีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง.....	89
รูปที่ 4.40 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.5PDIV (10.1 kV) เมื่อมีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง.....	91
รูปที่ 4.41 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลง เมื่อทำการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่แรงดัน PDIV ที่ปริมาณออกซิเจนในน้ำมันแตกต่างกัน.....	91
รูปที่ 4.42 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลง เมื่อทำการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่แรงดัน 1.3PDIV ที่ปริมาณออกซิเจนในน้ำมันแตกต่างกัน.....	92
รูปที่ 4.43 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลง เมื่อทำการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่แรงดัน 1.5PDIV ที่ปริมาณออกซิเจนในน้ำมันแตกต่างกัน.....	92

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา XIII ต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 4.44 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน PDIV (6.75 kV) เมื่อเพรสเจอร์มีความชื้นสูง.....	95
รูปที่ 4.45 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.3PDIV (8.8 kV) เมื่อเพรสเจอร์มีความชื้นสูง.....	96
รูปที่ 4.46 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบ กรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.5PDIV (10.1 kV) เมื่อเพรสเจอร์มีความชื้นสูง.....	97
รูปที่ 4.47 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลง เมื่อทำการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่แรงดัน PDIV ที่ปริมาณความชื้นในเพรสเจอร์แตกต่างกัน.....	97
รูปที่ 4.48 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลง เมื่อทำการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่แรงดัน PDIV ที่ปริมาณความชื้นในเพรสเจอร์แตกต่างกัน.....	98
รูปที่ 4.49 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลง เมื่อทำการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่แรงดัน PDIV ที่ปริมาณความชื้นในเพรสเจอร์แตกต่างกัน.....	98

# บทที่ 1

## บทนำ

### 1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

หม้อแปลงไฟฟ้าเป็นอีกหนึ่งอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีความสำคัญอย่างมากในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า เมื่อหม้อแปลงนั้นมีการใช้งานย่อมเกิดการเสื่อมสภาพจากปัจจัยต่างๆ หลังจากหม้อแปลงถูกติดตั้งในระบบไฟฟ้าเพื่อส่งผ่านกำลังไฟฟ้าให้กับบ้านพักอาศัย อาคาร สำนักงาน สถานประกอบการ รวมถึงโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ หม้อแปลงเมื่อติดตั้งใช้งานไปในระยะหนึ่งแล้ว ระบบการฉนวนของหม้อแปลงจะเริ่มสูญเสียคุณสมบัติการเป็นฉนวนที่ดี เนื่องจากความร้อนจากการจ่ายโหลดความชื้นจากสภาพอากาศที่เข้าไปในตัวหม้อแปลงสภาพที่เป็นกรดจากสภาพแวดล้อมที่ทำการติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้า และปัจจัยอื่นๆ ซึ่งจะส่งผลให้หม้อแปลงไฟฟ้ามีอายุการใช้งานที่สั้นลง ซึ่งอาจทำให้เกิดการทำงานที่ผิดพลาด (Failure) ขึ้นได้ หากหม้อแปลงไฟฟ้านั้นได้รับความเสียหายจะต้องมีการซ่อมบำรุงหม้อแปลงเกิดขึ้น ซึ่งในการซ่อมบำรุงหม้อแปลงแต่ละครั้งมีค่าใช้จ่ายเป็นจำนวนมาก ดังนั้นหากสามารถระบุสาเหตุและการประเมินการเสื่อมสภาพของฉนวนหรือคาดการณ์ระยะเวลาที่หม้อแปลงจะต้องได้รับการซ่อมบำรุงได้ ย่อมเป็นผลดีและเป็นประโยชน์ต่อการวางแผนการซ่อมบำรุงหม้อแปลงอย่างยิ่ง วิธีการประเมินสภาพของหม้อแปลงนั้นมีหลายวิธีด้วยกัน เช่น Failure modes and effects analysis (FMEA) Reliability centered maintenance (RCM) วิธี Health index (HI) [1] วิธี Health index เป็นวิธีการประเมินสภาพหม้อแปลงที่มีประสิทธิภาพอย่างยิ่งที่ใช้ในการวางแผนการซ่อมบำรุงหม้อแปลง เพื่อให้มีการซ่อมบำรุงในระยะเวลาที่เหมาะสม โดยใช้ข้อมูลที่ได้จากการตรวจสอบ การทดสอบจากภาคสนาม และการทดสอบในห้องปฏิบัติการในการวิเคราะห์ เช่น การทดสอบหาค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมัน (Dissolved gas analysis: DGA) การทดสอบหาค่าฟูราน การทดสอบหาค่าพาวเวอร์แฟกเตอร์ของหม้อแปลง (Power factor) การทดสอบหาค่าความต้านทานของขดลวด (Winding resistance)

วิธีการทดสอบหาค่าก๊าซที่ละลายได้ อยู่ในน้ำมันเป็นวิธีหนึ่งที่ใช้ในการวิเคราะห์ความผิดปกติ (Faults) ที่เกิดขึ้นในหม้อแปลง ตัวอย่างเช่น การเกิดดิสชาร์จบางส่วน (Partial discharge: PD) การเกิดความผิดปกติเนื่องจากความร้อน (Thermal fault) การเกิดความผิดปกติทางไฟฟ้า (Electrical fault) โดยใช้การวิเคราะห์ก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง เมื่อมีความผิดปกติที่ต่างชนิดกันเกิดขึ้นภายในหม้อแปลงก็จะทำให้เกิดพลังงานและอุณหภูมิจากการเกิดความผิดปกติที่แตกต่างกัน ซึ่งพลังงานเกิดขึ้นจากการเกิดจากความผิดปกติที่เกิดขึ้นจะทำให้เกิดการทำลายโครงสร้างโมเลกุลของฉนวนในหม้อแปลงไฟฟ้า ทั้งฉนวนน้ำมันและกระดาษทำให้เกิดการสลายตัวของพันธะเป็นก๊าซละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง ซึ่งตัวอย่างของก๊าซเหล่านั้น ได้แก่ ไฮโดรเจน ( $H_2$ ) มีเทน ( $CH_4$ ) เอทิลีน ( $C_2H_4$ ) อีเทน ( $C_2H_6$ ) อะเซทิลีน ( $C_2H_2$ ) คาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) คาร์บอนไดออกไซด์ ( $CO_2$ ) [2, 3] นอกจากนั้นแล้วยังอาจมีปัจจัยอื่นๆ อีกที่ทำให้เกิดค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงขึ้น ตัวอย่างเช่น ความชื้น ปริมาณออกซิเจนในน้ำมันหม้อแปลง กรด ซึ่งปัจจัยเหล่านี้จะส่งผลให้เกิดความเสื่อมสภาพของฉนวนมากขึ้น [4, 5] ดังนั้นการวิเคราะห์การเกิดความผิดปกติที่เกิดขึ้นนั้นบางครั้งจำเป็นต้องใช้การวิเคราะห์คุณสมบัติน้ำมันอื่นๆ

ร่วมด้วยเพื่อให้ได้คำตอบที่เป็นไปได้มากที่สุด โดยขั้นตอนของการทดสอบหาค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมัน นั้นประกอบด้วย 3 ขั้นตอนหลักๆ คือ การเก็บตัวอย่างน้ำมันจากหม้อแปลงไฟฟ้า การแยกก๊าซออกจากตัวอย่างน้ำมัน และการแปลผลค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมัน

ขั้นตอนการแปลผลค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันเป็นอีกขั้นตอนที่สำคัญต่อการวิเคราะห์ด้วยวิธีนี้เป็นอย่างมาก เนื่องจากเป็นขั้นตอนที่บ่งบอกถึงความผิดปกติที่เกิดขึ้น ทั้งนี้การแปลผลค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันนั้นอาจจะทำตามข้อแนะนำของมาตรฐาน IEC 60599 [6] มาตรฐาน IEEE C57. 104 [7] นอกจากนั้นแล้วยังมีวิธีการแปลผลอื่นๆ อีก ซึ่งจะเห็นได้ว่าสามารถแปลผลได้หลากหลายวิธีด้วยกัน ทั้งนี้ในบางครั้งคำตอบของการแปลผลที่ได้ในแต่ละวิธีนั้นให้คำตอบที่ไม่เหมือนกัน จึงต้องใช้การตัดสินใจ และประสบการณ์ของผู้แปลผลเองในการให้คำตอบ อีกทั้งมาตรฐานและวิธีการแปลผลต่างๆ มีการพัฒนาอยู่ตลอดเวลาเนื่องจากมาตรฐานการแปลผลที่มีอยู่นั้นยังมีความผิดพลาดจากการแปลผลอยู่

การเกิดดิสชาร์จบางส่วน ในระบบฉนวนของหม้อแปลงไฟฟ้าเป็นอีกสาเหตุที่สำคัญอีกสาเหตุหนึ่งที่ทำให้เกิดปัญหาขึ้นในหม้อแปลง เมื่อมีการเกิดดิสชาร์จบางส่วนขึ้นภายในระบบฉนวนของหม้อแปลงไฟฟ้าจะมีโอกาสที่มีการพัฒนาขนาดของการเกิดดิสชาร์จบางส่วนขึ้นและอาจส่งผลให้เกิดความล้มเหลวในการทำงานของหม้อแปลงไฟฟ้าได้ [8] ดังนั้นการตรวจสอบการเกิดดิสชาร์จบางส่วนได้ก่อนที่จะสร้างความเสียหายให้กับระบบฉนวนหม้อแปลงไฟฟ้าจึงเป็นการตรวจสอบที่สำคัญอีกอย่างหนึ่ง การตรวจสอบการเกิดดิสชาร์จบางส่วนในระบบฉนวนไฟฟ้าประกอบด้วยหลากหลายวิธีด้วยกัน ตัวอย่างเช่น การทดสอบแบบดั้งเดิม (Conventional) ที่เป็นไปตามมาตรฐาน IEC 60270 [9] วิธีการตรวจสอบด้วยเสียง (Acoustic) วิธีการทดสอบหาค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมัน

จากปัญหาที่เกี่ยวข้องกับการแปลผลดังกล่าวผู้วิจัยจึงได้ทำการศึกษาการประเมินสภาพหม้อแปลงด้วยวิธี Health index และการทดสอบหาค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันเพื่อวิเคราะห์ความผิดปกติที่เกิดขึ้นในหม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อใช้เป็นพื้นฐานในการวินิจฉัยสภาพของหม้อแปลงฟ้าและสามารถประยุกต์ใช้งานความรู้ที่ได้จากการศึกษาในงานอุตสาหกรรมจริงได้ ทั้งนี้ยังทำการศึกษาพฤติกรรมการเกิดก๊าซชนิดต่างๆ ที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงในกรณีที่มีการเกิดดิสชาร์จบางส่วนขึ้นโดยทำการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนขึ้นในกรณีที่แตกต่างกัน ทั้งปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับการเกิดดิสชาร์จบางส่วน ได้แก่ ประเภทขนาด และระยะเวลาในการเกิดการดิสชาร์จบางส่วนและปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับสภาพแวดล้อม ได้แก่ อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง ความชื้นของเพอร์สอร์ต ปริมาณออกซิเจนที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง โดยทำการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนในกรณีต่างๆ ขึ้นในสิ่งที่ใช้การทดสอบ จากนั้นทำการบันทึกค่าก๊าซชนิดต่างๆ ที่เกิดขึ้น จากพฤติกรรมการเกิดก๊าซชนิดต่างๆ ในน้ำมันหม้อแปลงที่จำลองการเกิดดิสชาร์จในแต่ละกรณีจะสามารถช่วยในการวิเคราะห์การแปลผลค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงได้ในงานวิเคราะห์ในงานอุตสาหกรรมจริงได้

## 1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา

วิทยานิพนธ์เล่มนี้มุ่งหวังเพื่อศึกษาการการประเมินสภาพหม้อแปลงด้วยวิธี Health index และการทดสอบค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันเพื่อวิเคราะห์ความผิดปกติที่เกิดขึ้นในหม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อใช้เป็นพื้นฐานในการวินิจฉัยสภาพของหม้อแปลงไฟฟ้าและสามารถประยุกต์ใช้งานความรู้ที่ได้จากการศึกษาในงานอุตสาหกรรมจริงได้ นอกจากนั้นยังทำการศึกษาพฤติกรรมกาเกิดก๊าซชนิดต่างๆ ที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง เมื่อมีการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่ในกรณีต่างๆ ที่แตกต่างกัน ทั้งปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับการเกิดดิสชาร์จบางส่วน ได้แก่ ประเภท ขนาด และช่วงเวลาในการเกิดการดิสชาร์จบางส่วน และปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับสภาพแวดล้อม ได้แก่ อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง ความชื้นของเพอร์สโบริด ปริมาณออกซิเจนที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงซึ่งปัจจัยเหล่านี้เป็นปัจจัยที่ส่งผลต่อพฤติกรรมกาเกิดก๊าซที่เกิดขึ้น ในส่วนของการแปลผลตามมาตรฐานในปัจจุบันนั้นไม่ได้ใช้ปัจจัยที่เกี่ยวข้องเหล่านี้ในการวิเคราะห์ร่วมด้วย ซึ่งอาจทำให้เกิดความผิดพลาดในการแปลผลการทดสอบขึ้นได้ในการวิเคราะห์ในงานภาคอุตสาหกรรม ซึ่งอาจทำให้เกิดความผิดพลาดในการแปลผลการทดสอบได้ ทั้งนี้จากพฤติกรรมกาเกิดก๊าซชนิดต่างๆ ในน้ำมันหม้อแปลงที่จำลองการเกิดดิสชาร์จในการทดสอบแต่ละกรณีจะสามารถอธิบายพฤติกรรมกาเกิดก๊าซที่เกิดขึ้นในแต่ละกรณีได้ และเป็นประโยชน์ในการวิเคราะห์การแปลผลค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงได้ในงานวิเคราะห์ในงานอุตสาหกรรมจริงได้

## 1.3 สมมุติฐานของการศึกษา

จากการศึกษาวิธีการแปลผลของการวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเพื่อวิเคราะห์การเกิดผิดปกติต่างๆ ที่เกิดขึ้นในหม้อแปลงไฟฟ้า โดยการใช้กรณีทดสอบต่างๆ จาก IEC TC10 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องที่มีตัวอย่างของการเกิดความผิดปกติประเภทต่างๆ และกรณีศึกษาจากหม้อแปลงที่มีการซ่อมบำรุงจากบริษัททดสอบและซ่อมบำรุงอุปกรณ์ไฟฟ้าในประเทศไทย คาดว่าวิธีการแปลผล Duval triangle น่าจะให้ความถูกต้องในการแปลผลมากที่สุดเนื่องจากกรณีที่น่ามาใช้ศึกษาในงานวิจัยเป็นกรณีศึกษาหม้อแปลงมีการเกิดความผิดปกติขึ้น ซึ่งจากหลายงานวิจัยนั้นมีผลแสดงว่าวิธี Duval triangle เป็นวิธีที่ให้ความถูกต้องในการแปลผลสูง

ในส่วนของการศึกษาพฤติกรรมกาเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงโดยการจำลองให้เกิดดิสชาร์จบางส่วนในสภาวะต่างๆ การทดสอบนั้นสามารถแบ่งการทดสอบด้วยปัจจัยต่างๆ ที่ส่งผลต่อพฤติกรรมกาเกิดก๊าซได้ออกเป็น 6 ปัจจัยหลักๆ คือปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับการเกิดดิสชาร์จบางส่วน ได้แก่ ประเภท ขนาด และช่วงเวลาในการเกิดการดิสชาร์จบางส่วน และปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับสภาพแวดล้อม ได้แก่ อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง ความชื้นในเพอร์สโบริด ปริมาณออกซิเจนที่ละลายอยู่ในน้ำมัน

จากการทดสอบนั้นพบว่าหากมีการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่แตกต่างกัน ได้แก่ การเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนา และการเกิดดิสชาร์จตามผิว คาดว่าการจำลองให้เกิดดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวนั้นจะมีอัตราการเกิดก๊าซมากกว่าการจำลองการเกิดโคโรนาที่ระดับแรงดันเดียวกัน ในส่วนของปัจจัยจากสภาพแวดล้อมนั้นคาดว่าน่าจะส่งผลต่ออัตราการเกิดของก๊าซคือ เมื่อปัจจัยเหล่านั้นมีค่าสูงขึ้น เช่น ปริมาณออกซิเจนมากขึ้น ความชื้นในเพอร์สโบริดมากขึ้น ค่าอัตราการเกิดของก๊าซก็จะมีค่าสูงขึ้นเช่นกัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

#### 1.4 ทฤษฎีหรือแนวคิดที่ใช้ในการวิจัย

การศึกษาในวิทยานิพนธ์เล่มนี้เป็นส่วนของการทดสอบเพื่อศึกษาพฤติกรรมของก๊าซในน้ำมันหม้อแปลงโดยการจำลองให้เกิดดิสชาร์จบางส่วนในสภาวะต่างๆ ใช้ความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานและอุณหภูมิที่เกิดจากการเกิดความผิดปกติประเภทดิสชาร์จบางส่วนกับพฤติกรรมที่เกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง ก๊าซแต่ละชนิดที่เกิดขึ้นนั้นจะเกิดจากการเสื่อมสภาพของฉนวนในหม้อแปลงไฟฟ้าทั้งฉนวนน้ำมันและฉนวนกระดาษ เนื่องจากพลังงานและอุณหภูมิที่เกิดขึ้นจากการเกิดดิสชาร์จบางส่วนนั้นจะทำให้ลายพันธะของฉนวนในหม้อแปลง เมื่อพลังงานหรืออุณหภูมิจากการเกิดดิสชาร์จบางส่วนนั้นมีค่าแตกต่างกันก็จะส่งผลให้ก๊าซที่เกิดขึ้นนั้นมีค่าแตกต่างกัน ซึ่งพลังงานและอุณหภูมิที่เกิดขึ้นนั้นขึ้นอยู่กับประเภท ขนาดของแรงดันที่ใช้ในการทดสอบ และเวลาของการเกิดดิสชาร์จบางส่วน

นอกจากนั้นแล้วความสัมพันธ์ที่เกี่ยวเนื่องกับปัจจัยแวดล้อมต่างๆ ที่ส่งผลต่อพฤติกรรมเกิดก๊าซชนิดต่างๆ นั้นเป็นอีกสิ่งที่จะต้องทำการศึกษา ได้แก่ อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง ความชื้นในเพอร์สโอบอร์ด และปริมาณก๊าซออกซิเจนที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง เนื่องจากปัจจัยเหล่านี้ส่งผลต่อการเกิดปฏิกิริยาเคมีประเภทต่างๆ ส่งผลถึงอัตราการเกิดการเสื่อมสภาพที่เปลี่ยนแปลงได้ ดังนั้นปัจจัยเหล่านี้จึงส่งผลต่อพฤติกรรมเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง

#### 1.5 ขอบเขตการวิจัย

ในวิทยานิพนธ์เล่มนี้ทำการศึกษาการประเมินสภาพหม้อแปลงด้วยวิธี Health index และการทดสอบหาค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันเพื่อวิเคราะห์ความผิดปกติที่เกิดขึ้นในหม้อแปลงไฟฟ้าโดยใช้กรณีตัวอย่างในการทดสอบเพื่อหาว่าวิธีการแปลผลวิธีใดเป็นวิธีที่ให้ความถูกต้องในการแปลผลมากที่สุด โดยกรณีศึกษาต่างๆ นั้นมาจาก IEC TC 10 ซึ่งเป็นงานวิจัยที่เกี่ยวข้องที่มีความน่าเชื่อถือ และผลการทดสอบการซ่อมบำรุงหม้อแปลงที่ได้จากบริษัทที่ทำการทดสอบและซ่อมบำรุงหม้อแปลงในประเทศไทย

นอกจากนั้นแล้วยังได้นำเสนอการทดสอบการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนาในสภาวะที่แตกต่างกัน ได้แก่ ขนาดของแรงดันที่ใช้ในการทดสอบการเกิดดิสชาร์จบางส่วน และอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง เพื่อศึกษาพฤติกรรมเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง รวมถึงปัจจัยที่ส่งผลต่อพฤติกรรมเกิดก๊าซในน้ำมันหม้อแปลง และการทดสอบการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวในสภาวะที่แตกต่างกัน ได้แก่ ขนาดของแรงดันที่ใช้ในการทดสอบการเกิดดิสชาร์จบางส่วน อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง ความชื้นในเพอร์สโอบอร์ด และปริมาณออกซิเจนที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง เพื่อศึกษาพฤติกรรมเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง รวมถึงปัจจัยที่ส่งผลต่อพฤติกรรมเกิดก๊าซในน้ำมันหม้อแปลง การจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนกรณีต่างๆ ในถังที่ออกแบบเพื่อทำการทดสอบ (Test cell) ที่ต่ออยู่กับเครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมัน (DGA online) จากนั้นทำการจดบันทึกค่าก๊าซต่างๆ ทุก 3 ชั่วโมง โดยมีช่วงเวลาในการทดสอบ 12 ชั่วโมง โดยการทดสอบนั้นได้ดำเนินการทดสอบที่ห้องปฏิบัติการวิศวกรรมไฟฟ้าแรงสูง สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง จากนั้นทำการเปรียบเทียบผลที่ได้จากการทดสอบแต่ละกรณีและทำการสรุปผลการทดสอบกรณีต่างๆ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 1.6 ขั้นตอนของการศึกษา

ขั้นตอนการศึกษาของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ สามารถแบ่งเป็นหัวข้อตามลำดับขั้นตอนดังต่อไปนี้

- 1) ค้นหาวิจัยที่น่าสนใจ
- 2) ศึกษาทฤษฎีและมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง
- 3) ทำการออกแบบและวางแผนการทดสอบ
- 4) ทำการทดสอบการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนกรณีต่างๆ ตามที่ทำการออกแบบ
- 5) สรุปผลการทดสอบ
- 6) จัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับสมบูรณ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ออกแบ่งเนื้อหาออกเป็น 5บทด้วยกันคือ

บทที่ 1 กล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ สมมติฐานแนวคิดที่ใช้ในการวิจัย ขอบเขตของการวิจัย ขั้นตอนการศึกษา และทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง

บทที่ 2 กล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานที่ใช้ในงานวิจัย ซึ่งประกอบด้วยการประเมินสภาพของหม้อแปลงด้วยวิธี Health index และวิธีการทดสอบหม้อแปลงไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องกับการประเมินสภาพของหม้อแปลงด้วยวิธี Health index ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับน้ำมันหม้อแปลงรวมถึงคุณสมบัติและปัจจัยที่มีผลต่อการเสื่อมสภาพของฉนวนน้ำมัน และทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมัน

บทที่ 3 กล่าวถึงการออกแบบการทดสอบเพื่อเปรียบเทียบความถูกต้องของการแปลผลของการวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันด้วยวิธีที่แตกต่างกัน และกล่าวถึงการออกแบบถังที่ใช้ในการทดสอบ เพื่อให้สามารถทำการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนในกรณีต่างๆ ได้ การเตรียมวัสดุและอุปกรณ์ที่ใช้ในการทดสอบ รวมถึงเครื่องมือต่างๆ ที่ใช้ในการทดสอบ

บทที่ 4 กล่าวถึงการทดสอบเพื่อเปรียบเทียบความถูกต้องของการแปลผลของการวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันด้วยวิธีที่แตกต่างกัน และกล่าวถึงการทดสอบการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่มีวงจรตามตามมาตรฐาน IEC 60270 และมีขั้นตอนการทดสอบหาค่าแรงดันเริ่มเกิดดิสชาร์จบางส่วนเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 61294 เพื่อใช้กำหนดค่าแรงดันที่นำไปใช้ในการทดสอบกรณีต่างๆ รวมถึงขั้นตอนการทดสอบการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนในกรณีต่างๆ เพื่อศึกษาปัจจัยต่างๆ ที่มีผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง ได้แก่ ชนิดของการเกิดดิสชาร์จบางส่วน ขนาดแรงดันทดสอบการเกิดดิสชาร์จบางส่วน อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง ปริมาณออกซิเจนในน้ำมันหม้อแปลง และปริมาณความชื้นในเพอร์สโอร์ต

บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยที่ได้ทดสอบมาทั้งหมด และสรุปความสัมพันธ์ระหว่างการเกิดดิสชาร์จบางส่วนในสถานะที่แตกต่างกันกับพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง

## 1.7 ทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง

ในปี พ.ศ.2552 (ค.ศ.2009) มีการนำเสนอเรื่อง “An Approach to Power Transformer Asset Management Using Health Index” [1] โดย A. N. Jahromi, R. Piercy, S. Cress และ W. Fan ได้มีการนำเสนองานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประเมินสภาพหม้อแปลงไฟฟ้าด้วยวิธี Health index ซึ่งเป็นวิธีการประเมินสภาพของหม้อแปลงไฟฟ้าที่ใช้การประเมินด้วยการทดสอบต่างๆ ทั้งการทดสอบทางไฟฟ้า เช่น การทดสอบหาความต้านทานของขดลวด การทดสอบหาค่าพาวเวอร์แฟกเตอร์ การทดสอบทางเคมี เช่น การทดสอบหาคุณสมบัติของน้ำมันหม้อแปลงต่างๆ การทดสอบเพื่อวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง การทดสอบเพื่อตรวจสอบสภาพของหม้อแปลงภายนอก ได้ เช่น การตรวจสอบระบบกราวด์ การตรวจสอบการเสื่อมสภาพของตัวถังหม้อแปลง และการทดสอบเพื่อตรวจสอบสถานะของอุปกรณ์ที่สำคัญในหม้อแปลง

ในปี พ.ศ.2555 (ค.ศ.2012) มีการนำเสนอเรื่อง “A New Approach to Identify Power Transformer Criticality and Asset Management Decision Based on Dissolved Gas-in-Oil Analysis” [2] โดย A. Abu-Siada และ S. Islam ได้มีการนำเสนองานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการเปรียบเทียบวิธีการแปลผลของการวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมัน ซึ่งได้แก่ วิธี Roger ratio IEC ratio Doerneburg ratio Duval triangle และวิธี key gas จากการทดสอบโดยใช้กรณีศึกษา 338 กรณี จากตัวอย่างน้ำมันหม้อแปลงที่มีอายุตั้งแต่ 2-40 ปี พบว่าวิธี Duval triangle นั้นเป็นวิธีที่ให้ค่าความถูกต้องของการแปลผลมากที่สุดเมื่อเทียบกับวิธีอื่นในงานวิจัยนี้ ซึ่งค่าความถูกต้องในการแปลผล 72 เปอร์เซ็นต์

ในปี พ.ศ.2531 (ค.ศ.1988) H. G. Erdman ได้เขียนหนังสือ Electrical Insulating Oils [10] โดยในเนื้อความบางส่วนได้นำเสนอเกี่ยวกับการแปลผลค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันด้วยวิธีการต่างๆ ซึ่งจากการแปลผลด้วยวิธีคีย์ก๊าซ (Key gases) นั้นพบว่าหากมีความผิดปกติประเภทโคโรนาหรือการเกิดการดีสชาร์จพลังงานต่ำเกิดขึ้นก๊าซที่สำคัญที่เราจะสังเกตเห็นนั่นคือก๊าซไฮโดรเจนเนื่องจากจะเกิดก๊าซไฮโดรเจนในปริมาณมากนอกจากนั้นแล้วยังพบก๊าซมีเทนร่วมด้วยในบางครั้งอาจจะพบร่วมกับก๊าซซีเทนและเอทิลีนซึ่งจะพบในปริมาณเล็กน้อยเท่านั้น

ในปี พ.ศ.2541 (ค.ศ.1998) มีการนำเสนอเรื่อง “Influence of Stressing on Gaseous Decomposition Products in Insulating Liquids” [11] โดย K. Dumke และ H. Borsi ซึ่งเกี่ยวข้องกับพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่เกิดขึ้นในน้ำมันหม้อแปลง เอสเตอร์ และฉนวนเหลวซิลิโคน เมื่อฉนวนเหลวเหล่านั้นได้รับความเครียดสูงเนื่องจากการเกิดดีสชาร์จบางส่วน โดยมีการจำลองให้เกิดดีสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนาขึ้นในชุดทดสอบที่เชื่อมต่อกับแหล่งจ่ายแรงดัน และอุปกรณ์วิเคราะห์ก๊าซที่ละลายอยู่ในฉนวนเหลว โดยชุดทดสอบนั้นมีอิเล็กโทรดแบบเข็ม-ระนาบ ซึ่งมีระยะห่างระหว่างอิเล็กโทรดทั้งสอง 300 มิลลิเมตร และทำการทดสอบโดยทำการป้อนแรงดันขนาด 70 kV จากการทดสอบนั้นพบว่าหลังจากการป้อนแรงดันเพื่อจำลองให้เกิดโคโรนาส่งผลให้เกิดก๊าซละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง ซึ่งพบก๊าซไฮโดรเจนปริมาณมากที่สุดคือ 95% และพบก๊าซมีเทนประมาณ 4% สำหรับเอสเตอร์ และฉนวนเหลวซิลิโคนนั้นก็มียปริมาณการเกิดของก๊าซที่ใกล้เคียงกับในน้ำมันหม้อแปลง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ในปี พ.ศ.2542 (ค.ศ.1999) มีการนำเสนอเรื่อง “Effective Methods of Assessment of Insulation System Conditions in Power Transformers: A View Based on Practical Experience” [12] โดย V. Sokolov และ Z. Berler ซึ่งเกี่ยวข้องกับผลของการเกิดดิสชาร์จบางส่วนในระบบฉนวนของหม้อแปลงไฟฟ้า ซึ่งได้ระบุไว้ว่าเมื่อมีดิสชาร์จบางส่วนเกิดขึ้นในหม้อแปลงนั้นจะทำให้เกิดจุดอ่อนทางไฟฟ้าในระบบฉนวน ส่งผลให้เกิดการสร้างก๊าซขึ้น และยังเกิดพลังงานสูญเสียด้วย โดยการเกิดดิสชาร์จบางส่วนนั้นจะเริ่มทำลายโครงสร้างของน้ำมันเมื่อมีขนาดมากกว่า 300 พิโคคูลอมป์ พลังงานที่เกิดขึ้นน้อยกว่า 0.4 วัตต์ ส่งผลให้เกิดการสร้างก๊าซขึ้นอัตรา 5 ถึง 170 ไมโครลิตรต่อจูล แตกต่างกันไปตามชนิดของน้ำมันหม้อแปลง และจะเริ่มทำลายโครงสร้างของฉนวนประเภทเซลลูโลสที่ขนาดของการเกิดดิสชาร์จบางส่วนมากกว่า 100 ถึง 10,000 พิโคคูลอมป์ พลังงานที่เกิดขึ้นมีขนาด 0.1-1 วัตต์ และมีอัตราการเกิดก๊าซ 40 ถึง 45 ไมโครลิตรต่อจูล

ในปี พ.ศ.2543 (ค.ศ.2000) มีการนำเสนอเรื่อง “On-site Partial Discharge Measurement of Transformers” [13] โดย V. Sokolov และ G. Kunchinsky ซึ่งมีเนื้อหาเกี่ยวข้องกับการตรวจสอบการเกิดดิสชาร์จบางส่วนด้วยวิธีต่างๆ ในหม้อแปลงไฟฟ้าจากข้อมูลการตรวจสอบและการซ่อมบำรุงหม้อแปลงไฟฟ้า จากกรณีศึกษาตัวอย่างของหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 300 MVA พิกัดแรงดัน 500 kV พบว่าเมื่อสังเกตค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเป็นเวลา 1 ปี ในหม้อแปลงที่มีการเกิดดิสชาร์จบางส่วนขึ้นพบว่าค่าอัตราการเกิดก๊าซไฮโดรเจนมีอัตราการเกิดก๊าซสูงที่สุด นอกจากนั้นแล้วยังมีการเกิดก๊าซมีเทนและอีเทนเอทีสึนเกิดขึ้นในปริมาณสูงด้วย

ในปี พ.ศ.2550 (ค.ศ.2007) มีการนำเสนอเรื่อง “Improvement of Interpretation of Dissolved Gas Analysis for Power Transformers” [14] โดย J. Aregon M. Fischer และ S. Tenbohlenซึ่งได้นำเสนอการทดสอบเพื่อศึกษาอัตราการเกิดของก๊าซเมื่อมีการเกิดดิสชาร์จบางส่วนในน้ำมันหม้อแปลงขึ้น โดยการจำลองให้เกิดดิสชาร์จบางส่วนผ่านชุดทดสอบที่ต่ออยู่กับแหล่งจ่ายแรงดันและเครื่องมือที่ใช้ในการวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมัน โดยการทดสอบนั้นได้ทำการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนนั้นทำการจำลองด้วยอิเล็กทรอนิกส์แบบระนาบ-ระนาบ ซึ่งมีเพรสบอร์ดอยู่ตรงกลางระหว่างอิเล็กทรอนิกส์ทั้งสองชั้น ทำการป้อนแรงดันขนาด 10.28 kV ให้เกิดดิสชาร์จบางส่วนที่มีขนาดประมาณ 1 nC เป็นเวลา 50 ชั่วโมง พบว่ามีการเกิดก๊าซไฮโดรเจนมากที่สุด คือ 160 ppm

ในปีพ.ศ. 2555 (ค.ศ.2012) W. Chen X. Chen และ J. Li ได้เขียนบทความ ในหัวข้อ “Canonical Correlation Between Partial Discharges and Gas Formation in Transformer Oil Paper Insulation” [15] ได้นำเสนอเกี่ยวกับการทดสอบเปรียบเทียบอัตราการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อมีการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่ต่างประเภทกัน ได้แก่ ประเภทโคโรนา การเกิดดิสชาร์จตามผิว และการเกิดดิสชาร์จบางส่วนภายใน โดยการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทต่างๆ ในถังที่ใช้ในการทดสอบที่มีการควบคุมอัตราการไหลของน้ำมัน 8 ลิตรต่อนาที และอุณหภูมิของน้ำมันอยู่ที่ 60 องศาเซลเซียส โดยถังที่ใช้ในการทดสอบนั้นต่ออยู่กับแหล่งจ่ายแรงดันและอุปกรณ์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมัน โดยกรณีการจำลองการเกิดโคโรนาใช้อิเล็กทรอนิกส์แบบเข็ม-ระนาบ ซึ่งเส้นผ่านศูนย์กลางของปลายเข็มนั้นมีขนาดน้อยกว่า 100 ไมโครเมตร และอิเล็กทรอนิกส์ระนาบมีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 60 มิลลิเมตร ระหว่างอิเล็กทรอนิกส์นั้นมีเพรสบอร์ดที่มีความหนา 1 มิลลิเมตร และ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 80 มิลลิเมตร กรณีจำลองการเกิดดิซซาร์จตามผิวนั้นใช้อิเล็กโทรดแบบปรือด-ระนาบ โดยขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางที่ขบปรือดนั้นคือ 20 มิลลิเมตร และอิเล็กโทรดระนาบมีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 60 มิลลิเมตร ระหว่างอิเล็กโทรดนั้นมีเพรสบอร์ดที่มีความหนา 1 มิลลิเมตร และมีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 80 มิลลิเมตร และในกรณีจำลองการการดิซซาร์จบางส่วนภายในใช้อิเล็กโทรดแบบทรงกลม-ระนาบ โดยขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางทรงกลมนั้นมีขนาด 3 มิลลิเมตรและอิเล็กโทรดระนาบมีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 80 มิลลิเมตร ระหว่างอิเล็กโทรดนั้นมีเพรสบอร์ดที่มีความหนา 1 มิลลิเมตร จำนวน 2 แผ่น ซึ่งชั้นตรงกลางระหว่างเพรสบอร์ดนั้นมีเพรสบอร์ดมีช่องว่างขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 40 มิลลิเมตรอยู่ตรงกลาง จากการทดสอบโดยทำการป้อนแรงดันขนาดที่ทำให้เกิดการดิซซาร์จบางส่วนครั้งแรก (PDIV) พบว่ากรณีจำลองให้เกิดโคโรนาพบว่าเกิดก๊าซไฮโดรเจนมากที่สุด กรณีจำลองการเกิดดิซซาร์จตามผิวพบว่าการเกิดก๊าซไฮโดรเจนมากที่สุด และเกิดก๊าซอะเซทิลีนในปริมาณมากเช่นกัน ส่วนการจำลองการเกิดดิซซาร์จบางส่วนภายในนั้นพบว่าเกิดก๊าซอะเซทิลีนในปริมาณมากกว่าก๊าซไฮโดรเจน



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

### 2.1 การประเมินสภาพหม้อแปลงด้วยวิธี Health index [1]

วิธี Health Index (HI) เป็นวิธีการที่เป็นประโยชน์และมีประสิทธิภาพอย่างยิ่งที่ใช้ในการวางแผนการซ่อมบำรุงหม้อแปลง เพื่อให้มีการซ่อมบำรุงในระยะเวลาที่เหมาะสมและมีการวางแผนการซ่อมบำรุงอย่างถูกต้อง โดยทำการวิเคราะห์จากผลการทดสอบต่างๆ ซึ่งประกอบด้วยผลการจากตรวจสอบสภาพภายนอกของหม้อแปลง (Inspection) การทดสอบภาคสนามและในห้องทดสอบในห้องปฏิบัติการ ซึ่งหัวข้อการทดสอบที่ใช้ในการวิเคราะห์เหล่านั้นแบ่งออกเป็นหลายหัวข้อการทดสอบด้วยกัน ตัวอย่างเช่น การวิเคราะห์จากการเสื่อมสภาพของฉนวนทั้งฉนวนน้ำมันและฉนวนกระดาษ ได้แก่ การวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมัน การทดสอบเพื่อวัดค่าฟูราน การทดสอบเพื่อหาอายุของฉนวนกระดาษ (Degree of Polymerization: DP) การตรวจสอบคุณภาพของน้ำมัน การวัดค่าพาวเวอร์แฟคเตอร์ของหม้อแปลงไฟฟ้า การตรวจสอบโดยทั่วไปของหม้อแปลง ได้แก่ ระบบระบายความร้อน การเสื่อมสภาพของตัวถัง ระบบกราวด์ การรั่วของน้ำมันบริเวณตัวถังหม้อแปลง และการตรวจสอบสภาพความสมบูรณ์ของอุปกรณ์ที่สำคัญในหม้อแปลง ได้แก่ บุชชิ่ง โหลดแทปเชนจ์เจอร์ (Load tap changer: LTC) โดยวิธีการทดสอบและการแปลผลของแต่ละหัวข้อการทดสอบนั้นมีพื้นฐานอยู่ภายใต้มาตรฐาน IEC มาตรฐาน IEEE และข้อเสนอแนะของ CIGRE

#### 2.1.1 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการประเมินสภาพหม้อแปลงด้วยวิธี Health index

- การวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง

การทดสอบเพื่อวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง เป็นการวิเคราะห์ก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันซึ่งเกิดจากการเสื่อมสภาพของฉนวนน้ำมันและฉนวนกระดาษเพื่อตรวจสอบความผิดปกติที่เกิดขึ้นภายในหม้อแปลง ตัวอย่างเช่น การเกิดดิสชาร์จบางส่วน การเกิดความผิดปกติทางไฟฟ้า การเกิดความผิดปกติทางความร้อน โดยมีการแปลผลจากการทดสอบตามมาตรฐาน IEC 60599 และ IEEE C57.104 วิธีการแปลผลของก๊าซที่ได้จากการทดสอบนั้นมีมากมายหลายวิธีด้วยกัน ตัวอย่างเช่น วิธี Duval pentagon วิธี Duval triangle วิธี Roger ratio วิธี IEC ratio วิธี Doernenburg ratio และการแปลผลอย่างง่ายอีกวิธีหนึ่งของการดูค่าลิมิตของก๊าซที่เกิดขึ้น (Limit) ซึ่งได้มีการระบุไว้ในมาตรฐาน IEC 60599 มาตรฐาน IEEE C57.104 และ Bureau of Reclamation [16] ซึ่งมีค่าแตกต่างกันไป ดังที่ได้มีการแสดงไว้ในตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 เปรียบเทียบค่าลิมิตก๊าซที่แนะนำ (ppm)

Gas	Doernenburg	IEC	IEEE	Bureau of reclamation
H <sub>2</sub>	200	100	100	500
CH <sub>4</sub>	50	75	120	125
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	35	75	65	75
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	80	75	50	175
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	5	3	35	7
CO	500	700	350	750
CO <sub>2</sub>	6000	7000	2500	10000

สำหรับการแบ่งระดับของ DGA แสดงไว้ดังตารางที่ 2.2 โดยค่าแฟคเตอร์ของ DGA สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2.1

$$DGAF = \frac{\sum_{i=1}^7 S_i \times W_i}{\sum_{i=1}^7 W_i} \quad (2.1)$$

โดยที่ S<sub>i</sub> คือ คะแนนจากการประเมินก๊าซแต่ละชนิด และ W<sub>i</sub> คือ น้ำหนักแฟคเตอร์ของก๊าซต่างๆ ที่ได้มีการแสดงไว้ดังตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.2 การแบ่งระดับสำหรับการทดสอบ DGA

รหัสการแบ่งระดับ	สถานะ	ค่าแฟคเตอร์
A	ดี	DGAF < 1.2
B	ยอมรับได้	1.2 ≤ DGAF < 1.5
C	ควรเฝ้าระวัง	1.5 ≤ DGAF < 2
D	แย้	2 ≤ DGAF < 3
E	แย่มาก	DGAF ≥ 3

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 2.3 คะแนนและน้ำหนักสำหรับการทดสอบ DGA

ก๊าซ	คะแนน						W <sub>i</sub>
	1	2	3	4	5	6	
H <sub>2</sub>	≤100	100-200	200-300	300-500	500-700	>700	2
CH <sub>4</sub>	≤75	75-125	125-200	200-400	400-600	>600	3
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	≤65	65-80	80-100	100-120	120-150	>150	3
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	≤50	50-80	80-100	100-150	150-200	>200	3
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	≤3	3-7	7-35	35-50	50-80	>80	5
CO	≤350	350-700	700-900	900-1100	1100-1400	>1400	1
CO <sub>2</sub>	≤2500	≤700	≤4000	≤5000	≤6000	>7000	1

- การทดสอบเพื่อหาคุณภาพของน้ำมัน

การทดสอบคุณสมบัติของน้ำมันนั้นเป็นการทดสอบเพื่อตรวจสอบสภาพความเป็นฉนวนของน้ำมันเพื่อให้มีการจัดการและการวางแผนอย่างถูกต้องเมื่อมีปัญหาเกิดขึ้น ประกอบด้วย การทดสอบหลายประเภทด้วยกัน ได้แก่ การทดสอบทางไฟฟ้า การทดสอบทางเคมี และการทดสอบทางฟิสิกส์ [17] โดยเป็นไปตามมาตรฐาน ASTM มาตรฐาน IEC [18-20] ดังที่ได้มีการแสดงไว้ในตารางที่ 2.4

ตารางที่ 2.4 มาตรฐานสำหรับการทดสอบคุณภาพของน้ำมัน

พารามิเตอร์	ASTM	IEC
แรงดันเบรกดาวน์	D877, D1816	IEC60156
ความชื้นในน้ำมัน	D1533	IEC 60814
พาวเวอร์แฟคเตอร์	D924	IEC247
IFT	D971	ISO 6295
ค่าความเป็นกรด	D644, D974	IEC62021
สีของน้ำมันหม้อแปลง	D1500	ISO 2049

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สำหรับการแบ่งระดับของการตรวจสอบคุณภาพน้ำมันแสดงไว้ดังตารางที่ 2.5 โดยค่าแฟคเตอร์ของการทดสอบคุณภาพน้ำมันสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2.2

$$OQF = \frac{\sum_{i=1}^5 S_i \times W_i}{\sum_{i=1}^5 W_i} \quad (2.2)$$

โดยที่  $S_i$  คือ คะแนนจากการประเมินการทดสอบน้ำมันแต่ละหัวข้อและ  $W_i$  คือ น้ำหนักแฟคเตอร์ของการทดสอบน้ำมัน ซึ่งได้มีการแสดงไว้ดังตารางที่ 2.6

ตารางที่ 2.5 การแบ่งระดับสำหรับการทดสอบคุณภาพของน้ำมัน

รหัสการแบ่งระดับ	สถานะ	ค่าแฟคเตอร์
A	ดี	$OQF < 1.2$
B	ยอมรับได้	$1.2 \leq OQF < 1.5$
C	ควรเฝ้าระวัง	$1.5 \leq OQF < 2$
D	แย่มาก	$2 \leq OQF < 3$
E	แย่มาก	$OQF \geq 3$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 2.6 คะแนนและน้ำหนักสำหรับการตรวจสอบคุณภาพน้ำมันตามมาตรฐาน IEEE C57.106-2006

การทดสอบ	คุณภาพของน้ำมัน				W <sub>i</sub>
	U ≤ 69kV	69 to 230 kV	≥230 kV	คะแนน	
แรงดันเบรกดาวน์ ตามมาตรฐาน ASTM D1816 ระยะแกป 2 มิลลิเมตร	≥45	≥52	≥60	1	3
	35-45	45-52	50-60	2	
	30-35	35-45	40-50	3	
	≤30	≤35	≤40	4	
IFT	≥25	≥30	≥32	1	2
	20-25	23-30	25-32	2	
	15-20	18-23	20-25	3	
	≤15	≤18	≤20	4	
ค่าความเป็นกรด	≤0.05	≤0.04	≤0.03	1	1
	0.05-0.1	0.04-0.1	0.03-0.07	2	
	0.1-0.2	0.1-0.15	0.07-0.1	3	
	≥0.2	≥0.15	≥0.1	4	
ความชื้นในน้ำมัน		≤25		1	4
		20-30		2	
		30-40		3	
		>40		4	
สีของน้ำมันหม้อแปลง		≤1.5		1	2
		1.5-2.0		2	
		2.0-2.5		3	
		≥2.5		4	

- การทดสอบหาค่าประกอบฟูราน

สารประกอบฟูรานเป็นสารประกอบชนิดหนึ่งที่เกิดจากการเสื่อมสภาพของฉนวนเซลลูโลสซึ่งเป็นผลเนื่องจากความร้อนที่เกิดขึ้นจากการใช้งานหม้อแปลง การออกซิเดชัน กรด และความชื้น ดังนั้นสารประกอบฟูรานจึงสามารถใช้ในการวิเคราะห์การเสื่อมสภาพของฉนวนเซลลูโลสได้ซึ่งนำไปสู่การประเมินอายุของหม้อแปลงที่เหลือได้ โดยปกติแล้วประเมินอายุของหม้อแปลงนั้นสามารถประเมินได้จากอายุของฉนวนกระดาษที่เหลือเนื่องจากหากฉนวนกระดาษเกิดการเสื่อมสภาพขึ้น การเปลี่ยนฉนวนกระดาษใหม่นั้นไม่คุ้มที่จะลงทุน ซึ่งโดยทั่วไปเราสามารถรู้อายุของฉนวนกระดาษที่เหลือได้จากค่า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Degree of Polymerization (DP) แต่การวัดค่า DP นั้นสามารถทำได้ยากในทางปฏิบัติ การทดสอบหาค่าสารประกอบฟูรานจึงเป็นที่นิยมมากกว่าในการใช้ประเมินอายุที่เหลือของฉนวนกระดาษ [21] โดยการแบ่งระดับของการทดสอบหาค่าสารประกอบฟูรานนั้น แสดงไว้ในตารางที่ 2.7

ตารางที่ 2.7 การแบ่งระดับสำหรับการทดสอบหาค่าสารประกอบฟูราน

รหัสการแบ่งระดับ	สถานะ	ค่าสารประกอบฟูราน (ppm)
A	ดี	0-0.1
B	ยอมรับได้	0.1-0.25
C	ควรเฝ้าระวัง	0.25-0.5
D	แย่	0.5-1.0
E	แย่มาก	มากกว่า 1.0

- การทดสอบหาค่าพาวเวอร์แฟคเตอร์

การทดสอบหาค่าพาวเวอร์แฟคเตอร์เป็นวิธีการที่สำคัญอีกวิธีหนึ่งซึ่งเป็นการทดสอบที่ใช้ในการตรวจสอบความผิดปกติของระบบฉนวนจากการตรวจจับค่าความชื้นหรือสิ่งปนเปื้อนในฉนวนที่ส่งผลให้เกิดค่าความสูญเสียเกิดขึ้นในระบบฉนวนหม้อแปลงไฟฟ้า โดยขั้นตอนในการทดสอบหาค่าพาวเวอร์แฟคเตอร์นั้นสามารถทำได้โดยป้อนแรงดันกระแสสลับขนาดมากกว่า 10 kV ที่ความถี่ 50 หรือ 60 Hz และทำการวัดค่ากระแสคาปาซิทีฟ (Capacitive) ในหน่วยของโวลต์-แอมป์ กับกระแสรีซิสทีฟ (Resistive) ในหน่วยวัตต์ โดยที่ค่าพาวเวอร์แฟคเตอร์นั้นคืออัตราส่วนระหว่างค่ากระแสรีซิสทีฟกับกระแสคาปาซิทีฟ สำหรับค่าการแบ่งระดับของการทดสอบหาค่าพาวเวอร์แฟคเตอร์นั้นเป็นไปตามตารางที่ 2.8

ตารางที่ 2.8 การแบ่งระดับสำหรับการทดสอบหาค่าพาวเวอร์แฟคเตอร์

รหัสการแบ่งระดับ	สถานะ	ค่าพาวเวอร์แฟคเตอร์ ที่ อุณหภูมิ 20 องศาเซลเซียส
A	ดี	PF < 0.5
B	ยอมรับได้	$0.5 \leq \text{PF} < 1$
C	ควรเฝ้าระวัง	$1 \leq \text{PF} < 1.5$
D	แย่	$1.5 \leq \text{PF} < 2$
E	แย่มาก	PF $\geq 2$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- การตรวจสอบสถานะโหลดแทปเซนเจอร์ (Load tap changer: LTC)

การวิเคราะห์อุปกรณ์โหลดแทปเซนเจอร์ เป็นอีกอย่างหนึ่งที่ควรพิจารณาในการประเมินสภาพของหม้อแปลง เนื่องจากมีหลายครั้งที่หม้อแปลงนั้นเกิดความล้มเหลวที่มีสาเหตุจากโหลดแทปเซนเจอร์จากรายงานของ CIGRE นั้นพบว่าหม้อแปลงนั้นเกิดความล้มเหลวเนื่องจากสาเหตุโหลดแทปเซนเจอร์มากถึง 40% โดยการวิเคราะห์ด้วยวิธี HI นั้นประกอบด้วยการทดสอบ DGA จากน้ำมันที่ใช้เป็นฉนวนของโหลดแทปเซนเจอร์ การวิเคราะห์คุณภาพน้ำมัน และการดูสภาพโดยรวมของโหลดแทปเซนเจอร์ การวิเคราะห์ DGA สำหรับโหลดแทปเซนเจอร์นั้นจะมีค่าลิมิตของก๊าซที่เกิดขึ้นนั้นจะมีค่าแตกต่างกับค่าขีดจำกัดของก๊าซในถังหม้อแปลง เนื่องจากการทำงานในสภาวะปกติของโหลดแทปเซนเจอร์จะส่งผลให้เกิดก๊าซจำนวนหนึ่งละลายอยู่ในน้ำมันอยู่แล้ว ซึ่งในโหลดแทปเซนเจอร์ต่างชนิดกันก็จะส่งผลให้เกิดการสร้างก๊าซแต่ละชนิดที่ไม่เท่ากันด้วย ค่าคะแนนและน้ำหนักในการวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันของโหลดแทปเซนเจอร์นั้นเป็นไปตามตารางที่ 2.9 โดยมีการแบ่งระดับและการคำนวณค่าแฟคเตอร์เช่นเดียวกันกับการวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันในตัวถังหม้อแปลง

ตารางที่ 2.9 คะแนนและน้ำหนักของระดับก๊าซในน้ำมันที่ใช้เป็นฉนวนของโหลดแทปเซนเจอร์

ชนิด LTC	ก๊าซ	คะแนน				W <sub>i</sub>
		1	2	3	4	
vacuum LTC	CH <sub>4</sub>	<30	30-50	50-100	≥100	3
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<20	20-30	40-50	≥50	3
	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	<50	50-100	100-200	≥200	4
	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	<3	3-4.0	4-5.0	≥5	5
Resistive LTC	CH <sub>4</sub>	<100	100-200	200-300	≥300	3
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<50	50-100	100-200	≥200	3
	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	<200	200-400	400-600	≥600	5
	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	<500	500-1000	1000-5000	≥5000	3
Reactive LTC (Diverter comp.)	CH <sub>4</sub>	<200	200-300	300-700	≥700	3
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<100	100-150	150-500	≥500	3
	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	<300	300-500	500-1400	≥1400	5
	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	<1000	1000-3000	3000-7500	≥7500	3
Reactive LTC (Selector comp.)	CH <sub>4</sub>	<50	50-150	150-250	≥250	3
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<30	30-50	50-100	≥100	3
	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	<100	100-200	200-500	≥500	5
	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	<10	10-20	20-25	≥25	3

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 2.1.2 การคำนวณคะแนน HI เพื่อใช้ประเมินสภาพหม้อแปลงไฟฟ้า

การวิเคราะห์สภาพของหม้อแปลงและการวางแผนการจัดการหม้อแปลงด้วยวิธี HI นั้นอาศัย ข้อมูลที่บ่งบอกถึงการเสื่อมสภาพของหม้อแปลง การใช้งาน และปัจจัยอื่นๆ เพื่อนำไปสู่การคำนวณอายุที่เหลือของหม้อแปลงได้ โดยการคำนวณคะแนนเพื่อนำไปประเมินสภาพของหม้อแปลงนั้นเป็นไปตาม สมการที่ 2.3 และสามารถประเมินผลคะแนนที่ได้จากตารางที่ 2.10 โดยการทดสอบต่างๆ ที่ใช้กัน โดยทั่วไปนั้นเป็นไปตามตารางที่ 2.11

$$HI = 60\% \times \frac{\sum_{j=1}^{21} K_j HIF_j}{\sum_{j=1}^{21} 4K_j} + 40\% \times \frac{\sum_{j=21}^{24} K_j HIF_j}{\sum_{j=21}^{24} 4K_j} \quad (2.3)$$

ตารางที่ 2.10 คะแนน HI

HI	สถานะ	อายุที่เหลือของหม้อแปลง
85-100	ดีมาก	มากกว่า 15 ปี
70-85	ดี	ไม่เกิน 15 ปี
50-70	พอใช้	ไม่เกิน 10 ปี
30-50	แย่มาก	น้อยกว่า 10 ปี
0-30	แย่มาก	สิ้นสุดอายุของหม้อแปลง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 2.11 หัวข้อการทดสอบและน้ำหนักที่ใช้ในการคำนวณคะแนน HI

ลำดับ	หัวข้อการทดสอบ	K	สถานะ	HIF
1	DGA	10	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
2	Load History	10	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
3	Power Factor	10	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
4	Infra-red	10	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
5	Oil Quality	6	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
6	Overall Condition	8	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
7	Furan or Age	5	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
8	Turns ratio	5	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
9	Leakage reactance	8	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
10	Winding resistance	6	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
11	Core-to-ground	2	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
12	Bushing Condition	5	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
13	Main Tank Corrosion	2	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
14	Cooling Equipment	2	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
15	Oil Tank Corrosion	1	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
16	Foundation	1	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
17	Grounding	1	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
18	Gaskets, seals	1	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
19	Connectors	1	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
20	Oil Leaks	1	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
21	Oil Level	1	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
22	DGA of LTC	6	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
23	LTC Oil Quality	3	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
24	Overall LTC Condition	5	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0

## 2.2 น้ำมันหม้อแปลง [22]

หม้อแปลงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังจำเป็นต้องใส่ฉนวนเหลว ซึ่งนอกจากจะทำหน้าที่เป็นฉนวนทางไฟฟ้าแล้วยังทำหน้าที่ระบายความร้อนอีกด้วย น้ำมันแร่ (Mineral Oil) เป็นฉนวนเหลวและเป็นสารอินทรีย์จากธรรมชาติซึ่งได้จากกระบวนการกลั่นปิโตรเลียม และเนื่องจากน้ำมันหม้อแปลงนิยมใช้ในหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังจึงทำให้น้ำมันหม้อแปลงมีชื่อเรียกอีกอย่างหนึ่งว่า น้ำมันหม้อแปลง (Transformer Oil) จากมาตรฐาน IEC 60422 น้ำมันหม้อแปลงซึ่งทำหน้าที่เป็นทั้งฉนวน ระบายความร้อน และตัวดับอาร์ค จะต้องมีความสมบัติหลักๆ ดังที่ได้แสดงด้านล่าง และนอกจากนี้ยังต้องพิจารณาคุณสมบัติทางด้านฟิสิกส์ ทางเคมี และทางไฟฟ้า ดังตารางที่ 2.12

- มีค่าความคงทนของฉนวนทางไฟฟ้า (Dielectric Strength) สูง เพื่อให้ทนความเครียดทางไฟฟ้าในระหว่างที่ใช้งานได้
- มีค่าความหนืดต่ำ เพื่อให้ น้ำมันสามารถหมุนเวียนภายในหม้อแปลงได้อย่างอิสระ ทำให้สามารถระบายความร้อนได้ดี
- มีคุณสมบัติที่อุณหภูมิต่ำที่เหมาะสม เพื่อให้สามารถสตาร์ทหม้อแปลงในที่มีอุณหภูมิต่ำได้
- มีความคงทนต่อการเกิดปฏิกิริยาออกซิเดชัน (Oxidation Stability) สูง เพื่อให้มีอายุการใช้งานยาวนาน

ตารางที่ 2.12 คุณสมบัติทางฟิสิกส์ ทางเคมี และทางไฟฟ้าของฉนวนเหลวที่จำเป็นต้องพิจารณา

คุณสมบัติทางด้านฟิสิกส์	คุณสมบัติทางด้านเคมี	คุณสมบัติทางด้านไฟฟ้า
-อุณหภูมิติดไฟทันที (Auto-ignition Temperature)	-แรงตึงผิว (Interfacial Tension)	-ความคงทนต่อแรงดันไฟฟ้า กระแสสลับ (Breakdown Strength)
-สัมประสิทธิ์การขยายตัวเนื่องจากความร้อน	-การปนเปื้อนของสาร (Contaminants)	-ค่าแฟกเตอร์กำลังสูญเสียไดอิเล็กตริก (Dielectric Dissipation Factor)
-ความหนาแน่น (Density)	-โครงสร้างโมเลกุล	-ค่าเปอร์มิตติวิตี (Permittivity)
-จุดติดไฟ (Fire Point)	-ค่าความเป็นกลาง	-ค่าความต้านทานไฟฟ้า
-จุดวาบไฟ (Flash Point)	-ปริมาณไนโตรเจน (Nitrogen Content)	-ค่าความคงทนต่อแรงดันอิมพัลส์
-จุดไหลเท (Pour Point)	-ความคงทนต่อการเกิดออกซิเดชัน	-ดิสชาร์จบางส่วนและแรงดันเริ่มเกิดดิสชาร์จบางส่วน
-ดัชนีการหักเหของแสง (Refractive Index)	-ค่าสaponification	
-ความร้อนจำเพาะ (Specific Heat)	-ค่าสaponification (Saponification Value)	
-สภาพนำความร้อน (Thermal Conductivity)	-ความเสถียรต่ออุณหภูมิ (Thermal Stability)	
-ความดันไอ (Vapor Pressure)	-ความชื้น (Water Content)	
-ความหนืด (Viscosity)	-อัตราส่วนปริมาณของพาราฟินิก แนฟทีนิก และโอโรมาติก	

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 2.3 ส่วนประกอบของน้ำมันหม้อแปลง

น้ำมันหม้อแปลงเป็นสารประกอบไฮโดรคาร์บอนซึ่งได้จากการกลั่นปิโตรเลียมและเนื่องจากมีการกลั่นปิโตรเลียมเพื่อผลิตน้ำมันหม้อแปลงในหลายพื้นที่ ซึ่งแต่ละที่นั้นก็มึน้ำมันดิบที่มีลักษณะเฉพาะและมีวิธีการกลั่นที่แตกต่างกันออกไปในแต่ละพื้นที่จึงทำให้ได้น้ำมันหม้อแปลงที่มีคุณสมบัติแตกต่างกันด้วย ดังนั้นเพื่อให้แน่ใจว่าน้ำมันหม้อแปลงที่ได้นั้นมีคุณสมบัติที่จะนำไปใช้ในอุปกรณ์ต่างๆ จึงต้องมีการเปรียบเทียบคุณสมบัติต่างๆของน้ำมันที่ได้กับคุณสมบัติมาตรฐานของน้ำมัน เช่น มาตรฐาน ASTM D3487 Standard Specification for Mineral Insulating Oil Used in Electrical Apparatus

ปิโตรเลียมหรือน้ำมันดิบที่มาจากแหล่งที่มาแตกต่างกันจะมีองค์ประกอบแตกต่างกันหลายอย่าง ซึ่งรวมถึงปริมาณสารประกอบไฮโดรคาร์บอนแต่ละชนิดด้วย ซึ่งสิ่งที่ส่งผลต่อคุณสมบัติของน้ำมันหม้อแปลงซึ่งได้จากการกลั่นน้ำมันดิบนั้นมีหลายอย่าง เช่น กระบวนการกลั่น โมเลกุลของสารในน้ำมัน สารประกอบซัลเฟอร์ เป็นต้น

เราสามารถจำแนกน้ำมันหม้อแปลงได้เป็น 3 ชนิด ตามองค์ประกอบพื้นฐานหลักๆที่มีอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง ได้แก่

### 2.3.1 แอลเคน (พาราฟิน)

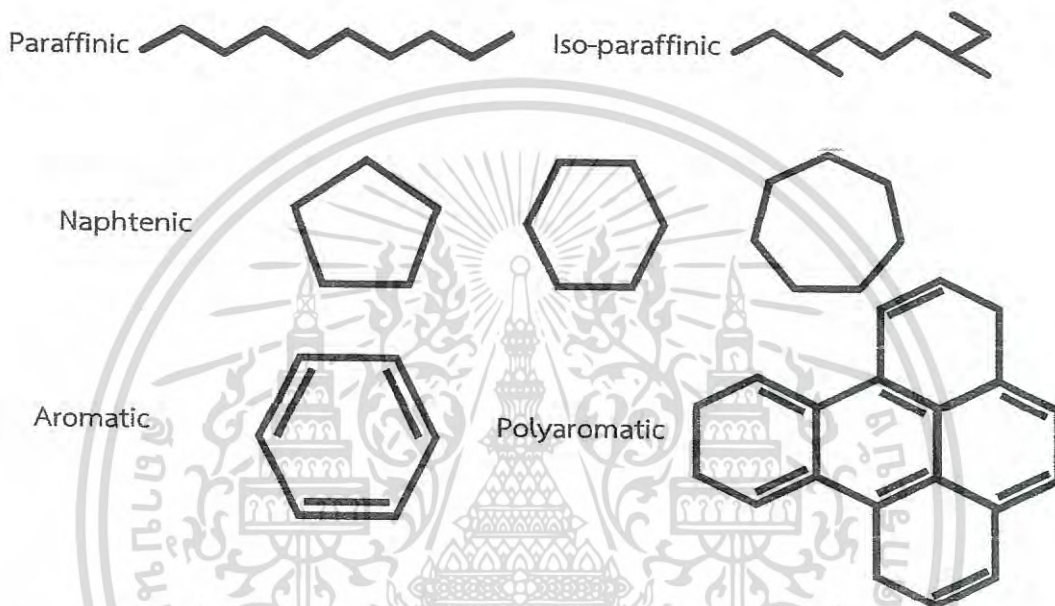
น้ำมันพาราฟินิก (Paraffinic Oils) ประกอบด้วยสารประกอบไฮโดรคาร์บอนแบบโซ่ตรงเป็นหลัก และเป็นสารประเภทแอลเคน มีค่าความหนืดและจุดไหลเทสูง ดังนั้นน้ำมันที่มีปริมาณพาราฟินิกสูงจะทำได้มีความสามารถในการไหลเวียนไม่ดีนักที่อุณหภูมิต่ำ ทำให้เกิดปัญหาเมื่อทำการสตาร์ทหม้อแปลงที่อุณหภูมิต่ำ

### 2.3.2 ไฮโคลแอลเคน (แนปทีน แนปทีนิก หรือ ไฮโคลพาราฟิน)

น้ำมันแนปทีนิก (Naphthenic Oils) ประกอบด้วยไอโซพาราฟิน (Iso Paraffins) ซึ่งเป็นพาราฟินที่มีพันธะแบบกิ่งและไฮโคลพาราฟิน (Cycloparaffines) หรือไฮโคลแอลเคน (cycloalkanes) เป็นจำนวนมาก น้ำมันแนปทีนิกมีความหนืดต่ำทำให้มีความสามารถในการระบายความร้อนที่ดี นอกจากนี้แล้วน้ำมันแนปทีนิกยังมีจุดไหลเทต่ำด้วย

### 2.3.3 อโรมาติก

น้ำมันอโรมาติก (Aromatics) ประกอบด้วยสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีโครงสร้างแบบวงแหวน 1 วงหรือมากกว่าแบบไม่อิ่มตัว (Unsaturated) ที่คาร์บอนอะตอมมีการทำพันธะคู่กับอะตอมอื่น น้ำมันอโรมาติกมีความสามารถป้องกันการเกิดการดิสชาร์จทางไฟฟ้าและป้องกันการสลายตัวของน้ำมัน แต่เนื่องจากเป็นพันธะแบบไม่อิ่มตัว ทำให้สารประกอบอโรมาติกถูกกำจัดออกได้ง่ายขณะทำการกลั่น



รูปที่ 2.1 โครงสร้างโมเลกุลของสารประกอบไฮโดรคาร์บอนในน้ำมันหม้อแปลง

## 2.4 ปัจจัยที่มีผลต่อการเสื่อมสภาพของน้ำมันหม้อแปลง

### 2.4.1 อุณหภูมิ

คุณสมบัติของพารามิเตอร์หลายตัวที่มีผลกระทบต่อความคงทนต่อความคงทนต่อแรงดันไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงตามอุณหภูมิ เช่น ความหนืด ความตึงผิว และความหนาแน่น ทำให้กระบวนการเกิดฟองก๊าซ และลักษณะการเคลื่อนที่ของน้ำมันหม้อแปลงเปลี่ยนแปลงตามอุณหภูมิด้วย เช่นเดียวกับปริมาณความชื้นที่สภาวะอิ่มตัวซึ่งขึ้นกับอุณหภูมินั้น โดยทั่วไปจะมีปริมาณความชื้นอยู่ในช่วง 20 – 100 ppm เนื่องจากต้องพิจารณาถึงเวลาที่ใช้ในการเข้าสู่ความชื้นให้ใกล้เคียงกันในการทดสอบแต่ละครั้ง นอกจากนั้นแล้วอุณหภูมิยังส่งผลถึงการเกิดปฏิกิริยาต่างๆ ด้วย โดยหากมีอุณหภูมิสูงขึ้นก็จะทำให้เกิดปฏิกิริยาต่างๆ มากขึ้นด้วย

#### 2.4.2 ก๊าซต่างๆ ที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง

โดยปกติแล้วภายในน้ำมันหม้อแปลงอาจมีก๊าซปะปนอยู่ แต่ก๊าซจะถูกขจัดออกไปจากน้ำมันหม้อแปลงก่อนการนำไปใช้เป็นฉนวนในอุปกรณ์ไฟฟ้าแรงสูง แต่เนื่องจากสภาพการใช้งาน เช่น การสัมผัสกับอากาศของกระดาด การเสื่อมสภาพของฉนวนในหม้อแปลง (Aging) การเกิดความผิดปกติประเภทต่างๆ หรือการลัดวงจรภายในอุปกรณ์ไฟฟ้าแรงสูง จะทำให้เกิดก๊าซขึ้นในน้ำมันหม้อแปลงได้อีก ฟองก๊าซที่เข้าไปอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงอาจทำให้เกิดการปล่อยประจุบางส่วนที่เป็นสาเหตุของการที่ทำให้ฉนวนเสื่อมคุณภาพ และเกิดการเบรกดาวน์ในที่สุด

ในสภาวะสมดุลการละลาย ผลรวมของความดันบางส่วนของก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันทั้งหมดจะเท่ากับผลรวมความดันบางส่วนของก๊าซเหนือน้ำมันตารางที่ 2.13 และ 2.14 ซึ่งแสดงถึงค่าคงที่การละลาย และความสามารถในการละลายของก๊าซแต่ละชนิดที่ละลายในน้ำมันหม้อแปลง ณ อุณหภูมิ 0 - 100 °C ความดันบางส่วนของก๊าซเท่ากับ 760 mmHg และจะพบว่าก๊าซจะละลายได้มากขึ้นหรือน้อยลงเมื่ออุณหภูมิเพิ่มขึ้นซึ่งจะอยู่กับคุณสมบัติของก๊าซแต่ละชนิด

ตารางที่ 2.13 ค่าคงที่การละลายของก๊าซ (A) ตามกฎของเฮนรี่ (µatm / (µL/l)) ที่ความดัน 760 mmHg

อุณหภูมิ (C°)	0	20	40	60	80	100
อากาศ	-	9.9	9.7	9.5	9.3	9.1
N <sub>2</sub> , ไนโตรเจน	13.0	11.6	11.4	11.1	10.3	10.3
O <sub>2</sub> , ออกซิเจน	6.4	6.2	6.1	6.0	5.9	5.8
H <sub>2</sub> , ไฮโดรเจน	24.6	20.4	17.5	15.4	13.8	-
CO, คาร์บอนมอนอกไซด์	8.9	8.3	7.9	7.6	7.3	-
CO <sub>2</sub> , คาร์บอนไดออกไซด์	0.72	0.89	1.07	1.23	1.5	-

ตารางที่ 2.14 ความสามารถในการละลายของก๊าซ (K, %Vol) ที่ความดันก๊าซเหนือน้ำมันหม้อแปลง 760 mmHg

อุณหภูมิ(C°)	0	20	40	60	80	100
อากาศ	-	10.1	0.3	10.5	10.8	10.9
N <sub>2</sub> , ไนโตรเจน	7.7	8.6	8.8	9.0	9.7	9.7
O <sub>2</sub> , ออกซิเจน	15.6	16.1	16.4	16.7	16.9	17.2
H <sub>2</sub> , ไฮโดรเจน	4.1	4.9	5.7	6.5	7.2	-
CO, คาร์บอนมอนอกไซด์	11.2	12.0	12.7	13.2	13.7	-
CO <sub>2</sub> , คาร์บอนไดออกไซด์	138.8	112.3	93.5	81.3	66.7	-

### 2.4.3 ความชื้น

ความชื้นที่ปนอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงจะส่งผลทำให้ค่าความคงทนต่อแรงดันไฟฟ้าของฉนวนน้ำมันมีค่าต่ำลง โดยค่า Moisture content เป็นสัดส่วนโดยมวลของน้ำต่อมวลทั้งหมด ซึ่งโดยปกติแล้วค่าความชื้นในน้ำมันหม้อแปลงจะมีปริมาณน้อยมาก จึงนิยมแสดงในหน่วย part per million (ppm)

$$\text{moisture content} = \frac{m_w}{m_t} \times 10^6 \quad (\text{ppm})$$

โดยที่  $m_w$  = มวลของน้ำ

$m_t$  = มวลทั้งหมด

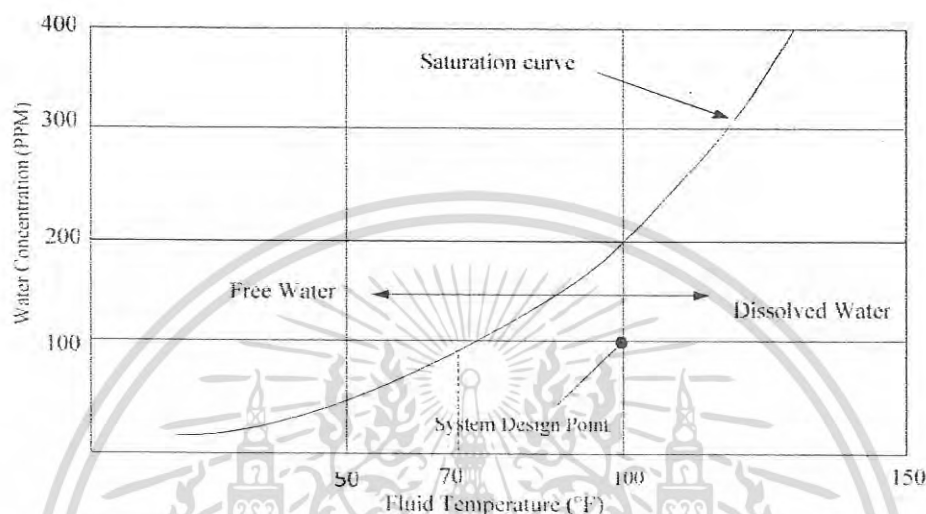
รูปแบบของน้ำที่อยู่ในน้ำมัน แบ่งออกเป็น 3 รูปแบบ

- 1) Dissolved Water น้ำที่อยู่ในน้ำมันมีปริมาณน้อยมาก โมเลกุลของน้ำจะกระจายตัวอยู่ในน้ำมันทำให้ไม่สามารถสังเกตเห็นได้
- 2) Emulsified Water เมื่อน้ำที่อยู่ในน้ำมันมีปริมาณมากเกิดจุด Saturation point โมเลกุลของน้ำมีมากพอจนรวมตัวกันเป็นหยดน้ำเล็กๆ ทำให้สังเกตเห็นได้ว่ามีเป็นลักษณะเป็น Emulsion
- 3) Free Water หากน้ำมีมากขึ้น หรือถึง Emulsion ไว้นานๆ น้ำกับน้ำมันจะแยกชั้นกัน เนื่องจากความหนาแน่นที่ต่างกัน



รูปที่ 2.2 ตัวอย่างน้ำมันที่มีความชื้นภายในน้ำมันหม้อแปลง

จุดอิ่มตัวของความชื้นที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (Water saturation point) ของน้ำมันจะขึ้นอยู่กับชนิด และอุณหภูมิของน้ำมัน ดังนั้นการบ่งจุดอิ่มตัวของน้ำมันหม้อแปลงนั้นจะต้องระบุอุณหภูมิมาด้วย



รูปที่ 2.3 จุดอิ่มตัวของความชื้นในน้ำมันหม้อแปลงที่อุณหภูมิแตกต่างกัน

ความชื้นมักจะละลายในฉนวนเหลวโดยอยู่ในรูปของ Dissolved water จนถึงสภาวะอิ่มตัวซึ่งเป็นสภาวะที่มีปริมาณความชื้นมากที่สุดที่สามารถอยู่ในรูปของ Dissolved water ได้ และมีค่าเพิ่มขึ้นตามอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง ปริมาณความชื้นในน้ำมันหม้อแปลงที่เกิดจากสภาวะอิ่มตัวจะอยู่ในรูปของ Condensed water ส่วน Bound water เกิดจากการกลั่นที่ไม่ดีพอหรือการเกิดปฏิกิริยาเมื่อน้ำมันหม้อแปลงมีการเสื่อมสภาพ ในน้ำมันหม้อแปลงสามารถคำนวณหาความสามารถในการละลายได้สูงสุดของความชื้นได้จากความสัมพันธ์กับอุณหภูมิดังสมการที่แสดงไว้ด้านล่าง

$$\text{Log } W = 7.08595 - \frac{1567}{T}$$

โดย  $W$  = ความสามารถในการละลายได้สูงสุดของความชื้น (ppm)  
 $T$  = อุณหภูมิสมบูรณ์ (K)

ความชื้นที่เจือปนอยู่ในฉนวนเหลวจะทำให้ฉนวนมีอุณหภูมิสูงขึ้นเนื่องจากการสูญเสียไดอิเล็กตริกที่เพิ่มขึ้น ทำให้ฉนวนเหลวเกิดการเสื่อมสภาพ ถ้าเป็นหยดน้ำที่อยู่ในน้ำมันหม้อแปลงหยดน้ำจะยึดออกตามแนวสนามไฟฟ้าทำให้ความเครียดสนามไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้นเมื่อถึงค่าวิกฤตจะเกิดการเบรกดาวน์โดยแนวการเบรกดาวน์จะเริ่มที่ปลายของหยดน้ำไปสู่เล็กโตรดนอกจากนี้ยังมีโอกาสเกิดปฏิกิริยาไฟฟ้าเคมีแยกน้ำออกเป็นก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซออกซิเจนที่มีอยู่ในรูปฟองก๊าซทำให้เกิดดิสชาร์จบางส่วน และอาจ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ทำให้เกิดการเบรกดาวนตามมา วิธีการป้องกันความชื้นไม่ให้เจือปนในฉนวนเหลวที่ดีที่สุดคือไม่ให้ฉนวนเหลวสัมผัสกับอากาศภายนอกด้วยการบรรจุในภาชนะที่ปิดมิดชิดแต่ต้องมีวิธีแก้ปัญหาการขยายตัวของฉนวนเหลวเมื่อได้รับความร้อนหรือให้สัมผัสกับอากาศโดยผ่านสารดูดความชื้น เช่น ซิลิกาเจล (Silica gel) ก็เป็นอีกวิธีที่สามารถลดปริมาณความชื้นจากภายนอกได้

#### 2.4.4 ประจุค้าง

ประจุค้างเกิดจากการดิสชาร์จบางส่วนในบริเวณที่มีความเครียดสูงหรือเกิดหลังจากเกิดเบรกดาวนขึ้น ประจุมีผลทำให้ลักษณะการกระจายสนามไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไป โดยมีผลกระทบจากแรงดันที่ไม่มีขั้วไฟฟ้า เช่น แรงดันไฟฟ้ากระแสตรง, แรงดันเกิดอิมพัลส์ มากกว่าแรงดันที่ไม่มีขั้วทางไฟฟ้า เช่น แรงดันไฟฟ้ากระแสสลับ นอกจากนี้ประจุค้างยังเกิดจากปรากฏการณ์ streaming electrification ที่น้ำมันหม้อแปลงเคลื่อนที่ และเสียดสีกับฉนวนแข็ง เช่น กระดาษ แผ่นไม้อัด เป็นต้น

และทำให้เกิดความแตกต่างศักย์ระหว่างฉนวนแข็งกับน้ำมันหม้อแปลงเนื่องจากการสะสมประจุไฟฟ้าที่ผิวฉนวนแข็งกับน้ำมันหม้อแปลงที่มีประจุตรงข้ามกัน ความต่างศักย์ที่เกิดขึ้นสูงเพียงพอที่จะทำให้เกิดดิสชาร์จบางส่วน และดิสชาร์จตามผิวซึ่งนำไปสู่การเบรกดาวนได้

#### 2.4.5 การเคลื่อนที่ของน้ำมันหม้อแปลง

การเคลื่อนที่ของน้ำมันหม้อแปลงเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิ การทำงานของปั๊มหรือพัดลมในการระบายความร้อน และจากปรากฏการณ์ EHD (Electro Hydrodynamic) ทำให้เกิดฟองก๊าซในน้ำมันหม้อแปลง เกิดการเคลื่อนที่ของอนุภาคเจือปน และเกิดประจุอิสระเนื่องจากการเสียดสีระหว่างฉนวนเหลวกับฉนวนแข็งที่เรียกว่าปรากฏการณ์ Streaming Electrification ซึ่งกระทบต่อความคงทนต่อแรงดันไฟฟ้าด้วย นอกจากนั้นแล้วการเคลื่อนที่ของน้ำมันหม้อแปลงยังส่งผลต่อการระบายความร้อนอีกด้วย ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับความหนืดของน้ำมันหม้อแปลงว่ามากน้อยเพียงใด หากค่าความหนืดมีค่าต่ำจะทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของน้ำมันหม้อแปลงได้มากส่งผลให้มีการระบายความร้อนที่ดี ในทางตรงกันข้ามหากมีค่าความหนืดสูงการระบายความร้อนนั้นก็จะมีค่าลดลง ซึ่งในส่วนของกระบวนการระบายความร้อนนั้นจะส่งผลถึงการเสื่อมสภาพของฉนวนน้ำมัน และฉนวนกระดาษด้วย

#### 2.4.6 การกระจายสนามไฟฟ้า

การกระจายของสนามไฟฟ้านั้นจะส่งผลถึงความคงทนต่อแรงดันไฟฟ้าของน้ำมันหม้อแปลง โดยยังมีการกระจายของสนามไฟฟ้าสม่ำเสมอเท่าไรก็จะทำให้ค่าความคงทนต่อแรงดันไฟฟ้ามีค่ามากขึ้นเท่านั้น โดยสรุปได้ว่าหากมีการกระจายของสนามไฟฟ้าไม่สม่ำเสมอสูงจะทำให้ค่าความคงทนต่อแรงดันไฟฟ้ามีค่าต่ำที่สุด โดยกลไกของการเบรกดาวนเมื่อมีการกระจายสนามไฟฟ้าสม่ำเสมอจะเกิดเบรกดาวนโดยตรง แตกต่างกับในกรณีที่มีการกระจายของสนามไฟฟ้าไม่สม่ำเสมอ เพราะในกรณีที่มีสนามไฟฟ้าไม่สม่ำเสมอจะเกิดการเกิดดิสชาร์จบางส่วนก่อนที่จะนำไปสู่การเกิดเบรกดาวน ดังนั้นการออกแบบฉนวนควรออกแบบให้มีการกระจายสนามไฟฟ้าที่สม่ำเสมอเท่าๆ กันในทุกจุดเพื่อให้มีความคงทนต่อแรงดันไฟฟ้าสูงที่ระยะเท่าๆ กัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 2.5 สาเหตุการเสื่อมสภาพของน้ำมัน

### 2.5.1 การเกิดปฏิกิริยาออกซิเดชัน

การเสื่อมสภาพของน้ำมันเริ่มตั้งแต่ น้ำมันถูกบรรจุเข้าไปในอุปกรณ์ โดยสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่ไม่อิ่มตัวในน้ำมัน จะทำปฏิกิริยากับออกซิเจนภายในอุปกรณ์ซึ่งอาจเป็นออกซิเจนที่ละลายมากับน้ำมัน ตกค้างหลังจากผลิตจากโรงงาน หรืออาจเกิดจากอากาศโดยตรงในกรณีหม้อแปลงระบบปิดที่มีการถ่ายเทอากาศผ่านซิลิกาเจลภายใต้ความชื้น ทองแดง เหล็ก และตัวเร่งปฏิกิริยา (ความร้อนสนามไฟฟ้า) เกิดผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการเป็นออกไซด์ในรูปของเพอโรไซด์ แอลกอฮอล์ และกรด ปฏิกิริยาออกซิเดชันจะดำเนินไปอย่างต่อเนื่อง กรดที่เกิดขึ้นจะทำปฏิกิริยากับทองแดง เหล็ก วานิช หรือสีในหม้อแปลง ส่งผลให้เกิดสารที่นำไฟฟ้า และละลายในน้ำมันได้ปานกลาง เรียกว่า ตะกอน เมื่อตะกอนมีการสะสมตัวมากขึ้นๆ ความสามารถในการละลายจะลดลง หลังจากนั้นจะเกิดการตกตะกอนขึ้น และก่อสารที่ชั้นหนืดเกาะบริเวณต่างๆ ของหม้อแปลง เช่น ผิวกระดาษ ฉนวนตัวถัง ร่องน้ำมันหรือครีบบระบายความร้อน ทำให้การระบายความร้อนของอุปกรณ์แยลง การเกิดการเสื่อมสภาพข้างต้นนั้นจะเปลี่ยนสีของน้ำมันหม้อแปลงกลายเป็นสีเหลือง จนกลายเป็นน้ำตาลอ่อน และเป็นสีน้ำตาลเข้มเมื่อปริมาณตะกอนมากขึ้น น้ำมันนั้นจะมีความหนืดมากขึ้นทำให้ความสามารถในการส่งผ่านความร้อนของน้ำมันจะลดลง นอกจากนี้สารประกอบแบบโพลาร์ที่เกิดขึ้นจะลดความเป็นฉนวนไฟฟ้าของน้ำมันลง ส่วนสารเจือปนหรือสารปนเปื้อนต่างๆ อันได้แก่ น้ำ ฝุ่น และเศษผง จะทำให้น้ำมันขุ่นมัว และส่งผลให้เกิดการนำไฟฟ้าเพิ่มขึ้น

### 2.5.2 การเกิดไฮโดรไลซิส

ในบริเวณที่มีน้ำอยู่ในน้ำมันบริเวณนั้นจะมีความเครียดสนามไฟฟ้าสูง และจะสร้างปัญหาของการเกิดดีสชาร์จในน้ำมัน ทำให้ความแข็งแรงทางฉนวนลดลง ทั้งนี้ยังทำให้ค่าสูญเสียไดอิเล็กตริกมีค่ามากขึ้น ทำให้ส่งผลถึงอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงซึ่งจะมีค่าสูงขึ้น และนอกจากนั้นแล้วยังส่งผลให้เกิดการนำไฟฟ้าที่มากขึ้นด้วย

### 2.5.3 การเกิดปฏิกิริยาทางไฟฟ้า

ความเครียดของสนามไฟฟ้าที่เกิดขึ้นเป็นอีกสาเหตุหนึ่งที่ทำให้ค่าสูญเสียไดอิเล็กตริกของน้ำมันสูงขึ้น ส่งผลให้น้ำมันเสื่อมสภาพเร็วขึ้น อาจจะใช้โดยเติมประเภทที่มีตัวยับยั้งเข้าไปในน้ำมัน

สารประเภทที่มีตัวยับยั้งที่เติมในน้ำมันเพื่อปรับปรุงสภาพด้านการต่อต้านออกซิเดชันส่วนใหญ่จะลดคุณสมบัติด้านค่าความแข็งแรงอิมพัลส์ของน้ำมัน

### 2.5.4 ความร้อน

ความร้อนจากการทำงานที่เกิดขึ้นนั้นจะเป็นตัวเร่งการเกิดปฏิกิริยาต่างๆ ทำให้ฉนวนน้ำมันเกิดการเสื่อมสภาพเร็วขึ้น นอกจากนี้ความร้อนเป็นศัตรูที่สำคัญในการทำให้กระดาษฉนวนเสื่อมสภาพ ซึ่งในสภาวะการทำงานที่มีความร้อนมากกว่าปกติอายุการใช้งานของกระดาษฉนวนจะสั้นลง

## 2.6 การวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายในน้ำมันหม้อแปลง

ก๊าซที่เกิดขึ้นในน้ำมันที่เป็นฉนวนในอุปกรณ์ไฟฟ้านั้นเกิดจากการเสื่อมสภาพของฉนวน และการเกิดความผิดปกติขึ้นในตัวอุปกรณ์ไฟฟ้า การเกิดความผิดปกติอาจส่งผลทำให้เกิดความเสียหายอย่างรุนแรงต่ออุปกรณ์ไฟฟ้า ซึ่งหากตรวจพบตัวบ่งชี้ว่าจะเกิดความผิดปกติก็จะสามารถป้องกันความผิดปกติที่จะเกิดขึ้นได้

สำหรับในจุดที่ความผิดปกติที่เกิดขึ้นมีขนาดไม่รุนแรงจะเกิดก๊าซปนเปื้อนในน้ำมันขึ้นในกระจายตัวอยู่ในน้ำมัน จึงทำให้สามารถวิเคราะห์ความรุนแรงและชนิดของการเกิดความผิดปกติได้โดยการวิเคราะห์ปริมาณก๊าซที่เกิดขึ้นในน้ำมัน ในกรณีที่เกิดความผิดปกติอย่างรุนแรงในระดับหนึ่งก๊าซที่เกิดขึ้นจะถูกดักด้วย buchholz relay ซึ่งก๊าซเหล่านี้ก็จะถูกนำไปวิเคราะห์เพื่อหาชนิดและขนาดของความผิดปกติที่เกิดขึ้น

การตีความข้อมูลที่ได้จากการทดสอบเป็นตามมาตรฐาน IEC 60599 ซึ่งเทคนิคเหล่านี้มันจะสามารถบอกอายุของน้ำมันที่เป็นฉนวนของอุปกรณ์ไฟฟ้าได้ ทั้งในน้ำมันที่อยู่ระหว่างการทดสอบหม้อแปลงจากโรงงาน ใช้ในการเปรียบเทียบปริมาณก๊าซก่อน ระหว่าง และหลังการทดสอบ heat run ซึ่งจะสามารถบอกถึงจุดร้อนที่เกิดขึ้นได้ และการวิเคราะห์น้ำมันหลังจากทำการทดสอบค่าไดอิเล็กทริก (Dielectric) จะบอกถึงการเกิดดิสชาร์จบางส่วนหรือเกิดการสปาร์ค (Spark)

### 2.6.1 สาเหตุของการเกิดก๊าซขึ้นในน้ำมันหม้อแปลง [6]

#### 1) การสลายตัวของน้ำมัน

เนื่องจากฉนวนน้ำมันนั้นเกิดขึ้นจากการรวมตัวกันของโมเลกุลไฮโดรคาร์บอนประเภทต่างๆ ซึ่งประกอบด้วย CH<sub>3</sub> CH<sub>2</sub> และกลุ่ม CH ที่เชื่อมกันด้วยพันธะของคาร์บอนกับคาร์บอน การเกิด electrical fault และ thermal fault อาจเป็นผลทำให้เกิดการสลายตัวของพันธะ C-H และ C-C อันได้แก่ H• CH<sub>3</sub>•, CH<sub>2</sub>• CH• หรือ C• หลังจากที่มีโมเลกุลของน้ำมันสลายตัวแล้วก็มีมารวมตัวกันอีกครั้งอย่างรวดเร็วผ่านปฏิกิริยาเคมีกลายเป็นโมเลกุลของก๊าซต่างๆ เช่น ไฮโดรเจน (H-H) มีเทน (CH<sub>3</sub>-H) อีเทน (CH<sub>3</sub>-CH<sub>3</sub>) เอทิลีน (CH<sub>2</sub> = CH<sub>2</sub>) หรือ อะเซทิลีน (CH<sup>o</sup> CH) สำหรับ C<sub>3</sub> และ C<sub>4</sub> อาจทำให้เกิด X-wax หรือผลิตภัณฑ์อื่นๆ โดยก๊าซที่เกิดขึ้นนั้นจะละลายอยู่ในน้ำมันสะสมเป็นก๊าซอิสระ

สำหรับการเกิดความผิดปกติที่พลังงานต่ำ ตัวอย่างเช่น การเกิดดิสชาร์จบางส่วน การเกิดดิสชาร์จแบบโคโรนา ทำให้เกิดการแยกกันของพันธะ C-H ที่ไม่แข็งแรง ซึ่งใช้พลังงาน 338 kJ/mole ผ่านปฏิกิริยาไอออนในเซชัน ทำให้เกิดการสะสมของไฮโดรเจนและรวมตัวกันเป็นก๊าซ

สำหรับการเกิดพลังงานที่มากขึ้น และอุณหภูมิที่สูงทำให้เกิดการสลายตัวของพันธะ C-C (พันธะเดี่ยวใช้พลังงาน 607 kJ/mole พันธะคู่ใช้พลังงาน 720 kJ/mole และพันธะสามใช้พลังงาน 960 kJ/mole) และเกิดการรวมตัวกันอีกครั้งเป็นก๊าซ ซึ่งกระบวนการเหล่านี้มันมีความคล้ายคลึงกันกับการสลายตัวของน้ำมันในอุตสาหกรรมน้ำมันปิโตรเลียม

ที่อุณหภูมิมากกว่า 500 °C จะเกิดก๊าซเอทิลีนขึ้นในปริมาณที่มากกว่า และเกิดมากกว่าก๊าซอีเทน และมีเทน แต่ก็ยังถือว่าการเกิดนั้นยังมีปริมาณที่น้อยอยู่

ส่วนก๊าซอะเซทิลีนจะเกิดที่อุณหภูมิ 800-1200 °C ซึ่งโดยส่วนมากจะเกิดจากการอาร์ก เมื่อเกิดการไอออนในเข็ช้บริเวณตัวนำจะมีอุณหภูมิสูงมาก อาจมากถึงหลายพันองศาเซลเซียส โดยที่น้ำมันรอบตัวนำนั้นจะมีอุณหภูมิไม่เกิน 400 °C เพราะหากมีอุณหภูมิสูงกว่านี้อาจทำให้น้ำมันนั้นกลายเป็นไอหรือทำให้เกิดการสลายตัวของก๊าซได้ ที่อุณหภูมิที่ต่ำกว่า 800 °C ก๊าซอะเซทิลีนก็อาจเกิดขึ้นได้ แต่จะมีการเกิดขึ้นในปริมาณน้อยมาก

ส่วนอนุภาคในรูปของคาร์บอนจะเกิดขึ้นเมื่อมีอุณหภูมิประมาณ 500-800 °C ซึ่งจากข้อสังเกตจะพบว่าอนุภาคในรูปของคาร์บอนนั้นจะเกิดขึ้นหลังจากมีการอาร์กเกิดขึ้นหรือเกิดเมื่อมีจุดความร้อนมาก (Hot spots)

น้ำมันอาจเกิดการออกซิเดชันทำให้เกิดเป็นก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์หรือคาร์บอนไดออกไซด์ในปริมาณไม่มาก แต่ในระยะเวลาอันยาวนานอนุภาคเหล่านี้ก็จะสะสมเป็นปริมาณที่มากขึ้นเรื่อยๆ

## 2) การสลายตัวของฉนวนจำพวกเซลลูโลส

ฉนวนจำพวกเซลลูโลสในหม้อแปลง อันได้แก่ กระดาษ ไม้ และ pressboard จะประกอบด้วยโมเลกุลของกลูโคสขนาดใหญ่ และพันธะของ C-H ที่ไม่แข็งแรง ซึ่งพันธะเหล่านี้สามารถทนความร้อนได้น้อยกว่าพันธะของสารประเภทไฮโดรคาร์บอนในน้ำมัน จึงทำให้เกิดการสลายตัวของพันธะที่อุณหภูมิต่ำกว่าฉนวนน้ำมัน ซึ่งโดยทั่วไปแล้วจะมีการสลายตัวของพันธะอยู่ที่ 105 °C และย่อยสลายอย่างสมบูรณ์ที่อุณหภูมิ 300 °C

ซึ่งโดยทั่วไปแล้วคาร์บอนมอนอกไซด์ และคาร์บอนไดออกไซด์นั้นจะเกิดจากการออกซิเดชันในน้ำมันซึ่งขึ้นอยู่กับปริมาณความชื้นที่อยู่ในฉนวนจำพวกเซลลูโลส และออกซิเจนที่อยู่ในฉนวนน้ำมัน นอกจากนั้นแล้วการออกซิเดชันในน้ำมันจะทำให้เกิดสารประกอบประเภทฟูรานขึ้นด้วย ดังนั้นจึงต้องทำการวิเคราะห์ด้วยวิธี DGA ควบคู่กับการวิเคราะห์สารประกอบประเภทฟูรานตามมาตรฐาน IEC 61198 ร่วมกับ เพื่อให้ทราบว่าการสลายตัวของฉนวนเซลลูโลสที่เกิดขึ้นนั้นมีส่วนเกี่ยวข้องที่ทำให้เกิด fault หรือไม่

## 3) แหล่งกำเนิดก๊าซอื่นๆ

สาเหตุของการเกิดก๊าซในน้ำมันหม้อแปลงในบางครั้งอาจเกิดจากปัจจัยต่างๆ ที่ไม่เกี่ยวข้องกับการเกิดความผิดปกติ ตัวอย่างเช่น การเกิดสนิม การเกิดปฏิกิริยาทางเคมีที่เกี่ยวข้องกับเหล็ก เกิดจากสารเคลือบผิวหรือสีที่ตัวถังของหม้อแปลง

ก๊าซไฮโดรเจนที่เกิดขึ้นในหม้อแปลงนั้นอาจเกิดจากการทำปฏิกิริยาทางเคมีระหว่างน้ำกับเหล็ก การเกิดปฏิกิริยาระหว่างออกซิเจนกับน้ำมัน การเกิดปฏิกิริยาระหว่างน้ำและโลหะที่ใช้เคลือบผิว หรือระหว่างสแตนเลสกับน้ำมัน นอกจากนั้นยังสามารถเกิดจากการสลายตัวของฟิล์มน้ำมันที่อยู่ระหว่างแกนลามีเนตเมื่อมีอุณหภูมิถึง 140 °C ในส่วนของก๊าซชนิดอื่นๆ นั้นอาจเกิดจากการสัมผัสของน้ำมันกับแสงแดดในขณะที่มีการซ่อมบำรุงหม้อแปลง หรืออาจเกิดจากสีในตัวถังหม้อแปลงที่มีส่วนผสมของน้ำมัน

## 2.6.2 การวิเคราะห์ก๊าซ โดย gas-solid chromatography

การวิเคราะห์ตัวอย่างอย่างก๊าซที่ได้จากก๊าซที่แยกจากตัวอย่างน้ำมัน สามารถวิเคราะห์ได้โดยใช้วิธีก๊าซโครมาโทกราฟี (Gas chromatography) ซึ่งประกอบด้วยก๊าซประเภทไฮโดรคาร์บอน ได้แก่ ก๊าซไฮโดรเจน ( $H_2$ ) ก๊าซมีเทน ( $CH_4$ ) ก๊าซอีเทน ( $C_2H_6$ ) ก๊าซเอทิลีน ( $C_2H_4$ ) และก๊าซอะเซทิลีน ( $C_2H_2$ ) และก๊าซอื่นๆ ได้แก่ ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ ( $CO_2$ ) ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ( $CO$ ) ก๊าซออกซิเจน ( $O_2$ ) และก๊าซไนโตรเจน ( $N_2$ )

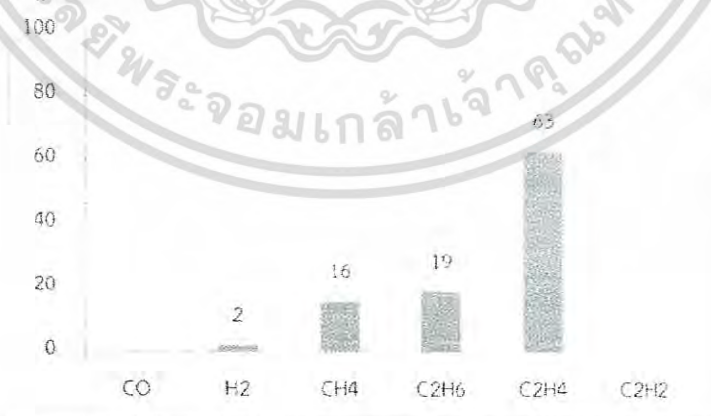
## 2.6.3 การแปลผลค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมัน

ขั้นตอนการแปลผลความผิดปกติที่เกิดขึ้นนั้นเป็นอีกหนึ่งขั้นตอนที่สำคัญในการวิเคราะห์การเกิดความผิดปกติจากค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมัน เนื่องจากเป็นขั้นตอนที่ให้คำตอบของความผิดปกติ โดยวิธีการแปลผลนั้นมีมากมายหลายวิธีด้วยตามมาตรฐาน IEEE C57. 104 และ IEC 60599 นอกจากนั้นแล้วยังมีวิธีการอื่นๆ ที่ถูกคิดค้นขึ้นเพื่อให้ในแต่ละประเทศด้วย ในหลายครั้งการแปลผลค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันด้วยวิธีต่างๆ อาจได้คำตอบที่ไม่ตรงกัน ดังนั้นการตัดสินใจของวิศวกรว่าเกิดความผิดปกติใดเกิดขึ้นจึงเป็นสิ่งสำคัญอย่างยิ่ง

### 1) การแปลผลด้วยวิธี Key gas

เป็นวิธีที่พิจารณาชนิดของความผิดปกติจากก๊าซที่เกิดขึ้นมาอย่างเด่นชัด ที่อุณหภูมิต่าง ๆ ซึ่งเป็นก๊าซที่มีความสำคัญต่อการพิจารณา หรือที่เรียกว่า “Key gas” โดยความผิดปกติที่เกิดขึ้นนั้นมีการพิจารณาดังนี้

- เกิดความร้อนที่น้ำมัน ก๊าซที่สลายออกมาได้แก่ เอทิลีน และมีเทน รวมถึงไฮโดรเจนปริมาณเล็กน้อยและอีเทน และจะพบอะเซทิลีนด้วย หากเกิดความผิดปกติที่รุนแรงหรือเกินขึ้นที่บริเวณหน้าสัมผัส ในกรณีนี้ Key gas คือ ก๊าซเอทิลีน



รูปที่ 2.4 ก๊าซที่เกิดในขณะที่เกิดความร้อนในน้ำมัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- เกิดความร้อนที่เซลล์โลส (ฉนวนแข็ง) ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และคาร์บอนมอนอกไซด์จำนวนมาก เกิดจากความร้อนสูงที่เซลล์โลส ก๊าซกลุ่มไฮโดรคาร์บอน เช่น มีเทน และเอทิลีน จะปรากฏขึ้นหากเกิดความผิดปกติบริเวณโครงสร้างที่ซุบน้ำมัน ในกรณีนี้ Key gas คือ ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์



รูปที่ 2.5 ก๊าซที่เกิดในขณะที่เกิดความร้อนในเซลล์โลส

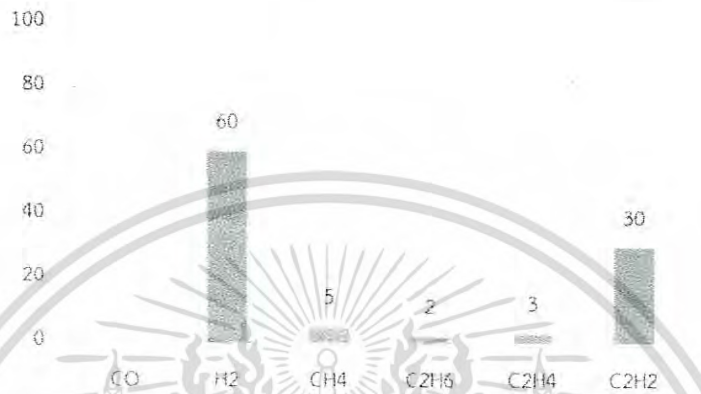
- การเกิดดีสซาร์จบางส่วน เป็นการดีสซาร์จทางไฟฟ้าที่มีพลังงานต่ำ ซึ่งจะทำให้เกิดก๊าซไฮโดรเจน และก๊าซมีเทน กับอีเทนและเอทิลีนเล็กน้อย ในกรณีนี้ Key gas คือ ก๊าซไฮโดรเจน



รูปที่ 2.6 ก๊าซที่เกิดในขณะที่เกิดการดีสซาร์จบางส่วน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- การเกิดอาร์ค จะทำให้เกิดก๊าซไฮโดรเจนและอะเซทีลีนจำนวนมาก พร้อมกับมีเทนและ ก๊าซเอทีลีนเล็กน้อย หากเกิดการอาร์คที่เซลล์โลสอาจทำให้เกิดปฏิกิริยาคาร์บอนไนซ์และกลายเป็นก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และคาร์บอนมอนอกไซด์ได้ ในกรณีนี้ Key gas คือ ก๊าซอะเซทีลีน



รูปที่ 2.7 ก๊าซที่เกิดในขณะที่เกิดการอาร์ค

## 2) วิธี Dornenburg ratio [7]

การวิเคราะห์ด้วยวิธีนี้นั้นเป็นการวิเคราะห์โดยใช้อัตราส่วนของก๊าซเพื่อหาความเป็นไปได้ของการเกิดความผิดปกติประเภทต่างๆ โดยใช้พื้นฐานจากประสบการณ์จากการวิเคราะห์ก๊าซต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการเกิดความผิดปกติประเภทต่างๆ โดยมีขั้นตอนการวิเคราะห์ดังนี้

ขั้นตอนที่ 1: ทำการแยกก๊าซด้วยวิธีการโครมาโทกราฟีเพื่อหาปริมาณของก๊าซที่อยู่ในน้ำมันหม้อแปลง

ขั้นตอนที่ 2: ทำการตรวจสอบค่าความปริมาณของก๊าซไฮโดรเจน ก๊าซมีเทน ก๊าซอะเซทีลีน และก๊าซเอทีลีน ว่ามีค่าเกินสองเท่าของขีดจำกัดที่ได้มีการระบุไว้ในตารางที่ 2.15 หรือไม่หากไม่เกินแสดงว่าไม่มีความผิดปกติใดเกิดขึ้น แต่ถ้าหากเกินให้ทำการตรวจสอบต่อว่าค่าความปริมาณของก๊าซอีเทนและก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ ว่ามีความเข้มข้นของก๊าซมากกว่าขีดจำกัดที่กำหนดไว้ในตารางที่ 2.15 หรือไม่ หากเกินแสดงว่ามีความผิดปกติบางอย่างเกิดขึ้นต้องทำการวิเคราะห์ต่อไปในขั้นตอนที่ 3

ขั้นตอนที่ 3: ทำการตรวจสอบความถูกต้องของอัตราส่วน โดยหากมีค่าความเข้มข้นของก๊าซในอัตราส่วนของก๊าซ R1 R2 R3 และ R4 อย่างน้อยหนึ่งตัวที่มากกว่าขีดจำกัด L1 แสดงว่าสามารถคำนวณได้ต่อ แต่หากค่าที่ได้ไม่มีตัวใดเลยที่เกิดขีดจำกัดแสดงว่ามีความผิดพลาดเกิดขึ้น ให้ทำการเก็บตัวอย่างซ้ำอีกครั้ง หรือให้ทำการวิเคราะห์ด้วยวิธีอื่น โดยอัตราส่วนนั้นได้แก่

$$\text{Ratio 1 (R1): } \text{CH}_4/\text{H}_2$$

$$\text{Ratio 2 (R2): } \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$$

$$\text{Ratio 3 (R3): } \text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$$

$$\text{Ratio 4 (R4): } \text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$$

$$\text{Ratio 5 (R5): } \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$$

ขั้นตอนที่ 4: ทำการเปรียบเทียบค่าอัตราส่วน R1 R2 R3 และ R4 ที่ได้กับค่าในตารางที่ 2.16

ขั้นตอนที่ 5: ทำการระบุความผิดปกติที่เกิดขึ้นโดยการแปลผลจากตารางที่ 2.16

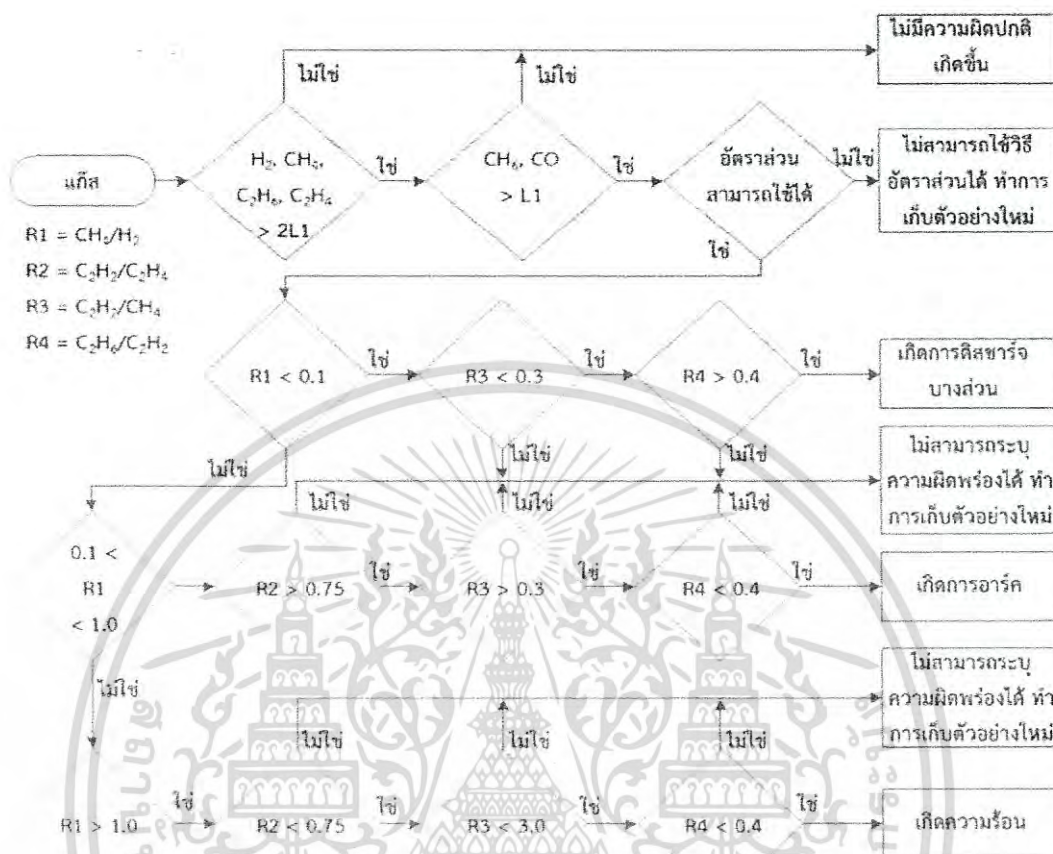
ตารางที่ 2.15 ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมัน (L1) สำหรับวิธี Doernenburg Ratio [7]

ก๊าซ	ปริมาณของก๊าซ L1 [μL/L (ppm)]
ไฮโดรเจน	100
มีเทน	120
คาร์บอนมอนอกไซด์	350
อะเซทีลีน	1
เอทิลีน	50
อีเทน	65

ตารางที่ 2.16 การแปลผลจากวิธี Dornenburg ratio [7]

ความผิดปกติที่เกิดขึ้น	$\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{H}_2}$	$\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{C}_2\text{H}_4}$	$\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{CH}_4}$	$\frac{\text{C}_2\text{H}_6}{\text{C}_2\text{H}_2}$
เกิดการเสื่อมสภาพเนื่องจากความร้อน	>1.0	<0.75	<0.3	>0.4
เกิดการดิสซาร์จบางส่วน (ดิสซาร์จพลังงานต่ำ)	<0.1	ไม่ระบุ	<0.3	>0.4
เกิดการอาร์ค (ดิสซาร์จพลังงานสูง)	>0.1 ถึง <1.0	>0.75	>0.3	<0.4

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.8 โฟลชาร์จของวิธีการ Doernburg ratio

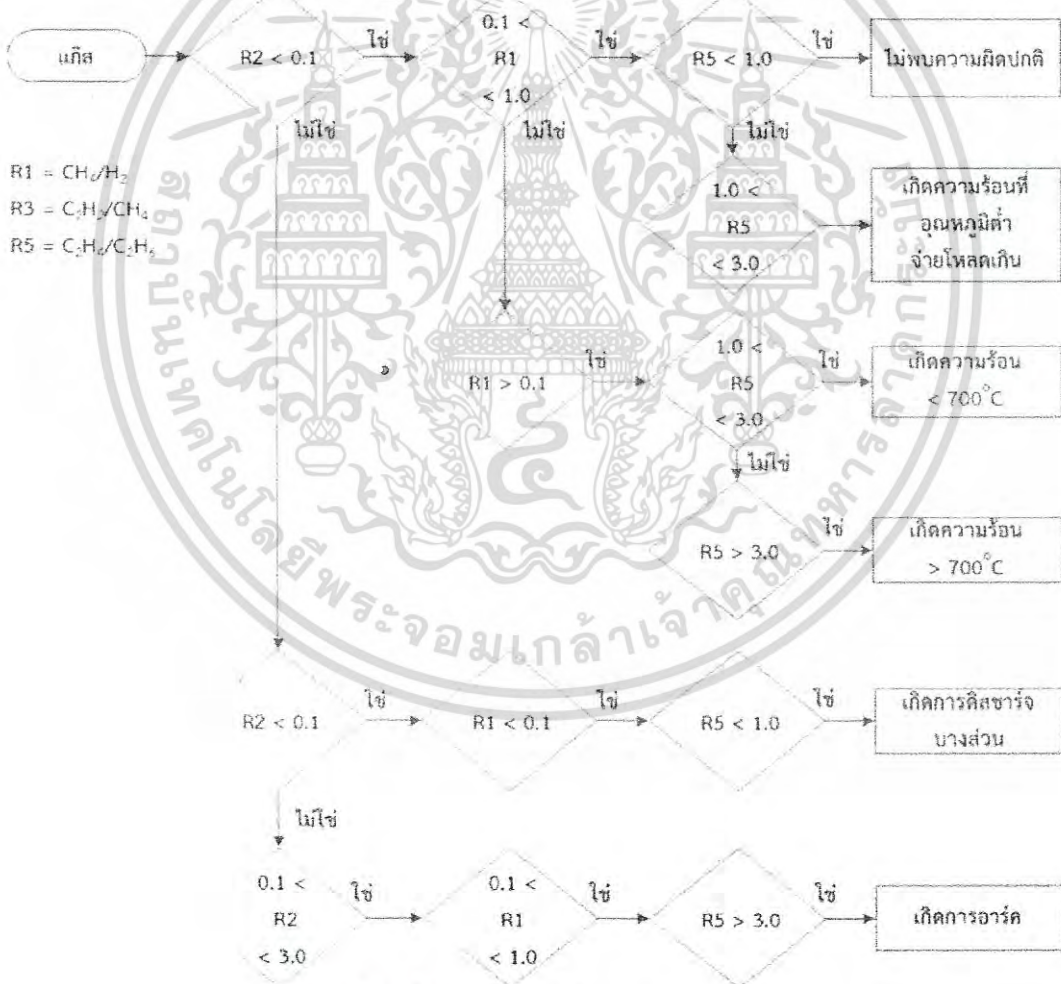
3) การแปลผลด้วยวิธี Rogers ratio [7]

วิธี Rogers ratio นั้นมีลักษณะทั่วไปคล้ายคลึงกันกับวิธีของ Doernburg แตกต่างกันตรงที่ Rogers นั้นใช้เพียง 3 อัตราส่วน ได้แก่อัตราส่วนที่ 1 2 และ 5 โดยความถูกต้องของวิธีการนี้มาจากจำนวนผลลัพธ์ที่แสดงว่าเกิดความผิดปกติขึ้น และเช่นเดียวกันกับวิธีการของ Doernburg มักจะเกิดกรณีที่ไม่ตรงกับตาราง จึงต้องมีการการประเมินสภาพของหม้อแปลงโดยใช้ความเข้มข้นของก๊าซแต่ละชนิดและค่า TDCG ประกอบด้วย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 2.17 การแปลผลจากวิธี Roger ratio

กรณี	อัตราส่วนที่ 2 (R2) $C_2H_2/C_2H_4$	อัตราส่วนที่ 1 (R1) $CH_4/H_2$	อัตราส่วนที่ 5 (R5) $C_2H_4/C_2H_6$	ความผิดปกติที่เป็นไปได้
0	< 0.1	0.1 - 1.0	< 0.1	ไม่มีความผิดปกติ
1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	เกิดดิสซาร์จบางส่วน
2	0.1 - 3.0	0.1 - 1.0	> 3.0	เกิดการอาร์ค
3	< 0.1	0.1 - 1.0	1.0 - 3.0	เกิดความร้อนที่อุณหภูมิ ต่ำ
4	< 0.1	> 1.0	1.0 - 3.0	เกิดความร้อน < 700°C
5	< 0.1	> 1.0	> 3.0	เกิดความร้อน > 700°C



รูปที่ 2.9 โฟลชาร์จของวิธีการ Roger ratio

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4) การประเมินสภาพของหม้อแปลงโดยใช้ความเข้มข้นของก๊าซแต่ละชนิดและค่า TDCG เป็นเรื่องยากที่ทำการประเมินสภาพของหม้อแปลงหากไม่มีประวัติปริมาณของก๊าซ แต่จะมีการกำหนดค่าที่ยอมรับได้ที่ทำให้ประเมินได้ว่าหม้อแปลงนั้นอยู่ในสภาพที่ปกติอยู่ โดยจะแบ่งสภาพของหม้อแปลงเป็น 4 ระดับ โดยมีรายละเอียดดังนี้

ตารางที่ 2.18 การประเมินสภาพของหม้อแปลงจากความเข้มข้นของก๊าซชนิดต่างๆ ที่ละลายในน้ำมัน

สถานะ	ปริมาณความเข้มข้นของก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมัน (ppm)							
	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	TDCG*
ระดับ 1	100	120	1	50	65	350	2500	720
ระดับ 2	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
ระดับ 3	701-1800	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
ระดับ 4	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10000	>4630

\* ค่า TDCG ในตารางจะไม่รวมปริมาณของ CO<sub>2</sub> ซึ่งเป็นก๊าซไม่ติดไฟ

- ระดับที่ 1 ค่าของ TDCG นั้นต่ำกว่าค่าที่กำหนด ถือว่าผลเป็นที่น่าพอใจ แต่หากว่าปริมาณของก๊าซที่ติดไฟชนิดใด ชนิดหนึ่งเกินค่าที่กำหนด จะต้องมีการตรวจสอบเพิ่มเติม
- ระดับที่ 2 ค่าของ TDCG ในช่วงนี้ถือว่าสูงกว่าปกติ และหากว่าปริมาณของก๊าซที่ติดไฟชนิดใด ชนิดหนึ่งเกินค่าที่กำหนด จะต้องมีการตรวจสอบเพิ่มเติมในทันที
- ระดับที่ 3 ค่าของ TDCG ในช่วงนี้บ่งชี้ว่าเกิดการสลายตัวของน้ำมันแรมมีค่าสูง และหากว่าปริมาณของก๊าซที่ติดไฟชนิดใด ชนิดหนึ่งเกินค่าที่กำหนด จะต้องมีการตรวจสอบเพิ่มเติมในทันที
- ระดับที่ 4 ค่าของ TDCG มีค่าสูงกว่าที่ระบุ บ่งชี้ว่าการสลายตัวของน้ำมันแรมมีค่าสูงมากเกินไป หากยังมีการใช้งานต่อ สามารถทำให้หม้อแปลงเกิดความล้มเหลวในการทำงานได้

จากตารางที่ 2.15 แสดงค่าความเข้มข้นของก๊าซแต่ละชนิดและ TDCG สำหรับสภาพของหม้อแปลงระดับ 1 ถึงระดับที่ 4 โดยตารางนี้จะใช้กับหม้อแปลงที่ไม่เคยมีประวัติการทดสอบก๊าซ ที่ละลายอยู่ในน้ำมันมาก่อน

5) การกำหนดข้อปฏิบัติงาน และความถี่ในการเก็บตัวอย่างจากค่า TCG ในช่องอากาศ  
ข้อมูลที่ระบุไว้ในตารางที่ 2.19 เป็นข้อเสนอแนะข้อปฏิบัติเบื้องต้น และความถี่ในการเก็บตัวอย่าง  
น้ำมันมาตรวจสอบ โดยพิจารณาจากค่า TCG (%)

เมื่อแหล่งที่มาของก๊าซถูกกำหนดจากการวิเคราะห์ หรือจากการตรวจสอบ ดังนั้นวิศวกรจึงเป็นผู้  
ตัดสินใจในการกำหนดช่วงของการเก็บตัวอย่างน้ำมันเพื่อตรวจสอบรวมถึงวิธีการในการควบคุมการ  
ทำงานของหม้อแปลงด้วย

ตารางที่ 2.19 ข้อปฏิบัติงาน และความถี่ในการเก็บตัวอย่างค่า TCG

	TCG (%)	อัตราการ เพิ่มขึ้น (%/วัน)	ข้อปฏิบัติงาน และความถี่ในการเก็บตัวอย่าง	
			ความถี่ในการเก็บ ตัวอย่าง	ข้อปฏิบัติ
ระดับที่ 4	≥5	> 0.03	ทุกวัน	พิจารณาการหยุดใช้งาน
		0.01 – 0.03	ทุกวัน	ปฏิบัติตามคำแนะนำของผู้ผลิต
		< 0.01	ทุกสัปดาห์	ควรใช้งานอย่างระมัดระวังมากกว่าปกติ พิจารณาค่าของก๊าซแต่ละชนิด วางแผนหยุดการใช้งาน ปฏิบัติตามคำแนะนำของผู้ผลิต
ระดับที่ 3	≥2 ถึง <5	> 0.03	ทุกสัปดาห์	ควรใช้งานอย่างระมัดระวังมากกว่าปกติ
		0.01 – 0.03	ทุกสัปดาห์	พิจารณาค่าของก๊าซแต่ละชนิด วางแผนหยุดการใช้งาน ปฏิบัติตามคำแนะนำของผู้ผลิต
		< 0.01	ทุกเดือน	พิจารณาค่าของก๊าซแต่ละชนิด วางแผนหยุดการใช้งาน ปฏิบัติตามคำแนะนำของผู้ผลิต
ระดับที่ 2	≥0.5 ถึง <2	> 0.03	ทุกเดือน	ควรใช้งานอย่างระมัดระวัง
		0.01 – 0.03	ทุกเดือน	พิจารณาค่าของก๊าซแต่ละชนิด
		< 0.01	ทุก 4 เดือน	ตรวจสอบโดยพิจารณาจากโหลด
ระดับที่ 1	< 0.5	> 0.03	ทุกเดือน	ควรใช้งานอย่างระมัดระวัง พิจารณาค่าของก๊าซแต่ละชนิด ตรวจสอบโดยพิจารณาจากโหลด
		0.01 – 0.03	ทุก 4 เดือน	ใช้งานตามปกติ
		< 0.01	ทุกปี	

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

6) การกำหนดข้อปฏิบัติงาน และความถี่ในการเก็บตัวอย่างจากระดับ TDCG และอัตราการเพิ่มขึ้นของก๊าซ

ข้อมูลที่ระบุไว้ในตารางที่ 2.20 เป็นข้อเสนอแนะข้อปฏิบัติเบื้องต้น และความถี่ในการเก็บตัวอย่างน้ำมันมาตรวจสอบ โดยพิจารณาจากค่า TDCG (ppm) และอัตราการเพิ่มขึ้นของก๊าซ

ตารางที่ 2.20 ข้อปฏิบัติงาน และความถี่ในการเก็บตัวอย่างจากระดับค่า TDCG

	TDCG (ppm)	อัตราการเพิ่มขึ้น (ppm/วัน)	ข้อปฏิบัติงาน และความถี่ในการเก็บตัวอย่าง	
			ความถี่ในการเก็บตัวอย่าง	ข้อปฏิบัติ
ระดับที่ 4	> 4630	> 30	ทุกวัน	พิจารณาการหยุดใช้งาน
		10 - 30	ทุกวัน	ปฏิบัติตามคำแนะนำของผู้ผลิต
		< 10	ทุกสัปดาห์	ควรใช้งานอย่างระมัดระวังมากกว่าปกติ พิจารณาค่าของก๊าซแต่ละชนิด วางแผนหยุดการใช้งาน ปฏิบัติตามคำแนะนำของผู้ผลิต
ระดับที่ 3	1921 - 4630	> 30	ทุกสัปดาห์	ควรใช้งานอย่างระมัดระวังมากกว่าปกติ
		10 - 30	ทุกสัปดาห์	พิจารณาค่าของก๊าซแต่ละชนิด วางแผนหยุดการใช้งาน ปฏิบัติตามคำแนะนำของผู้ผลิต
		< 10	ทุกเดือน	พิจารณาค่าของก๊าซแต่ละชนิด วางแผนหยุดการใช้งาน ปฏิบัติตามคำแนะนำของผู้ผลิต
	TDCG (ppm)	อัตราการเพิ่มขึ้น (ppm/วัน)	ข้อปฏิบัติงาน และความถี่ในการเก็บตัวอย่าง	
			ความถี่ในการเก็บตัวอย่าง	ข้อปฏิบัติ
ระดับที่ 2	721 - 1920	> 30	ทุกเดือน	ควรใช้งานอย่างระมัดระวัง
		10 - 30	ทุกเดือน	พิจารณาค่าของก๊าซแต่ละชนิด ตรวจสอบโดยพิจารณาจากโหลด
		< 10	ทุก 4 เดือน	
ระดับที่ 1	≤ 720	> 30	ทุกเดือน	ควรใช้งานอย่างระมัดระวัง พิจารณาค่าของก๊าซแต่ละชนิด ตรวจสอบโดยพิจารณาจากโหลด
		10 - 30	ทุก 4 เดือน	ใช้งานตามปกติ
		< 10	ทุกปี	

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 7) การแปลผลด้วยวิธี IEC Ratio [6]

การแปลผลด้วยวิธี IEC Ratio นั้นใช้อัตราส่วนของก๊าซ 3 ชนิดในการวิเคราะห์ โดยรายละเอียดในการแปลผลนั้นแสดงในตารางที่ 2.21 ซึ่งข้อเสียของการแปลผลด้วยวิธี IEC Ratio นั้นคือจะมีกรณีที่ทำให้คำตอบไม่ได้อยู่หากเงื่อนไขของอัตราส่วนก๊าซนั้นไม่ตรงตามที่ได้มีการระบุไว้

ตารางที่ 2.21 การแปลผล DGA วิธี IEC Ratio

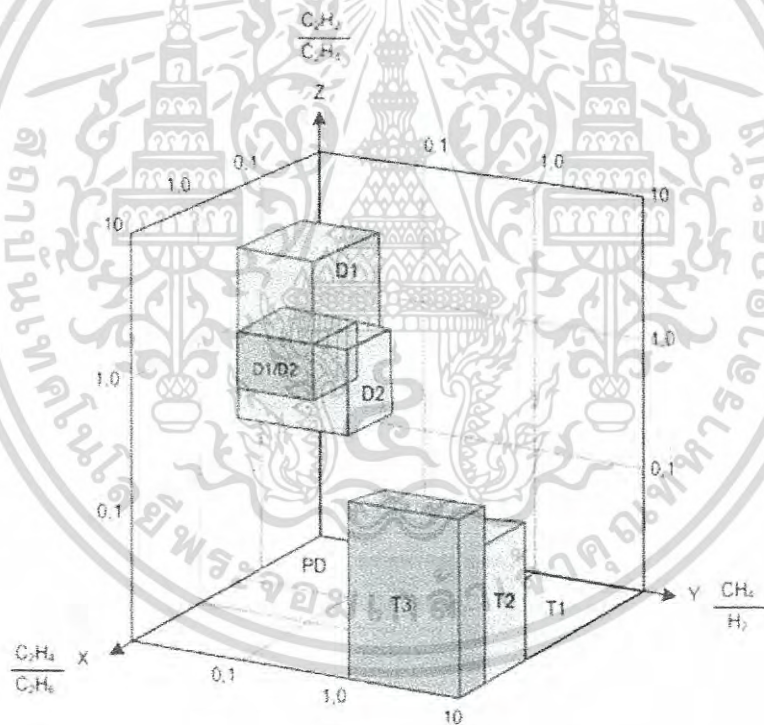
กรณี	ชนิดของ fault	$C_2H_2/C_2H_4$	$CH_4/H_2$	$C_2H_4/C_2H_6$
PD	ดิสชาร์จบางส่วน	NS <sup>1)</sup>	<0.1	<0.2
D1	ดิสชาร์จพลังงานต่ำ	>1	0.1-0.5	>1
D2	ดิสชาร์จพลังงานสูง	0.6-2.5	0.1-1	>2
T1	ความผิดปกติเนื่องจากความร้อนที่อุณหภูมิน้อยกว่า 300°C	NS <sup>1)</sup>	>1 แต่ NS <sup>1)</sup>	<1
T2	ความผิดปกติเนื่องจากความร้อนที่อุณหภูมิระหว่าง 300°C ถึง 700°C	<0.1	>1	1-4
T3	ความผิดปกติเนื่องจากความร้อนที่อุณหภูมิสูงกว่า 700°C	<0.2 <sup>2)</sup>	>1	>4
หมายเหตุ 1-ในบางประเทศ อัตราการใช้ $C_2H_4/C_2H_6$ มากกว่าอัตราส่วน $CH_4/H_2$				
หมายเหตุ 2-ควรคำนวณค่าถ้ามีก๊าซอย่างน้อยหนึ่งชนิดมีอัตราเพิ่มขึ้นเหนือค่าทั่วไป				
หมายเหตุ 3- $CH_4/H_2 < 0.7$ สำหรับดิสชาร์จบางส่วนในหม้อแปลงเครื่องมี้อัด, $CH_4/H_2 < 0.07$ สำหรับดิสชาร์จบางส่วนในบushing				
หมายเหตุ 4-รูปแบบการสลายตัวของก๊าซที่คล้ายดิสชาร์จบางส่วนมีผลมากจากการสลายตัวของฟิล์มน้ำมันบางๆ เหนือแกนเหล็กที่อุณหภูมิ 140 °C				
NS <sup>1)</sup> ไม่มีนัยสำคัญ				
<sup>2)</sup> $C_2H_2$ มีค่าเพิ่มขึ้นอาจบ่งบอกว่ามีจุดร้อนที่อุณหภูมิสูงกว่า 1000 °C				

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 2.22 การตีความอย่างง่ายด้วยวิธี IEC Ratio

กรณี	$C_2H_2/C_2H_4$	$CH_4/H_2$	$C_2H_4/C_2H_6$
PD		<0.2	
D	>0.2		
T	<0.2		

ในกรณีที่ IEC Ratio นั้นไม่มีคำตอบเกิดขึ้นอาจทำการพิจารณาชนิดของความผิดปกติด้วยวิธีกราฟช่วย โดยทำการวิเคราะห์ดังนี้ ทำการกำหนดค่าทั้ง 3 แกนโดยที่แกน X เป็นอัตราส่วนระหว่าง  $C_2H_4/C_2H_6$  แกน Y เป็นอัตราส่วนระหว่าง  $CH_4/H_2$  และแกน Z เป็นอัตราส่วนระหว่าง  $C_2H_2/C_2H_4$  หลังจากนั้นทำการดูตำแหน่งที่ได้บนกราฟ 3 มิติ ถ้าตำแหน่งที่กำหนดไม่อยู่ในปริมาตรที่แสดงปัญหาที่เกิดขึ้นได้ให้หาระยะทางที่สั้นที่สุดจากจุดที่กำหนดค่าไปยังปริมาตรที่แสดงปัญหาแล้วให้ผลลัพธ์เป็นไปตามพื้นที่นั้น



รูปที่ 2.10 กราฟ 3 มิติที่ใช้ในการวิเคราะห์ด้วยวิธี IEC ratio

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 5) วิธี Duval triangle [6]

การวิเคราะห์การทดสอบด้วย Duval triangle เป็นวิธีที่ยอมรับและนิยมกันอย่างกว้างขวาง เพราะมีความแม่นยำ และเชื่อถือได้ สามารถสื่อถึงสภาพของหม้อแปลงไฟฟ้าได้ อีกทั้งยังตรวจจับความผิดปกติเริ่มแรกของหม้อแปลงไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ ถูกต้อง และแม่นยำสูง เมื่อแยกก๊าซออกมาจากน้ำมัน โดยวิธี Duval triangle จะใช้ก๊าซเพียง 3 ก๊าซในการวิเคราะห์ผลการทดสอบ คือ ก๊าซอะเซทิลีน ก๊าซเอทิลีน และก๊าซมีเทน ซึ่งเราสามารถคำนวณหาค่าเปอร์เซ็นต์ของก๊าซต่างๆ ได้ดังนี้

กำหนดให้  $x = C_2H_2$ ,  $Y = C_2H_4$ , และ  $Z = CH_4$  ในหน่วยของ ppm จะได้ว่า

$$C_2H_2 = 100X/(X + Y + Z)$$

$$C_2H_4 = 100Y/(X + Y + Z)$$

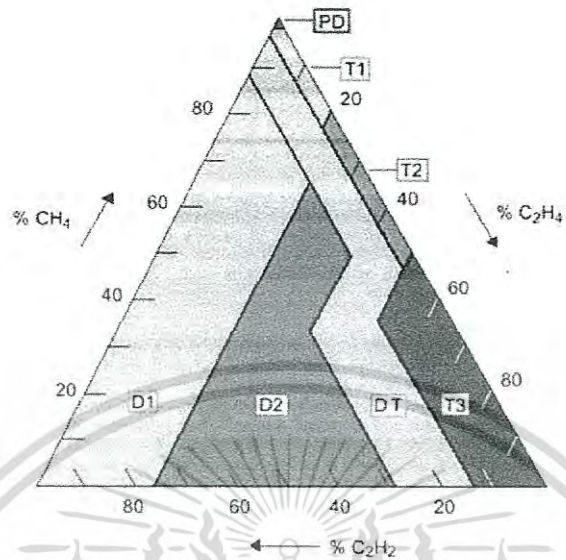
$$CH_4 = 100Z/(X + Y + Z)$$

ค่าของเปอร์เซ็นต์ของก๊าซที่คำนวณได้จะถูกนำมาพล็อตลงในกราฟซึ่งแสดงดังรูปที่ 2.11 โดยที่กราฟนั้นจะจำแนกการเกิดปัญหาต่างๆ ออกเป็น 6 โซนด้วยกัน ซึ่งในแต่ละโซนนั้นจะแสดงให้เห็นว่าเกิดปัญหาใดบ้างขึ้นกับหม้อแปลงโดยมีรายละเอียดแสดงไว้ดังตารางที่ 2.23

ตารางที่ 2.23 ความหมายของพื้นที่ใน Duval triangle

โซน	ความหมาย
PD	การเกิดดิสชาร์จบางส่วน
D1	การเกิดดิสชาร์จพลังงานต่ำ
D2	การเกิดดิสชาร์จพลังงานสูง
DT	การเกิดความผิดปกติผสมกันระหว่างทางไฟฟ้ากับความร้อนเกิน
T1	การเกิดความผิดปกติเนื่องจากความร้อน อุณหภูมิต่ำกว่า 300 องศาเซลเซียส
T2	การเกิดความผิดปกติเนื่องจากความร้อน อุณหภูมิ 300-700 องศาเซลเซียส
T3	การเกิดความผิดปกติเนื่องจากความร้อน อุณหภูมิสูงกว่า 700 องศาเซลเซียส

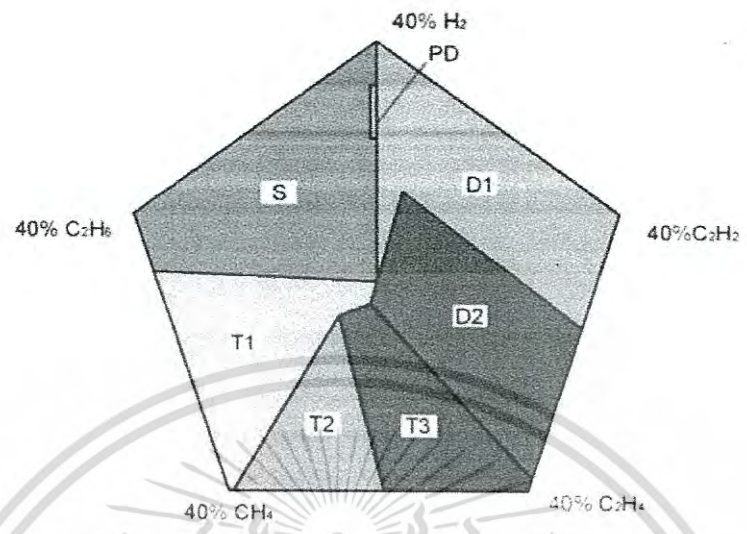
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.11 กราฟ Duval Triangle ที่ใช้ในการวิเคราะห์น้ำมันหม้อแปลง

#### 6) วิธี Duval Pentagon [23]

วิธีการวิเคราะห์ด้วยวิธี Duval Pentagon เป็นวิธีการที่พัฒนาขึ้นมาเพื่อแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้นจากการใช้การวิเคราะห์ด้วย Duval Triangle เนื่องจากการวิเคราะห์ด้วยวิธี Duval Triangle นั้นไม่ได้ใช้ก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซอีเทนในการวิเคราะห์ ซึ่งก๊าซทั้งสองชนิดนี้เป็นก๊าซที่บ่งบอกถึงการเกิด PD และการเกิดความผิดปกติเนื่องจากความร้อนในหม้อแปลงไฟฟ้า [24] โดยการวิเคราะห์ด้วยวิธีนี้นั้นเป็นการวิเคราะห์โดยใช้ความสัมพันธ์ระหว่างค่าก๊าซ 5 ชนิด อันได้แก่ ก๊าซไฮโดรเจน ก๊าซมีเทน ก๊าซเอทีลีน ก๊าซอีเทน และก๊าซอะเซทีลีน กับค่าผลรวมของก๊าซแสดงในรูปของเปอร์เซ็นต์ค่าเปอร์เซ็นต์ของก๊าซต่างๆ นั้นจะถูกพล็อตลงในรูปห้าเหลี่ยม โดยแกนของห้าเหลี่ยมนั้นจะมีค่าระหว่าง 0-100 ที่จุดศูนย์กลางของห้าเหลี่ยมแสดงค่า 0 แล้วทำการหาจุดศูนย์กลางของก๊าซต่างๆ เพื่อแปลผลโดยการพล็อตลงในกราฟรูปห้าเหลี่ยมดังรูปที่ 2.12



รูปที่ 2.12 กราฟใช้ในการแปลผล Duval pentagon



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

น้ำมันที่มีปริมาณออกซิเจนสูงจะส่งผลให้มีอัตราการเกิดก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์และคาร์บอนไดออกไซด์ที่สูงขึ้น

ในส่วนของผลการจำลองให้เกิดดิสชาร์จบางส่วนตามผิวพบว่าเมื่อทำการทดสอบโดยการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวในสภาวะที่มีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง พบว่าอัตราการเกิดก๊าซที่เกิดขึ้นมากที่สุดคือ ก๊าซไฮโดรเจน โดยเมื่อมีค่าแรงดันทดสอบมากขึ้นก็จะมีอัตราการเกิดก๊าซมากขึ้นด้วย รวมถึงก๊าซมีเทนนั้นก็จะมีปริมาณการเกิดขึ้นมากเช่นกัน ส่วนก๊าซประเภทไฮโดรคาร์บอนอื่นๆ ก็มีการเกิดขึ้นเช่นเดียวกันและมีอัตราการเกิดของก๊าซที่มากกว่าการทดสอบที่สภาวะปริมาณออกซิเจนในน้ำมันปกติ ได้แก่ ก๊าซเอทิลีน อีเทน และอะเซทิลีน นอกจากนั้นแล้วก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์และคาร์บอนไดออกไซด์ก็ยังมีอัตราการเกิดขึ้นมาก และมีอัตราการเกิดขึ้นที่มากกว่าสภาวะที่น้ำมันมีปริมาณออกซิเจนปกติอย่างมาก เมื่อทำการเปรียบเทียบผลการทดสอบกับสภาวะที่มีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันปกติที่ระดับแรงดันทดสอบเดียวกันแสดงให้เห็นว่าปริมาณออกซิเจนนั้นส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงของการเกิดก๊าซประเภทไฮโดรคาร์บอนแต่ละชนิดอย่างมาก รวมถึงก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์และคาร์บอนไดออกไซด์ด้วย

#### 4.8 การทดสอบเพื่อศึกษาผลของความชื้นในเพรสเซอร์ที่มีผลต่อการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง

ความชื้นเป็นอีกสาเหตุหนึ่งส่งผลต่อพฤติกรรมของการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง เนื่องจากหากมีความชื้นเกิดขึ้นในฉนวนจะส่งผลให้เกิดจุดอ่อนทางไฟฟ้าขึ้น โดยขั้นตอนการทดสอบเพื่อศึกษาผลของปริมาณความชื้นในเพรสเซอร์ที่มีผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงมีรายละเอียดดังนี้

##### 4.8.1 ขั้นตอนการทดสอบ

1. ทำการต่อวงจรทดสอบดังรูป 4.5
2. ทำการจัดชุดทดสอบให้ระยะห่างระหว่างอิเล็กโทรดแบบเข็มและระนาบมีระยะ 4 cm เพื่อจำลองให้เกิดการดิสชาร์จประเภทโคโรนา ก่อนการเติมน้ำมันให้ทำการล้างชุดทดสอบด้วยน้ำมันหม้อแปลงที่จะใช้ในการทดสอบ จากนั้นทำการเติมน้ำมันหม้อแปลงปริมาตร 10 ลิตร ลงในตัวถังของชุดทดสอบ
3. เปิดเครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันแบบออนไลน์
4. เปิดชุดควบคุมอุณหภูมิเพื่อให้ความร้อนแก่น้ำมันหม้อแปลงที่ใช้ทดสอบและควบคุมให้อยู่ในช่วงอุณหภูมิ  $40 \pm 1$  °C
5. เมื่อได้ค่าอุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลงที่ใช้ในการทดสอบที่ต้องการแล้วจึงบันทึกค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงก่อนป้อนแรงดันทดสอบ เพื่อใช้เป็นค่าอ้างอิงในการเปรียบเทียบอัตราการเกิดก๊าซแต่ละชนิดที่เปลี่ยนแปลงไป
6. ทำการป้อนแรงดันให้กับชุดอิเล็กโทรด โดยให้อัตราการเพิ่มแรงดันคงที่ที่ 1 kV/s จนกระทั่งถึงค่าแรงดัน PDIV
7. ทำการป้อนแรงดันทดสอบเป็นเวลา 12 ชั่วโมง และทำการจดบันทึกค่าก๊าซที่เปลี่ยนแปลงที่เปลี่ยนแปลงทุกๆ 3 ชั่วโมง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

8. ทำการทดสอบซ้ำข้อ 1-7 แต่ทำการเปลี่ยนแรงดันที่ใช้ในการทดสอบเป็นที่ 1.3PDIV และ 1.5PDIV

9. ทำการทดสอบซ้ำข้อ 1-8 แต่ในขั้นตอนที่ 2 เพรสบอร์ดที่ใช้สำหรับการทดสอบให้ใช้เพรสบอร์ดที่มีความชื้นสูงแทนเพรสบอร์ดที่ใช้ในการทดสอบปกติ เพื่อศึกษาผลของปริมาณความชื้นในเพรสบอร์ดที่มีผลต่อพฤติกรรมกาเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง

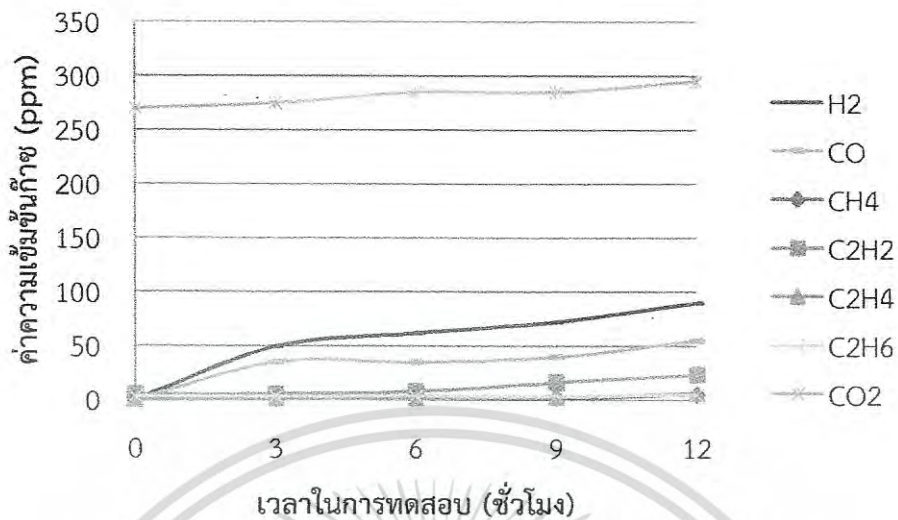
#### 4.8.2 ผลการทดสอบ

ในการทดสอบหัวข้อที่ 4.8 กรณีการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิว ทำการทดสอบโดยการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนาที่ค่าแรงดัน 3 ค่าด้วยกันคือ PDIV 1.3PDIV และ 1.5PDIV ที่อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง 40 °C ในสภาวะเพรสบอร์ดที่มีปริมาณความชื้นปกติและเพรสบอร์ดที่มีความชื้นสูง โดยมีผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 4.29-4.31 และรูปที่ 4.44-4.49

ตารางที่ 4.29 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน PDIV (6.75 kV) เมื่อเพรสบอร์ดความชื้นสูง

เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	0.5	<LDL	0.8	5	<LDL	3	270
3	49.5	35	1	5.6	1.2	3.2	275
6	62	35	1.6	8.2	1.8	3.6	285
9	72.5	40	2	16.6	2.8	3.8	285
12	90	55	5.2	23.8	6.4	5	295

หมายเหตุ: <LDL หมายถึง ปริมาณของก๊าซที่มีต่ำกว่าที่เครื่องมือสามารถตรวจสอบได้

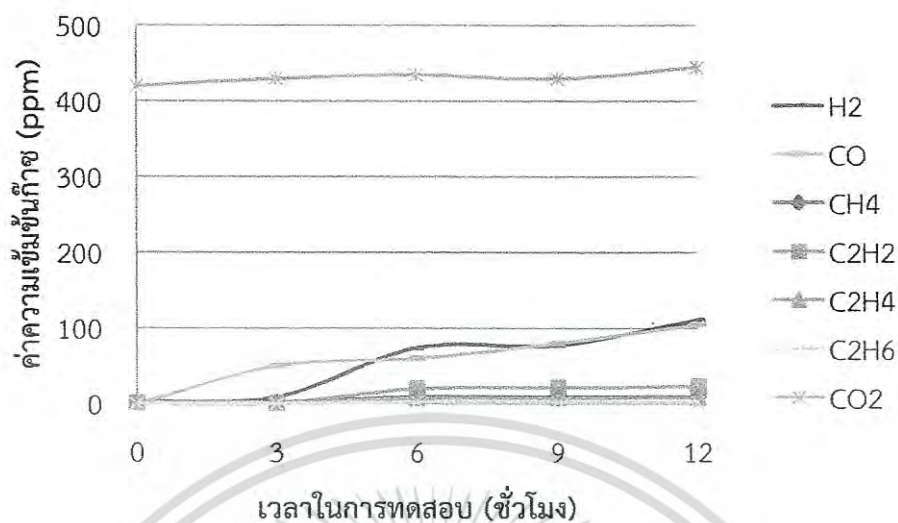


รูปที่ 4.44 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน PDIV (6.75 kV) เมื่อเพรสบอร์ดความชื้นสูง

ตารางที่ 4.30 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.3PDIV (8.8 kV) เมื่อเพรสบอร์ดความชื้นสูง

เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	2.5	<LDL	1.6	0.8	1.4	<LDL	420
3	9	50	2	0.8	1.6	<LDL	430
6	74	60	9	20.4	7.4	2.2	435
9	77.5	80	9.2	21.6	7.8	2.4	430
12	111	105	9.8	23.6	8.6	2.6	445

หมายเหตุ: <LDL หมายถึง ปริมาณของก๊าซที่มีต่ำกว่าที่เครื่องมือสามารถตรวจสอบได้

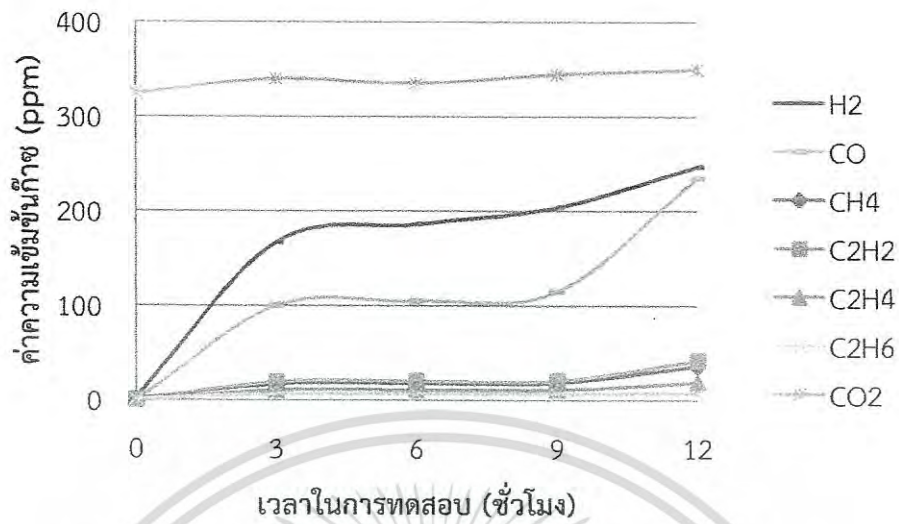


รูปที่ 4.45 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.3PDIV (8.8 kV) เมื่อเพรสเซอร์ดีมีความชื้นสูง

ตารางที่ 4.31 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.5PDIV (10.1 kV) เมื่อเพรสเซอร์ดีมีความชื้นสูง

เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	3.5	<LDL	1.2	0.2	<LDL	0.8	325
3	167	100	17.4	19.6	10.4	6.4	340
6	186	105	18	20.4	10.8	6.6	335
9	204	115	19	21	11	6.8	345
12	247	235	36.2	42.2	19	7.6	350

หมายเหตุ: <LDL หมายถึง ปริมาณของก๊าซที่มีต่ำกว่าที่เครื่องมือสามารถตรวจสอบได้

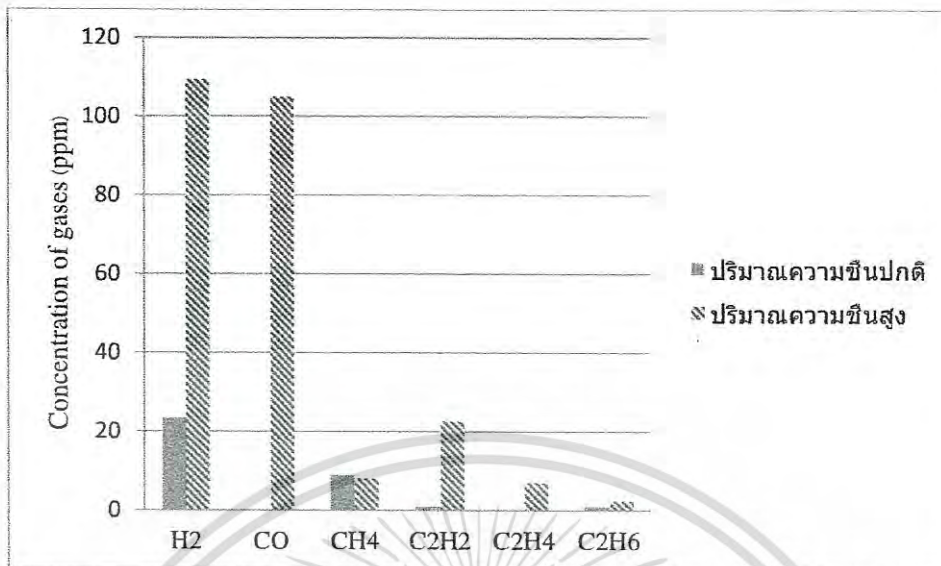


รูปที่ 4.46 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิด ดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.5PDIV (10.1 kV) เมื่อเพรสเจอร์มีความชื้นสูง

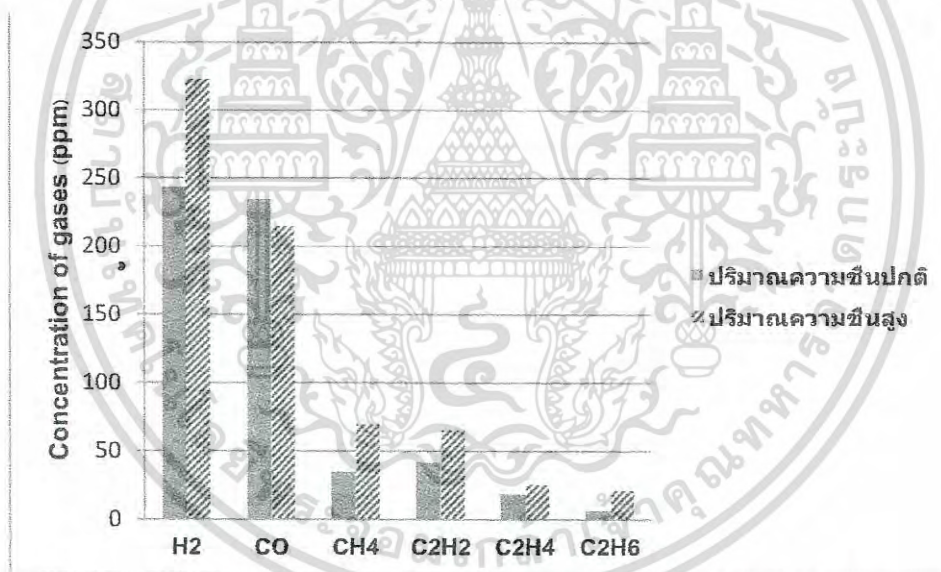


รูปที่ 4.47 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลงเมื่อทำการ จำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่แรงดัน PDIV ที่ปริมาณความชื้นเพรสเจอร์แตกต่างกัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.48 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่เปลี่ยนแปลงเมื่อทำการจำลองการเกิดดีสชาร์จบางส่วนที่แรงดัน 1.3PDIV ที่ปริมาณความชื้นในเพอร์สบอร์ดแตกต่างกัน



รูปที่ 4.49 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่เปลี่ยนแปลงเมื่อทำการจำลองการเกิดดีสชาร์จบางส่วนที่แรงดัน 1.5PDIV ที่ปริมาณความชื้นในเพอร์สบอร์ดแตกต่างกัน

จากผลการทดสอบหัวข้อ 4.8 เพื่อศึกษาผลของปริมาณความชื้นในเพอร์สบอร์ดที่มีผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง จากผลการทดสอบในสถานะที่ทำการทดสอบที่เพอร์สบอร์ดมีความชื้นสูงพบว่าเมื่ออัตราการเพิ่มขึ้นของก๊าซไฮโดรเจนปริมาณมากทุกค่าแรงดันที่ทำการทดสอบ นอกจากนั้นแล้วยังพบการเกิดก๊าซประเภทไฮโดรคาร์บอนอื่นๆ ด้วย ได้แก่ ก๊าซอะเซทีลีน มีเทน และก๊าซเอทิลีน อีเทนในปริมาณเล็กน้อย นอกจากนั้นแล้วจะเห็นได้ว่ามีปริมาณของก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์เกิดขึ้นในปริมาณมาก เมื่อเทียบผลการทดสอบที่ได้กับการทดสอบในสถานะที่เพอร์สบอร์ดมีความชื้นแบบปกติจะสังเกตได้ว่าเมื่ออัตราการเกิดของก๊าซเกิดมากขึ้นอย่างมากที่แรงดันทดสอบเดียวกัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### บทที่ 3

## การออกแบบการทดสอบและการประกอบสร้างชุดทดสอบ

### 3.1 การทดสอบเพื่อเปรียบเทียบความถูกต้องของการแปลผล

สำหรับการแปลผลเพื่อหาความผิดปกติที่เกิดขึ้นด้วยวิธีการวิเคราะห์ค่าก๊าซในน้ำมันนั้นมีหลายวิธีด้วยกัน ซึ่งหลายๆ ครั้งคำตอบที่ได้จากการแปลผลแต่ละวิธีมีค่าแตกต่างกัน ในบางครั้งจึงเป็นการยากที่จะตัดสินใจว่าเกิดความผิดปกติเกิดขึ้น ดังนั้นจึงได้มีการออกแบบการทดสอบเพื่อเปรียบเทียบค่าความถูกต้องของการแปลผล โดยใช้กรณีศึกษาที่มีการทดสอบการวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันทั้งหมด 80 กรณี ซึ่งประกอบด้วยข้อมูลจาก IEC TC10 [25] รวมถึงจากงานวิจัยต่างๆ ที่มีการซ่อมบำรุงหม้อแปลงขึ้น เพื่อใช้ตรวจสอบว่าวิธีการแปลผลใดนั้นให้ค่าความถูกต้องในการแปลผลมากที่สุด โดยทำการเปรียบเทียบวิธีการแปลผล ได้แก่ วิธี Doernenbung Ratio (DRM) วิธี Roger Ratio (RRM) วิธี IEC ratio (IRM) วิธี Duval Triangle (DTM) และวิธี Duval Pentagon (DPM) นอกจากนั้นแล้วยังมีกรณีศึกษาที่ได้รับการสนับสนุนบริษัทซ่อมบำรุงระบบไฟฟ้าในประเทศไทย การทดสอบเพื่อเปรียบเทียบค่าความถูกต้องของการแปลผลแต่ละวิธีสำหรับการเปรียบเทียบความถูกต้องของวิธีการแปลผลแบบต่างๆ จำเป็นที่จะต้องให้กรณีที่แต่ละวิธีแปลผลออกมานั้นมีค่าตอบเหมือนกัน ทั้งนี้จึงได้กำหนดความผิดปกติออกเป็น 5 กรณีด้วยกัน คือ PD D1 D2 T1 และ T2 และ T3 ดังมีรายละเอียดแสดงไว้ในตารางที่ 3.1

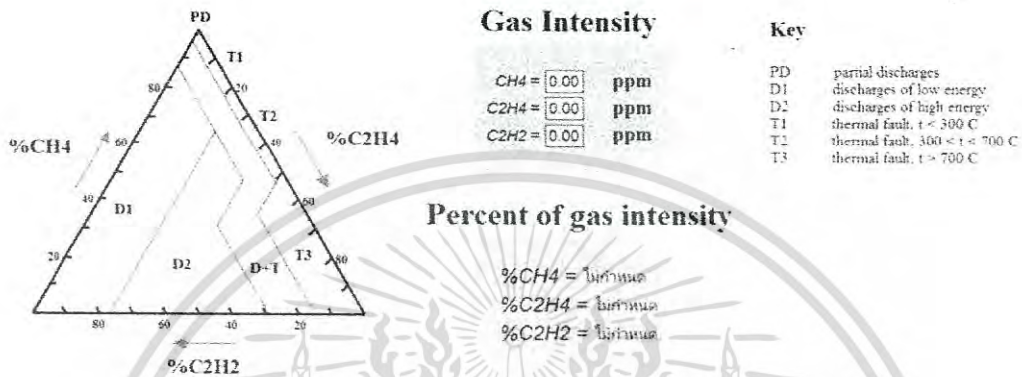
ตารางที่ 3.1 การจัดกลุ่มของความผิดปกติเพื่อใช้ในการทดสอบ

วิธี	PD	D1	D2	T1 และ T2	T3
DRM	เกิดการดีสชาร์จบางส่วน	เกิดการอาร์ค (ดีสชาร์จพลังงานสูง)	เกิดการอาร์ค (ดีสชาร์จพลังงานสูง)	เกิดการเสื่อมสภาพเนื่องจากความร้อน	เกิดการเสื่อมสภาพเนื่องจากความร้อน
RRM	เกิดการดีสชาร์จพลังงานต่ำ	เกิดการดีสชาร์จพลังงานต่ำ	เกิดการดีสชาร์จพลังงานสูง	เกิดความผิดปกติเนื่องจากความร้อนที่อุณหภูมิต่ำกว่า 700 °C	เกิดความผิดปกติเนื่องจากความร้อนที่อุณหภูมิสูงกว่า 700 °C
IRM	เกิดการดีสชาร์จบางส่วน	เกิดการดีสชาร์จพลังงานต่ำ	การดีสชาร์จพลังงานสูง	การเกิดความผิดปกติเนื่องจากความร้อนที่อุณหภูมิไม่เกิน 700 °C	การเกิดความผิดปกติเนื่องจากความร้อนที่อุณหภูมิมากกว่า 700 °C
DTM	เกิดการดีสชาร์จบางส่วน	เกิดการดีสชาร์จพลังงานต่ำ	การดีสชาร์จพลังงานสูง	การเกิดความผิดปกติเนื่องจากความร้อนที่อุณหภูมิไม่เกิน 700 °C	การเกิดความผิดปกติเนื่องจากความร้อนที่อุณหภูมิมากกว่า 700 °C
DPM	เกิดการดีสชาร์จบางส่วน	เกิดการดีสชาร์จพลังงานต่ำ	การดีสชาร์จพลังงานสูง	การเกิดความผิดปกติเนื่องจากความร้อนที่อุณหภูมิไม่เกิน 700 °C	การเกิดความผิดปกติเนื่องจากความร้อนที่อุณหภูมิมากกว่า 700 °C

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

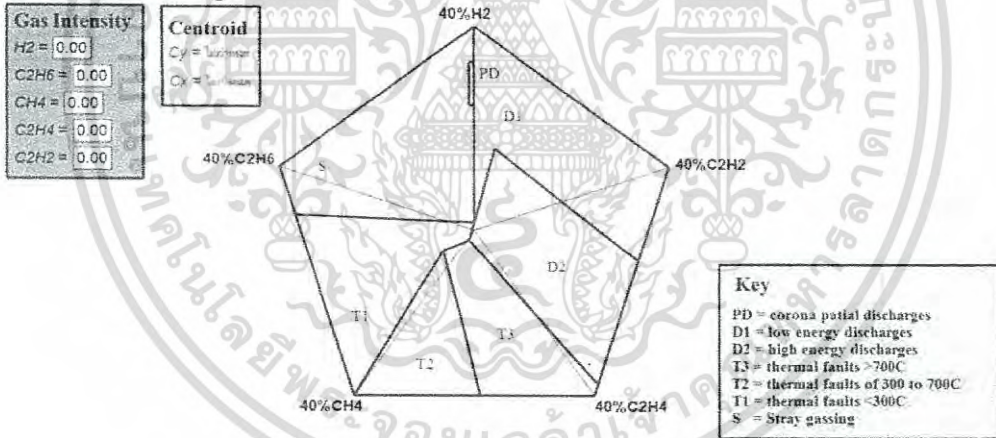
โดยการแปลงผลวิธี Duval Triangle และ Duval Pentagon ใช้โปรแกรม Geometric Sketchpad (GSP) ในการวาด และพล็อตจุด เพื่อแปลงผลค่าก๊าซ ดังแสดงในรูปที่ 3.1 และ 3.2 ตามลำดับ

### Duval triangle 1 for transformers, bushings and cables



รูปที่ 3.1 การแปลงผลพล็อตจุดวิธี Duval triangle ในโปรแกรม GSP

### Duval Pentagon I



รูปที่ 3.2 การแปลงผลพล็อตจุดวิธี Duval pentagon ในโปรแกรม GSP

### 3.2 การออกแบบการทดสอบการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วน

การเกิดดิสชาร์จบางส่วนเป็นอีกปัญหาหนึ่งที่สำคัญที่ควรมีการตรวจสอบในระบบฉนวนของหม้อแปลงไฟฟ้า หากมีการเกิดดิสชาร์จบางส่วนเกิดขึ้นแล้วไม่ได้มีการตรวจสอบอาจทำให้การเกิดดิสชาร์จบางส่วนนั้นมีการพัฒนาขึ้น และอาจทำให้เกิดความล้มเหลวของระบบฉนวนไฟฟ้า วิธีการตรวจสอบการเกิดดิสชาร์จบางส่วนสามารถตรวจสอบได้มากมายหลายวิธีด้วยกัน การตรวจสอบด้วยวิธีการวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันเป็นอีกวิธีหนึ่งที่ยอมรับใช้ในการตรวจสอบหาการเกิดดิสชาร์จบางส่วน ซึ่งมีการแปลงผลตามมาตรฐาน IEEE C57. 104 และ IEC 60599

พฤติกรรมของการเกิดของก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงแต่ละชนิดนั้นจะมีพฤติกรรมการเกิดที่แตกต่างกันออกไป ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับพลังงานและอุณหภูมิที่เกิดจากการเกิดความผิดปกติที่เกิดขึ้น เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

นั้นๆ ในกรณีของการเกิดความผิดปกติทางไฟฟ้าประเภทการเกิดดิสชาร์จบางส่วน พลังงานและอุณหภูมิที่เกิดขึ้นจากความผิดปกตินั้นขึ้นอยู่กับประเภท ขนาด และความถี่ในการดิสชาร์จบางส่วน นอกจากนั้นแล้วพฤติกรรมของการเกิดก๊าซแต่ละชนิดยังขึ้นอยู่กับปัจจัยภายนอกอื่นๆ อีก ตัวอย่างเช่น อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงหรือสถานะการใช้งานโหลด ปริมาณความชื้นในเพอร์สบอร์ด ปริมาณก๊าซออกซิเจนที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง เป็นต้น ทั้งนี้การทดสอบเพื่อศึกษาพฤติกรรมการเกิดก๊าซชนิดต่างๆ เนื่องจากการเกิดดิสชาร์จบางส่วนในสภาวะที่แตกต่างกันจึงมีความสำคัญ ดังนั้นผู้วิจัยจึงได้ทำการศึกษาโดยการจำลองให้เกิดดิสชาร์จบางส่วนในสภาวะต่างๆ และสังเกตค่าก๊าซชนิดต่างๆ ที่เกิดขึ้น ซึ่งหัวข้อในการทดสอบนั้นได้ทำการศึกษาพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่มีสภาวะที่แตกต่างกันดังนี้

3.2.1 การทดสอบเพื่อศึกษาผลของประเภทของการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่มีต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง

3.2.2 การทดสอบเพื่อศึกษาผลของแรงดันที่ใช้ในการทดสอบการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่มีต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง

3.2.3 การทดสอบเพื่อศึกษาผลของอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงที่มีต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง

3.2.4 การทดสอบเพื่อศึกษาผลของปริมาณออกซิเจนที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่มีต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง

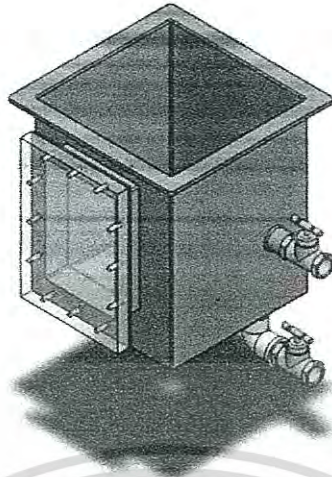
3.2.5 การทดสอบเพื่อศึกษาผลของความชื้นในเพอร์สบอร์ดที่มีต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง

### 3.3 การออกแบบและประกอบสร้างชุดทดสอบ (Test cell)

#### 3.3.1 ตัวถังของชุดทดสอบ

ตัวถังของชุดทดสอบนั้นใช้ลูมิเนียมชุบสีนูนานเหมือนกับตัวถังของหม้อแปลงที่ใช้งานจริงในระบบ ทั้งนี้เป็นการจำลองให้เกิดสภาวะที่ใกล้เคียงกับสภาวะการทำงานจริงของหม้อแปลงมากที่สุด เนื่องจากชนิดของวัสดุต่างๆ ที่ใช้ในหม้อแปลงนั้นก็เป็นอีกปัจจัยหนึ่งที่ส่งผลกระทบต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซ ลักษณะตัวถังของชุดทดสอบมีฐานเป็นสี่เหลี่ยมจัตุรัสโดยด้านแต่ละด้านกว้าง 20 cm สูง 250 cm และหนา 5 mm โดยการออกแบบดังทดสอบนั้นเป็นการออกแบบเพื่อให้สามารถรองรับปริมาณน้ำมันที่ใช้ในการทดสอบ 10 ลิตรได้ โดยปริมาณน้ำมัน 10 ลิตรนั้นเป็นปริมาณที่เหมาะสมที่สุดในการทดสอบที่จะใช้ปริมาณน้ำมันที่ใช้ในการทดสอบไม่มากเกินไปและขนาดของถังทดสอบนั้นเป็นระยะที่ทำให้ไม่เกิดการเกิดการเบรกดาวน์ลงไปยังตัวถังทดสอบขณะทำการทดสอบ

โดยด้านหน้าตัวถังของชุดทดสอบนั้นเป็นอะคริลิกใสยึดอยู่กับตัวถังของชุดทดสอบด้วยน็อตพลาสติก ขนาดกว้าง 100 cm และยาว 160 cm เพื่อใช้ในการสังเกตการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนในกรณีต่างๆ ที่บริเวณด้านข้างและด้านล่างตัวถังของชุดทดสอบมีวาล์วที่เชื่อมต่อกับท่อทองแดงอยู่



รูปที่ 3.3 ตัวถังของชุดทดสอบ

### 3.3.2 อิเล็กโทรด

อิเล็กโทรดที่ใช้ในการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนนั้นเป็นแบบเข็ม-ระนาบ อิเล็กโทรดด้านแรงสูงนั้นเป็นอิเล็กโทรดแบบเข็ม ทำจากทังสเตนที่มีขนาดรัศมีปลายเข็ม 10  $\mu\text{m}$  และอิเล็กโทรดด้านแรงต่ำเป็นแบบระนาบ ทำจากทองเหลือง ซึ่งมีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 85 mm และมีความสูง 20 mm



รูปที่ 3.4 อิเล็กโทรดแบบเข็มที่ใช้ในการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วน (ด้านแรงสูง)

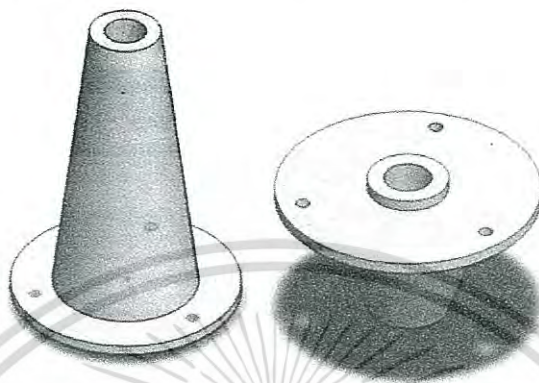


รูปที่ 3.5 อิเล็กโทรดแบบระนาบที่ใช้ในการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วน (ด้านแรงต่ำ)

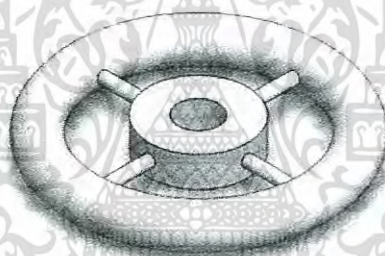
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.3.3 ตัวฉนวนจับยึดแกนตัวนำและซีลด์

ส่วนตัวฉนวนจับยึดแกนตัวนำนั้นทำจากซูเปอร์สทิน ใช้สำหรับจับยึดก้านตัวนำให้อยู่ตรงกลาง และซีลด์ซึ่งทำจากอลูมิเนียมกลวงทำหน้าที่กระจายสนามไฟฟ้า



รูปที่ 3.6 บุซซิ่ง



รูปที่ 3.7 ซีลด์

## 3.4 การเตรียมน้ำมันและเพรสบอร์ดสำหรับการทดสอบ

### 3.4.1 การเตรียมน้ำมันสำหรับการทดสอบ

สำหรับฉนวนน้ำมันที่ใช้ในการทดสอบนั้นต้องทำการอบเพื่อลดความชื้นในน้ำมันหม้อแปลง โดยทำการอบที่อุณหภูมิ 60 °C ในตู้อบสุญญากาศเป็นเวลา 12 ชั่วโมง

ในส่วนของกรณีการทดสอบเพื่อศึกษาผลของปริมาณออกซิเจนที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่มีผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง ก่อนทำการอบน้ำมันนั้นต้องทำการเติมออกซิเจนลงในน้ำมันหม้อแปลงก่อนให้มีค่าความเข้มข้นของก๊าซออกซิเจนที่ละลายอยู่ในน้ำมันมากกว่า 30,000 ppm

### 3.4.2 การเตรียมน้ำมันและเพรสบอร์ดสำหรับการทดสอบ

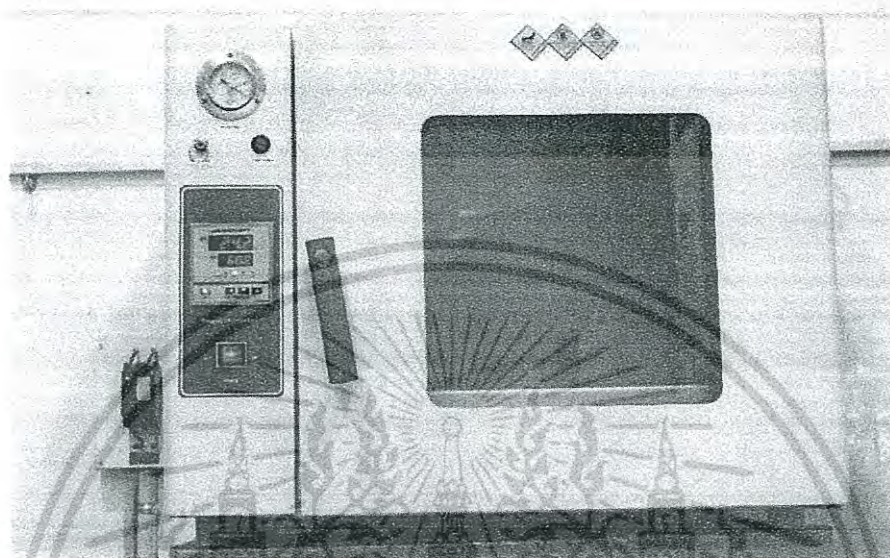
1. ตัดเพรสบอร์ดที่มีความหนา 1.6 mm ให้มีขนาด 10x10 cm

2. ทำการติดเพรสบอร์ดแต่ละแผ่นเข้าด้วยกันด้วยกาวน้ำจำนวน 10 แผ่น เพื่อให้ได้เพรสบอร์ดที่มีความหนา 1.6 cm

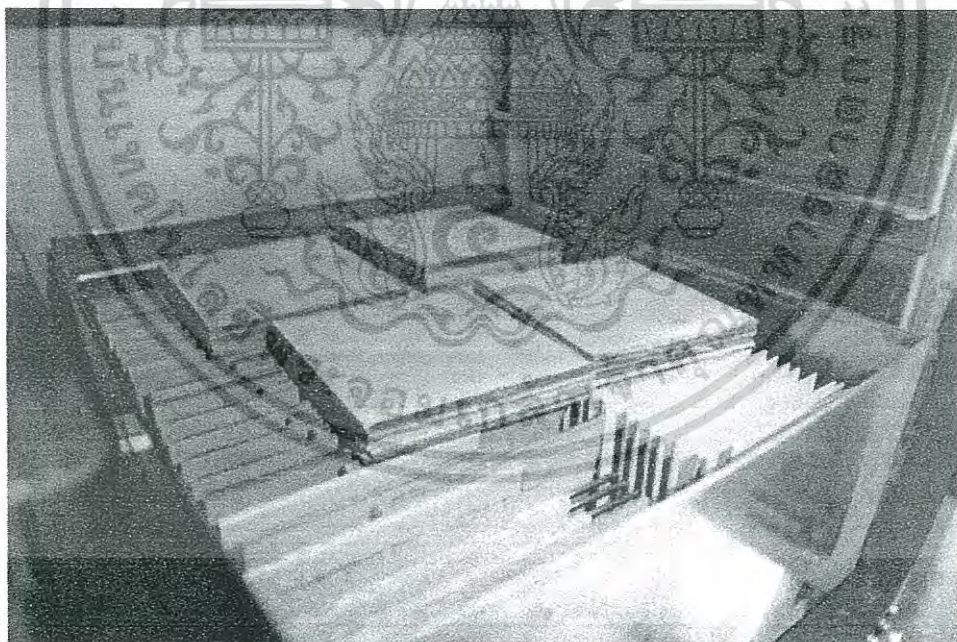
3. อบเพรสบอร์ดเพื่อลดความชื้นที่อุณหภูมิ 80 °C ในตู้อบสุญญากาศเป็นเวลา 12 ชั่วโมง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4. อิมเพรกเนตเพรสบอร์ดด้วยฉนวนน้ำมันที่อุณหภูมิ 60 °C ในตู้อบสุญญากาศ เป็นเวลา 12 ชั่วโมง
5. ทำการเก็บตัวอย่างเพรสบอร์ดที่ได้ในภาชนะที่มิดชิด เพื่อป้องกันการสัมผัสกับอากาศ



รูปที่ 3.8 ตู้อบสุญญากาศ



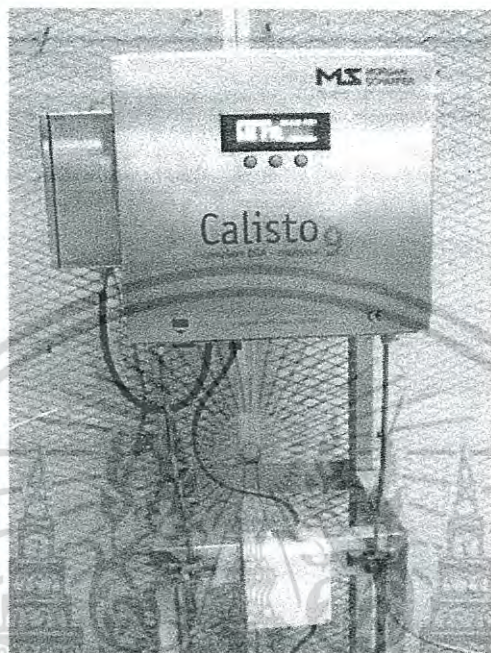
รูปที่ 3.9 การเตรียมอิมเพรกเนตเพรสบอร์ด

ในกรณีการเตรียมเพรสบอร์ดในการทดสอบเพื่อศึกษาผลของความชื้นในเพรสบอร์ดที่มีต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง การเก็บตัวอย่างเพรสบอร์ดหลังทำการอิมเพรกเนตให้ทำการเก็บโดยภาชนะทั่วไป ไม่ต้องมีการปิดมิดชิด เพื่อให้กระดาษดูดซับความชื้นจากบรรยากาศได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.5 อุปกรณ์ที่ใช้สำหรับการทดสอบ

1. เครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันแบบออนไลน์ (DGA online) .



รูปที่ 3.10 เครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันแบบออนไลน์

2. เครื่องกำเนิดแรงดันสูงกระแสสลับ พิกัด 100 kV 50 mA
  - Rated Power 5 kVA
  - Input Voltage Max. 300 V 50 Hz
  - Output Voltage 100 kV 1 Phase
  - Output current 50 mA
  - Frequency 50 Hz

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.11 หม้อแปลงทดสอบแรงดันสูง 235/100 kv, 5 kVA

### 3. ตัวต้านทานน้ำ

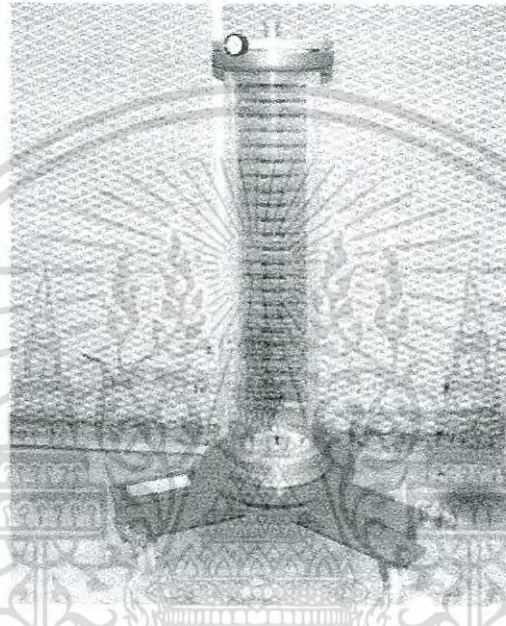


รูปที่ 3.12 ตัวต้านทานน้ำ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

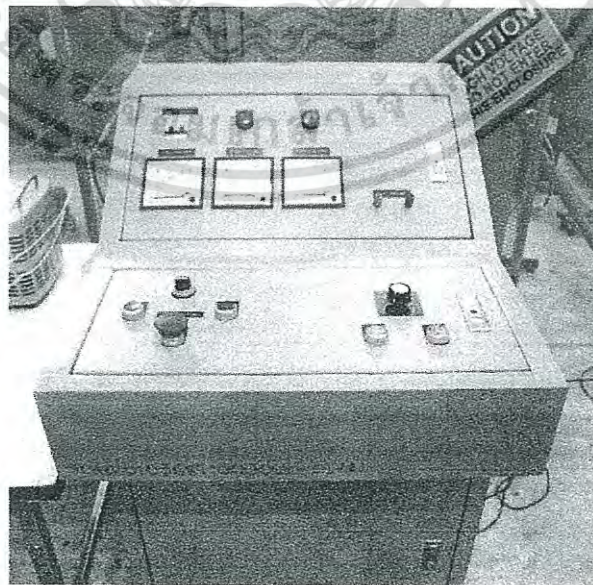
4. โวลเตจตีไวเตอร์ พิกัด 100kV บรรจุแก๊ส SF<sub>6</sub>

- Rated Voltage A.C./D.C./Impulse 100kV.
- Rated Ratio A.C. 980:1/D.C. 985:1/Impulse 993:1
- Rated Capacitance (High) 110 pF
- Rated Capacitance (Low) 110 nF
- Rated Resistance (High) 250 M $\Omega$
- Rated Resistance (Low) 250  $\Omega$



รูปที่ 3.13 โวลเตจตีไวเตอร์ พิกัด 100kV

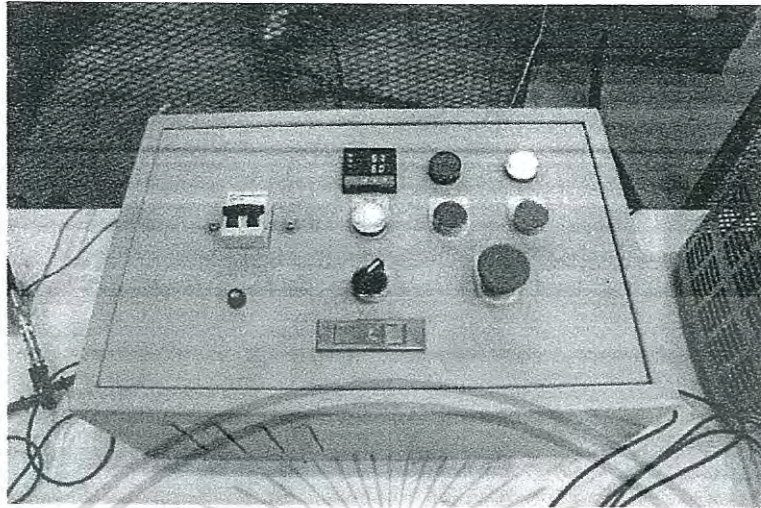
5. ตู้ควบคุมแรงดัน



รูปที่ 3.14 ตู้ควบคุมแรงดัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 6. ชุดตัดต่อวงจรและควบคุมอุณหภูมิน้ำมัน



รูปที่ 3.15 ชุดตัดต่อวงจรและควบคุมแรงดันเพื่อใช้ในการควบคุมอุณหภูมิน้ำมัน



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## บทที่ 4

### การทดสอบและประเมินผล

#### 4.1 บทนำ

การทดสอบเพื่อทำการเปรียบเทียบความถูกต้องของวิธีการแปลผลวิธีต่างๆ ได้แก่ Doernenbung Ratio (DRM) วิธี Roger Ratio (RRM) วิธี IEC ratio (IRM) วิธี วิธี Duval Triangle (DTM) และวิธี Duval Pentagon (DPM) เพื่อดูแนวโน้มว่าวิธีการแปลผลใดที่มีความเป็นไปได้ที่จะประยุกต์ใช้งานได้กับงานจริงมากที่สุด โดยใช้กรณีศึกษาที่ได้จากฐานข้อมูล IEC TC10 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง และข้อมูลที่ได้รับการสนับสนุนจากบริษัทที่ทำการซ่อมบำรุงหม้อแปลงไฟฟ้าในประเทศไทย ทั้งหมด 80 กรณี

นอกจากนั้นแล้วการทดสอบโดยการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนในสภาวะที่แตกต่างกัน ได้แก่ ประเภทของการเกิดดิสชาร์จบางส่วน ขนาดของการเกิดดิสชาร์จบางส่วน อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง ความชื้นในเพอร์สบอร์ด และปริมาณออกซิเจนที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง เป็นการทดสอบเพื่อศึกษาพฤติกรรมการเกิดของก๊าซที่ละลายอยู่ในหม้อแปลงเนื่องจากการเกิดการเสื่อมสภาพของฉนวนภายในหม้อแปลงไฟฟ้า ก๊าซที่พิจารณา ได้แก่ ก๊าซไฮโดรเจน มีเทน อีเทน เอทิลีน อะเซทิลีน คาร์บอนไดออกไซด์ คาร์บอนมอนอกไซด์ ก๊าซแต่ละชนิดที่เกิดขึ้นนั้นจะมีอัตราการเกิดและปริมาณที่เกิดขึ้นแตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับพลังงานและอุณหภูมิที่เกิดขึ้นจากการเกิดความผิดปกติประเภทต่างๆ และสภาพแวดล้อม เช่น อุณหภูมิ ความชื้น ปริมาณออกซิเจน เป็นต้น โดยการวิเคราะห์ปริมาณค่าก๊าซต่างๆ ที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงนั้นสามารถวัดได้โดยเครื่องวัดปริมาณค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันแบบออนไลน์ (DGA online) ที่ทำการเชื่อมต่ออยู่กับชุดทดสอบ

ซึ่งการทดสอบดังที่กล่าวนี้ได้รับการสนับสนุนเครื่องมือที่ใช้ในการวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันจากบริษัท ดาต้า เอนทรี จำกัด และได้ทำการทดสอบ ณ ห้องปฏิบัติการไฟฟ้าแรงสูง สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

## 4.2 การทดสอบเพื่อเปรียบเทียบความถูกต้องของการแปลผลวิธีต่างๆ

การทดสอบเพื่อเปรียบเทียบความถูกต้องของการแปลผลวิธีต่างๆ ทำการทดสอบโดยใช้กรณีศึกษาซึ่งเป็นข้อมูลค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงและปัญหาที่เกิดขึ้นภายในหม้อแปลงไฟฟ้ามาทำการแปลผล ซึ่งค่าก๊าซชนิดต่างๆ ที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงนั้นมีรายละเอียดแสดงอยู่ในตารางในภาคผนวก ค โดยเปรียบเทียบความถูกต้องของการแปลผลแต่ละวิธีไปตามมาตรฐาน IEC 60599 ซึ่งมีรหัสการแปลผลเป็นไปตามตารางที่ 3.1 และตารางภาคผนวก ค

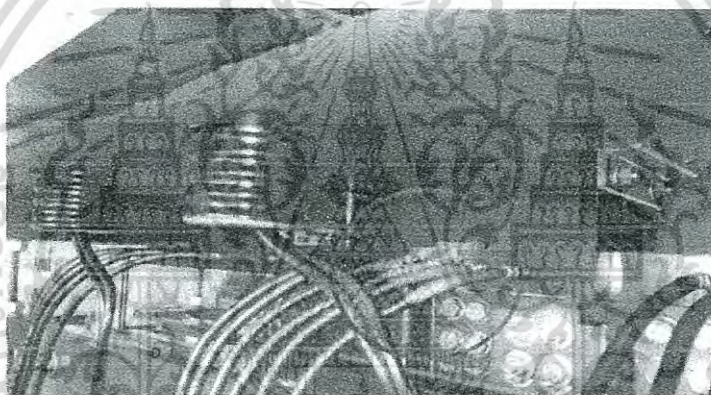
สำหรับตัวอย่างการการแปลผลของแต่ละวิธีนั้นมีการแปลผลเป็นไปดังตัวอย่างที่แสดงไว้ด้านล่างนี้

ตัวอย่างกรณีศึกษา

ปัญหาที่เกิดขึ้น: เกิดความร้อนเกินที่จุดยึดและสายตัวนำ

ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงชนิดต่างๆ (ppm):

$H_2 = 550$ ,  $CH_4 = 5,679$ ,  $C_2H_6 = 6,346$ ,  $C_2H_4 = 5,190$ ,  $C_2H_2 = 82$ ,  $CO = 549$  และ  $CO_2 = 10,780$



รูปที่ 4.1 การเกิดความร้อนเกินที่สายตัวนำในหม้อแปลง



รูปที่ 4.2 การเกิดความร้อนเกินที่จุดยึดในหม้อแปลง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 1. การแปลผลด้วยวิธีการ Doernenburg Ratio และ Roger Ratio

สำหรับขั้นตอนการตรวจสอบค่าก๊าซก่อนการแปลผลทั้ง 2 วิธีจะมีตรวจสอบข้อมูลก่อนการแปลผล โดยมีเงื่อนไขดังนี้

- จะต้องมีค่าก๊าซ อย่างน้อย 1 ชนิด ซึ่งได้แก่  $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $C_2H_4$  และ  $C_2H_6$  จะต้องมีค่าสูงกว่า 2 เท่าของค่า L1 และค่าแก๊ส CO มีค่าสูงกว่าค่า L1 (ดูค่า L1 ในตารางที่ 2.15) หากผ่านเงื่อนไขในข้อนี้แสดงว่ามีความเป็นไปได้ที่หม้อแปลงจะเกิดความผิดปกติขึ้น ให้ตรวจสอบในเงื่อนไขต่อไป แต่ถ้าไม่ผ่านเงื่อนไขดังกล่าวจะถือว่าไม่เกิดปัญหาขึ้นในหม้อแปลง (No fault)
- ตรวจสอบว่าอัตราส่วนใช้งานได้หรือไม่ โดยต้องตรวจสอบว่าก๊าซชนิดใดชนิดหนึ่งในแต่ละอัตราส่วน (R1, R2, R3, R4 สำหรับวิธี Doernenburg Ratio และ R1, R2, R5 สำหรับวิธี Roger Ratio) จะต้องมีค่าสูงกว่าค่า L1 (ดูค่า L1 ในตารางที่ 2.15) หากไม่ผ่านเงื่อนไขนี้ ให้ทำการเก็บตัวอย่างน้ำมันใหม่ (Resample)
- เมื่อผ่านทั้ง 2 เงื่อนไขแล้ว จึงสามารถทำการแปลผลด้วยวิธีการ Doernenburg Ratio และ Roger Ratio

จากการตรวจสอบพบว่าข้อมูลค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงกรณีศึกษาตัวอย่างกรณีพบว่าค่าก๊าซนั้นเป็นไปตามเงื่อนไขที่สามารถแปลผลได้ โดยเมื่อทำการการแปลด้วย วิธี Doernenburg Ratio และ Roger Ratio ได้ผลการทดสอบดังตารางที่ 4.1 และ 4.2 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.1 การคำนวณอัตราส่วนและการแปลผลด้วยวิธีการ Doernenburg Ratio

R1 ( $CH_4/H_2$ )	R2 ( $C_2H_2/C_2H_4$ )	R3 ( $C_2H_2/CH_4$ )	R4 ( $C_2H_6/C_2H_2$ )	การแปลผล
10.33	0.02	0.01	77.4	เกิดการเสื่อมสภาพ เนื่องจากความร้อน

ตารางที่ 4.2 การคำนวณอัตราส่วนและการแปลผลด้วยวิธีการ Roger Ratio

R1 ( $CH_4/H_2$ )	R2 ( $C_2H_2/C_2H_4$ )	R5 ( $C_2H_4/C_2H_6$ )	การแปลผล
10.33	0.02	0.82	เกิดความร้อน $<700^{\circ}C$

เมื่อทำการเปรียบเทียบการแปลผลจากตารางที่ 4.1 และ 4.2 กับรหัสการแปลผลของกรณีศึกษาในภาคผนวก ค พบว่าวิธี Doernenburg Ratio และ Roger Ratio แปลผลได้ถูกต้อง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2. การแปลผลด้วยวิธี IEC ratio

ขั้นตอนการแปลผลด้วยวิธี IEC ratio นั้นเป็นไปดังขั้นตอนดังต่อไปนี้

- 1) คำนวณอัตราส่วนก๊าซ
- 2) ทำการเปรียบเทียบกับเงื่อนไขในตารางที่ 2.13 เพื่อระบุปัญหาที่เกิดขึ้นในหม้อแปลง ถ้าหากค่าที่คำนวณได้ไม่ตรงกับเงื่อนไข อาจเป็นเพราะเกิดความผิดปกติหลายชนิดผสมกัน หรืออาจเกิดความผิดปกติขึ้นใหม่โดยที่ค่าก๊าซในน้ำมันมีค่าสูงอยู่แล้ว
- 3) แปลผลค่าอัตราส่วนก๊าซที่ได้จากตารางที่ 2.21

โดยเมื่อทำการการแปลด้วยวิธี IEC Ratio มีผลการทดสอบเป็นไปดังตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 การคำนวณอัตราส่วนและการแปลผลด้วยวิธีการ IEC Ratio

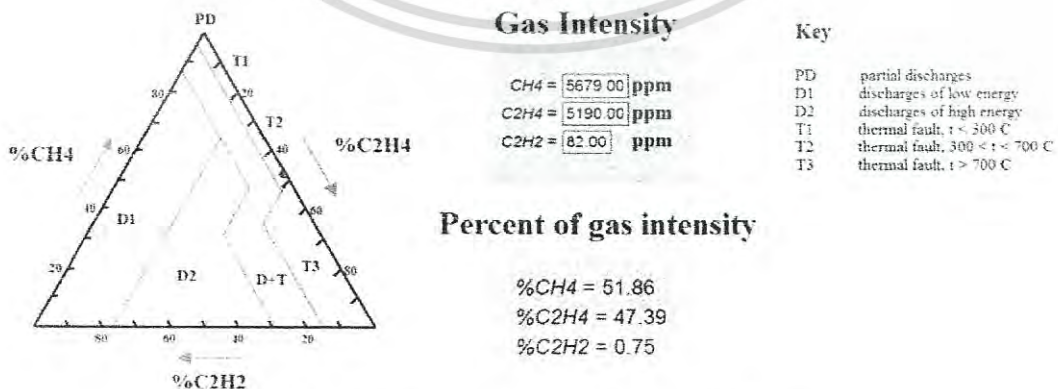
$C_2H_2/C_2H_4$	$CH_4/H_2$	$C_2H_4/C_2H_6$	การแปลผล
0.02	10.33	0.82	ความผิดปกติเนื่องจากความร้อนที่อุณหภูมิระหว่าง 300°C ถึง 700°C

เมื่อทำการเปรียบเทียบการแปลผลจากตารางที่ 4.3 กับรหัสการแปลผลของกรมศึกษาในภาคผนวก ค พบว่าวิธี IEC Ratio แปลผลได้ถูกต้อง

3. การแปลผลด้วยวิธีการ Duval Triangle และ Duval Pentagon

1. ขั้นตอนการแปลผลทำได้โดยใส่ค่าก๊าซทั้ง 3 ชนิด ที่ได้จากการทำ DGA ในหน่วย ppm ลงในช่องใส่ค่าก๊าซในรูปที่ 3.1 โปรแกรมจะทำการคำนวณค่าที่ใส่ลงไปเป็นเปอร์เซ็นต์แล้วทำการพล็อตจุดลงบนกราฟสามเหลี่ยมโดยอัตโนมัติ ทำการอ่านผลลัพธ์ที่ได้แล้วบันทึกผล

Duval Triangle I for transformers, bushings and cables



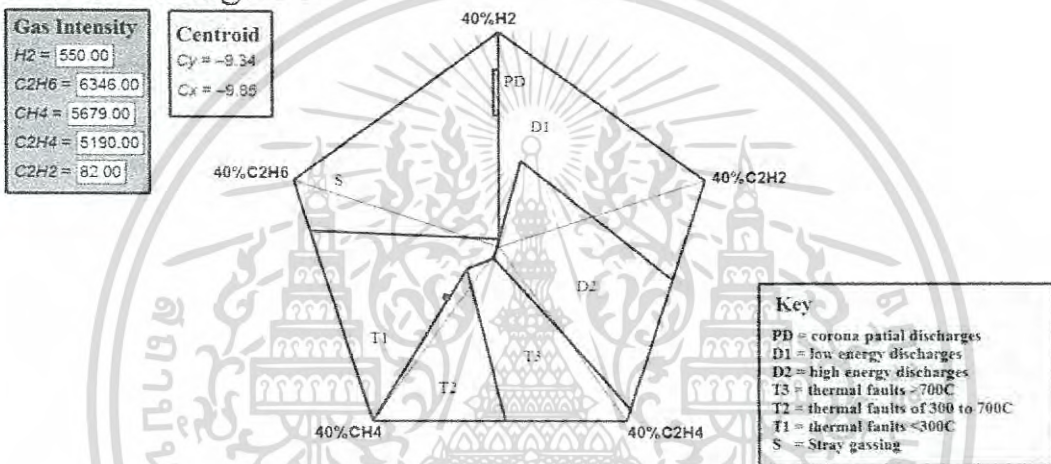
รูปที่ 4.3 การแปลผลกรมศึกษาด้วยวิธี Duval triangle

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เมื่อทำการพล็อตกราฟลงใน Duval triangle พบว่ามีการแปลผลเป็นรหัส T2 ซึ่งเมื่อทำการเปรียบเทียบกับรหัสการแปลผลของกรณีศึกษาในภาคผนวก ค พบว่าวิธี Duval triangle สามารถแปลผลได้อย่างถูกต้อง

2. ขั้นตอนการแปลผลสำหรับ Duval Pentagon ใส่ค่าแก๊สทั้ง 5 ชนิด ที่ได้จากการทำ DGA ในหน่วย ppm ที่ต้องการแปลผลด้วย Duval Pentagon ในโปรแกรมในรูปที่ 3.2 โปรแกรมจะทำการคำนวณค่าที่ใส่ลงไปเป็นเปอร์เซ็นต์แล้วทำการหาจุด Centroid และพล็อตจุดลงบนรูปห้าเหลี่ยม โดยอัตโนมัติ ทำการอ่านผลลัพธ์ที่ได้แล้วบันทึกผล

### Duval Pentagon 1



รูปที่ 4.4 การแปลผลกรณีศึกษาด้วยวิธี Duval pentagon

เมื่อทำการพล็อตกราฟลงใน Duval pentagon พบว่ามีการแปลผลเป็นรหัส T1 ซึ่งเมื่อทำการเปรียบเทียบกับรหัสการแปลผลของกรณีศึกษาในภาคผนวก ค พบว่าวิธี Duval pentagon สามารถแปลผลได้อย่างถูกต้อง

จากกรณีศึกษากรณีศึกษาหม้อแปลงที่มีการซ่อมบำรุงทั้ง 80 กรณี ผลการวิเคราะห์สรุปได้ดังตารางที่ 4.1 และ 4.2 โดยที่ประสิทธิภาพของการแปลผลแต่ละวิธีสามารถดูได้จากค่าเปอร์เซ็นต์ความถูกต้องในการแปลผลดังสมการที่ 4.1 และสมการที่ 4.2 ดังที่แสดงไว้ด้านล่างนี้

$$\% \text{ความถูกต้องในกรณีที่แปลผลได้} = \frac{\text{จำนวนกรณีที่แปลผลถูกต้อง}}{\text{จำนวนกรณีที่แปลผลได้}} \times 100 \tag{4.1}$$

$$\% \text{ความถูกต้อง} = \frac{\text{จำนวนกรณีที่แปลผลถูกต้อง}}{\text{จำนวนกรณีที่แปลผลทั้งหมด}} \times 100 \tag{4.2}$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.4 จำนวนกรณีต่างๆ ที่ได้จากการทดสอบการแปลผล

	DRM	RRM	IRM	DTM	DPM
กรณีทั้งหมด	80	80	80	80	80
กรณีที่ไม่สามารถแปลผลได้	8	24	54	0	0
กรณีที่แปลผลได้	72	56	26	80	80
กรณีที่แปลผลได้ถูกต้อง	43	50	21	70	63
กรณีที่แปลผลได้ไม่ถูกต้อง	29	6	5	10	17

ตารางที่ 4.5 เปรียบเทียบประสิทธิภาพของการแปลผลแต่ละวิธี

วิธีการแปลผล	เปอร์เซ็นต์ความถูกต้องในการแปลผลในกรณีที่แปลผลได้	เปอร์เซ็นต์ความถูกต้องในการแปลผล
DRM	60	54
RRM	89	63
IRM	81	33
DTM	88	88
DPM	79	79

จากการทดสอบจากกรณีศึกษาทั้งหมด 80 กรณี พบว่าเมื่อพิจารณาค่าเปอร์เซ็นต์ความถูกต้องในการแปลผลกรณีที่แปลผลได้ คือพิจารณาเพียงกรณีที่สามารถแปลผลได้เท่านั้น วิธีการแปลผล Roger ratio (RRM) ให้ค่าความถูกต้องในการแปลผลมากที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับวิธีอื่นและวิธีที่ให้ค่าความถูกต้องรองลงมาก็คือวิธี Duval triangle (DTM) แต่เมื่อทำการพิจารณาเปอร์เซ็นต์ความถูกต้องในการแปลผลในกรณีที่พิจารณากรณีศึกษาทั้งหมดที่นำมาใช้ทดสอบพบว่าค่าความถูกต้องของการแปลผลด้วยวิธี Roger ratio (RRM) จะมีค่าลดลงเนื่องจากมีกรณีที่ใช้วิธี Roger ratio (RRM) ไม่สามารถใช้ในการแปลผลได้ และวิธีที่มีค่าความถูกต้องในการแปลผลมากที่สุดนั้นคือวิธี Duval triangle (DTM) และวิธีที่ให้ค่าความถูกต้องรองลงมาก็คือ Duval pentagon (DPM) ในกรณีที่ใช้การแปลผลวิธีต่างๆ ในงานจริง จำเป็นที่จะต้องพิจารณาทุกกรณี จากการทดสอบนั้นวิธีการแปลผล Duval triangle (DTM) จึงมีแนวโน้มที่จะให้ค่าความถูกต้องในการแปลผลมากที่สุด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 4.3 การทดสอบหาค่าแรงดันเริ่มเกิดดิสชาร์จบางส่วน

การทดสอบเพื่อหาค่าแรงดันเริ่มเกิดดิสชาร์จบางส่วนในงานวิจัยนี้นั้น เป็นการทดสอบเพื่อหาค่าแรงดันที่ทำให้เริ่มเกิดดิสชาร์จบางส่วนขึ้น ค่าแรงดันที่ได้นั้นจะทำการบันทึกเป็นข้อมูลเพื่อใช้ในการทดสอบในกรณีต่างๆ สำหรับวงจรการทดสอบการเกิดดิสชาร์จบางส่วนนั้นเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 60270

#### 4.3.1 การทดสอบหาค่าแรงดันเริ่มเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนา

ขั้นตอนการหาแรงดันเริ่มเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนาเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 61294 ทำการทดสอบโดยการเพิ่มแรงดันในอัตรา 1kV/s จากค่าแรงดันเท่ากับศูนย์จนกระทั่งสังเกตเห็นการเกิดดิสชาร์จบางส่วนเริ่มเกิดที่มีขนาดไม่น้อยกว่า 100 pC หลังจากนั้นทำการบันทึกค่าแรงดันที่อ่านได้ไว้ หลังจากนั้นทำการทดสอบเพื่อหาแรงดันเริ่มเกิดดิสชาร์จบางส่วนให้ครบ 10 ครั้ง และใช้ค่าแรงดันที่ทำการจดบันทึกไว้ในการหาค่าเฉลี่ยเป็นค่าแรงดันเริ่มเกิดดิสชาร์จบางส่วน

จากการทดสอบหาค่าแรงดันเริ่มเกิดของการเกิดดิสชาร์จประเภทดิสชาร์จประเภทโคโรนาพบว่าแรงดันเริ่มเกิดนั้นมีค่า 14.4 kV มีผลการทดสอบ 10 ครั้ง ซึ่งมีผลการทดสอบดังนี้

ตารางที่ 4.6 ค่าแรงดันเริ่มเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนา (kV)

ครั้งที่	ค่าแรงดันเริ่มเกิดดิสชาร์จบางส่วน
1	14.2
2	13.8
3	14.5
4	14.5
5	16.1
6	13.6
7	13.7
8	15.1
9	13.5
10	15.1
เฉลี่ย	14.4

#### 4.3.2 การทดสอบหาค่าแรงดันเริ่มเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิว

ขั้นตอนการหาแรงดันเริ่มเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิว ทำการทดสอบโดยเพิ่มแรงดันในอัตรา 1kV/s จากค่าแรงดันเท่ากับศูนย์จนกระทั่งสังเกตเห็นการเกิดดิสชาร์จบางส่วนเริ่มเกิดขึ้น ทำการบันทึกค่าแรงดันที่อ่านได้ไว้ หลังจากนั้นทำการทดสอบเพื่อหาแรงดันเริ่มเกิดดิสชาร์จบางส่วนให้ครบ 10 ครั้ง และใช้ค่าแรงดันที่ทำการจดบันทึกไว้ในการหาค่าเฉลี่ยเป็นค่าแรงดันเริ่มเกิดดิสชาร์จบางส่วน

จากการทดสอบหาค่าแรงดันเริ่มเกิดของการเกิดดิสชาร์จประเภทดิสชาร์จประเภทดิสชาร์จตามผิวพบว่าแรงดันเริ่มเกิดนั้นมีค่า 6.8 kV มีผลการทดสอบ 10 ครั้ง นั้นมีผลการทดสอบดังนี้

ตารางที่ 4.7 ค่าแรงดันเริ่มเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทการเกิดดิสชาร์จบางส่วนตามผิว (kV)

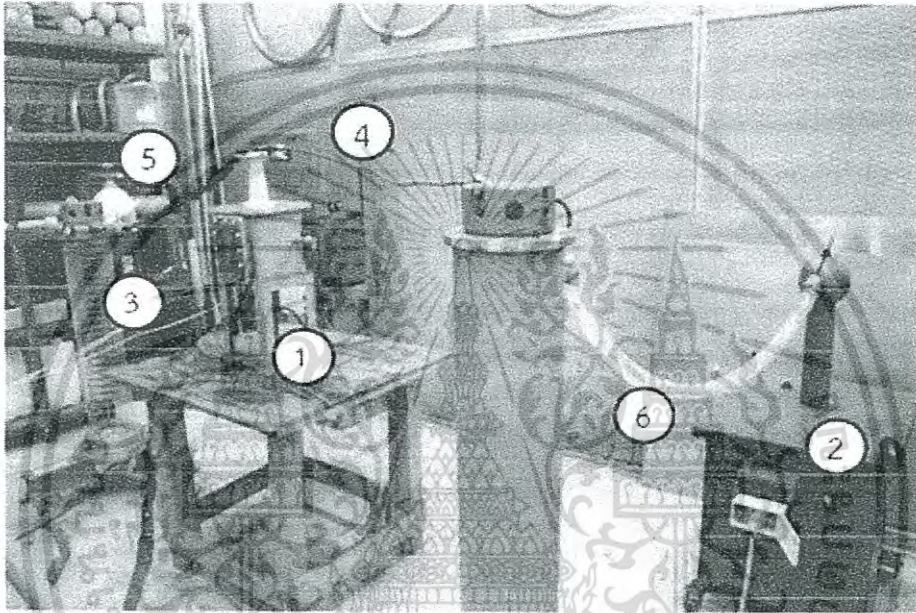
ครั้งที่	ค่าแรงดันเริ่มเกิดดิสชาร์จบางส่วน
1	6.5
2	6.7
3	7.2
4	6.9
5	6.0
6	7.3
7	7.3
8	6.1
9	6.4
10	7.1
เฉลี่ย	6.8

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

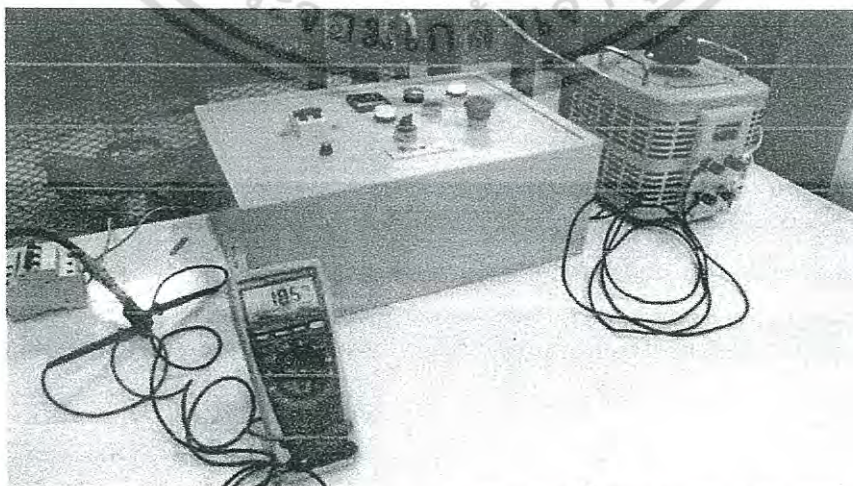
#### 4.4 การทดสอบเพื่อศึกษาผลของประเภทของการเกิดดิซซาร์จบางส่วนที่มีผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง

ประเภทของการเกิดดิซซาร์จเป็นอีกปัจจัยหนึ่งซึ่งส่งผลให้เกิดพฤติกรรมของการเกิดก๊าซแต่ละชนิดที่แตกต่างกัน เนื่องจากพลังงานและอุณหภูมิที่เกิดขึ้นจากการเกิดดิซซาร์จบางส่วนแต่ละประเภทยังมีค่าไม่เท่ากันที่ค่าแรงดันเดียวกัน โดยขั้นตอนการทดสอบเพื่อศึกษาผลของประเภทของการเกิดดิซซาร์จบางส่วนที่มีผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงมีรายละเอียดดังนี้

##### 4.4.1 วงจรการทดสอบ



รูปที่ 4.5 วงจรการทดสอบเพื่อศึกษาพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเนื่องจากการเกิดดิซซาร์จบางส่วนในสภาวะต่างๆ 1. ชุดทดสอบใช้สำหรับการจำลองการเกิดดิซซาร์จบางส่วน 2. หม้อแปลงทดสอบ 3. โวลต์จดีไวเดอร์ 4. เครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันแบบออนไลน์ 5. ก๊าซพาหะ 6. ตัวต้านทานน้ำ



รูปที่ 4.6 ชุดควบคุมอุณหภูมิที่ใช้ในการควบคุมอุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลงในชุดทดสอบ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

#### 4.4.2 ขั้นตอนการทดสอบ

##### 1. ทำการต่อวงจรทดสอบดังรูป 4.5

2. ทำการจัดชุดทดสอบให้ระยะห่างระหว่างอิเล็กโทรดแบบเข็มและระนาบมีระยะ 4 cm เพื่อจำลองให้เกิดการดิสชาร์จประเภทโคโรนา ก่อนการเติมน้ำมันให้ทำการล้างชุดทดสอบด้วยน้ำมันหม้อแปลงที่จะใช้ในการทดสอบ จากนั้นทำการเติมน้ำมันหม้อแปลงปริมาตร 10 ลิตร ลงในตัวถังของชุดทดสอบ

##### 3. เปิดเครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันแบบออนไลน์

4. เปิดชุดควบคุมอุณหภูมิเพื่อให้ความร้อนแก่น้ำมันหม้อแปลงที่ใช้ทดสอบและควบคุมให้อยู่ในช่วงอุณหภูมิ  $40 \pm 1$  °C

5. เมื่อได้ค่าอุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลงที่ใช้ในการทดสอบที่ต้องการแล้วจึงบันทึกค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงก่อนป้อนแรงดันทดสอบ เพื่อใช้เป็นค่าอ้างอิงในการเปรียบเทียบอัตราการเกิดก๊าซแต่ละชนิดที่เปลี่ยนแปลงไป

6. ทำการป้อนแรงดันให้กับชุดอิเล็กโทรด โดยให้อัตราการเพิ่มแรงดันคงที่ที่ 1 kV/s จนกระทั่งถึงค่าแรงดัน PDIV

7. ทำการป้อนแรงดันทดสอบเป็นเวลา 12 ชั่วโมง และทำการจดบันทึกค่าก๊าซที่เปลี่ยนแปลงทุกๆ 3 ชั่วโมง

##### 8. ทำการทดสอบซ้ำข้อ 1-7 แต่ทำการเปลี่ยนแรงดันที่ใช้ในการทดสอบเป็นที่ 1.5 PDIV

9. ทำการทดสอบซ้ำข้อ 1-8 แต่ในขั้นตอนที่ 2 นั้นให้ทำการใส่เฟรสบอร์ดขนาด 10x10 cm ความหนา 1.6 cm ไว้ระหว่างอิเล็กโทรดแบบเข็มและระนาบ เพื่อจำลองให้เกิดการดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิว

10. เปรียบเทียบผลการทดสอบที่ได้เพื่อศึกษาผลของประเภทของการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่มีผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง

#### 4.4.2 ผลการทดสอบ

ในการทดสอบหัวข้อที่ 4.4 ทำการทดสอบโดยการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่ค่าแรงดัน PDIV และ 1.5PDIV และอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง 40 °C โดยทำการจำลองการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาเทียบกับการเกิดดิสชาร์จตามผิว โดยมีผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 4.8-4.11 และกราฟแสดงผลและเปรียบเทียบการทดสอบแสดงดังรูปที่ 4.7-4.12

ตารางที่ 4.8 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดีสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน PDIV (14.4 kV)

เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	2	<LDL	0.4	<LDL	<LDL	<LDL	250
3	2.5	<LDL	0.6	<LDL	<LDL	<LDL	300
6	3	<LDL	0.6	<LDL	<LDL	<LDL	320
9	3	<LDL	0.6	<LDL	<LDL	<LDL	335
12	3.5	<LDL	0.6	<LDL	<LDL	<LDL	350

หมายเหตุ: <LDL หมายถึง ปริมาณของก๊าซที่มีต่ำกว่าที่เครื่องมือสามารถตรวจสอบได้



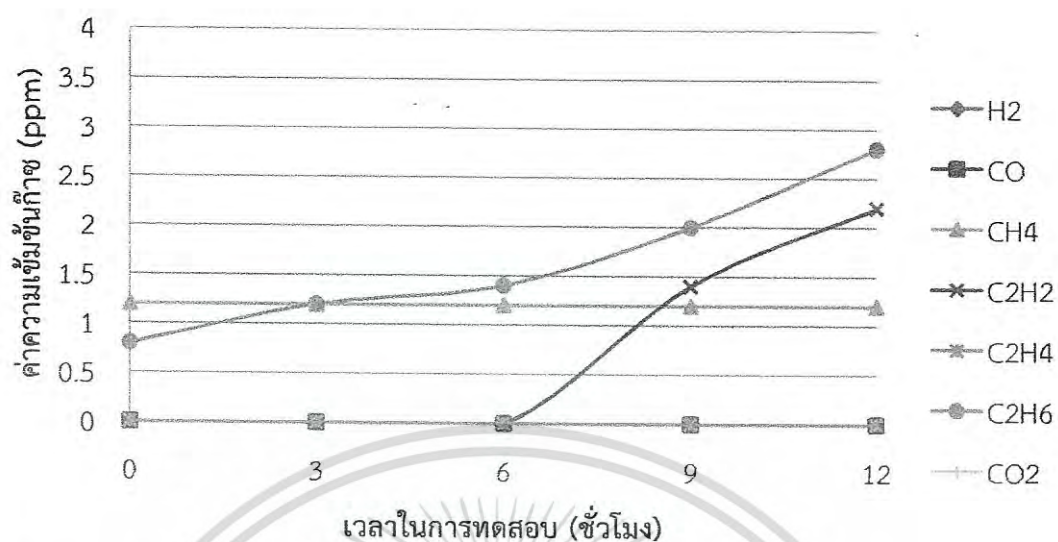
รูปที่ 4.7 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดีสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน PDIV (14.4 kV)

ตารางที่ 4.9 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดีสชาร์จประเภทการเกิดดีสชาร์จตามผิวที่แรงดัน PDIV (6.75 kV)

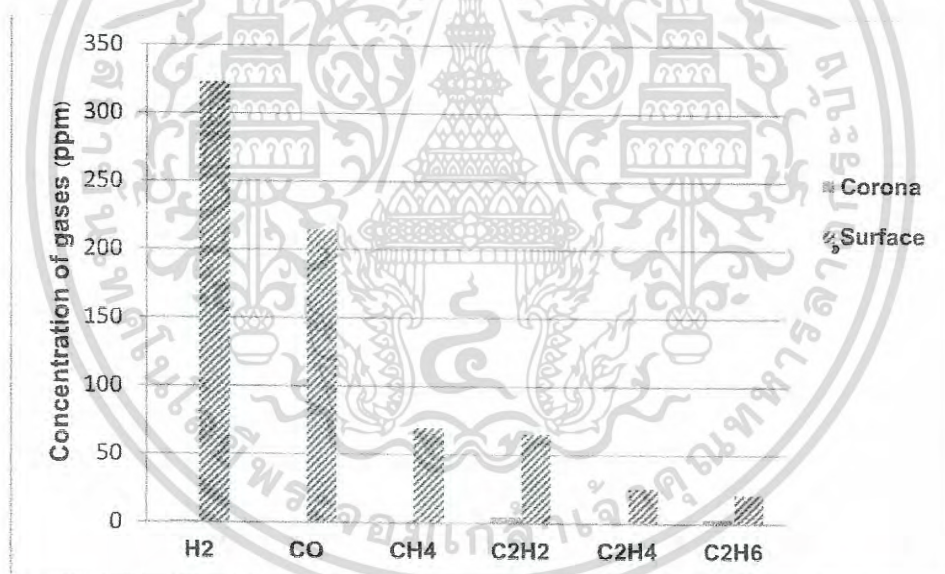
เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	<LDL	<LDL	1.2	<LDL	<LDL	0.8	345
3	<LDL	<LDL	1.2	<LDL	<LDL	1.2	350
6	<LDL	<LDL	1.2	<LDL	<LDL	1.4	355
9	<LDL	<LDL	1.2	1.4	<LDL	2	365
12	<LDL	<LDL	1.2	2.2	<LDL	2.8	380

หมายเหตุ: <LDL หมายถึง ปริมาณของก๊าซที่มีต่ำกว่าที่เครื่องมือสามารถตรวจสอบได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.8 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิด ดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน PDIV (6.75 kV)



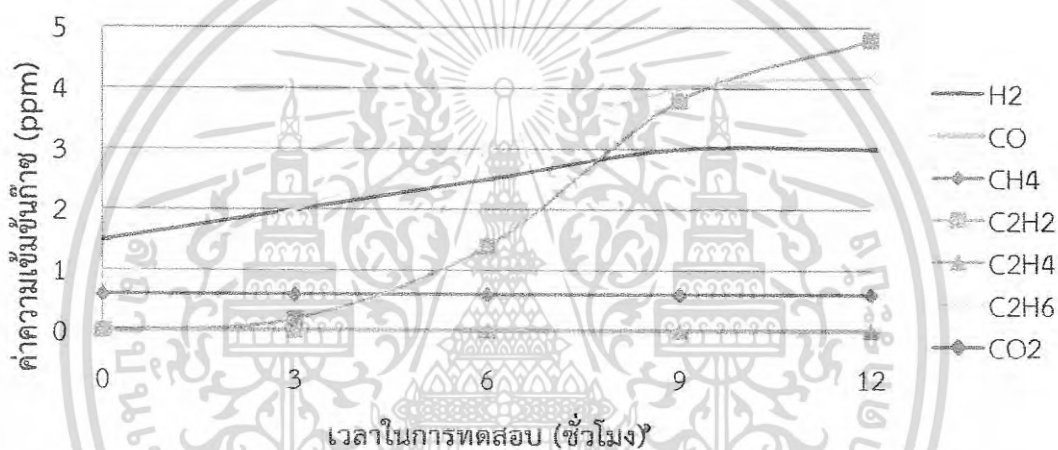
รูปที่ 4.9 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลงระหว่าง การเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนากับการดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน PDIV

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.10 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.5PDIV (21.6 kV)

เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	1.5	<LDL	0.6	<LDL	<LDL	0.8	235
3	2	<LDL	0.6	0.2	<LDL	2	260
6	2.5	<LDL	0.6	1.4	<LDL	3	275
9	3	<LDL	0.6	3.8	<LDL	4	305
12	3	<LDL	0.6	4.8	<LDL	4.2	325

หมายเหตุ: <LDL หมายถึง ปริมาณของก๊าซที่มีต่ำกว่าที่เครื่องมือสามารถตรวจสอบได้



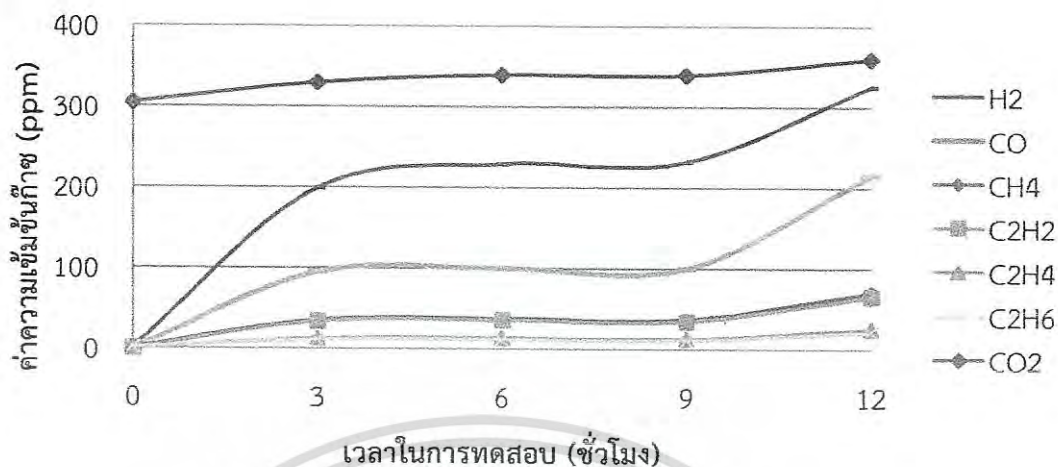
รูปที่ 4.10 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.5PDIV (21.6 kV)

ตารางที่ 4.11 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.5PDIV (10.1 kV)

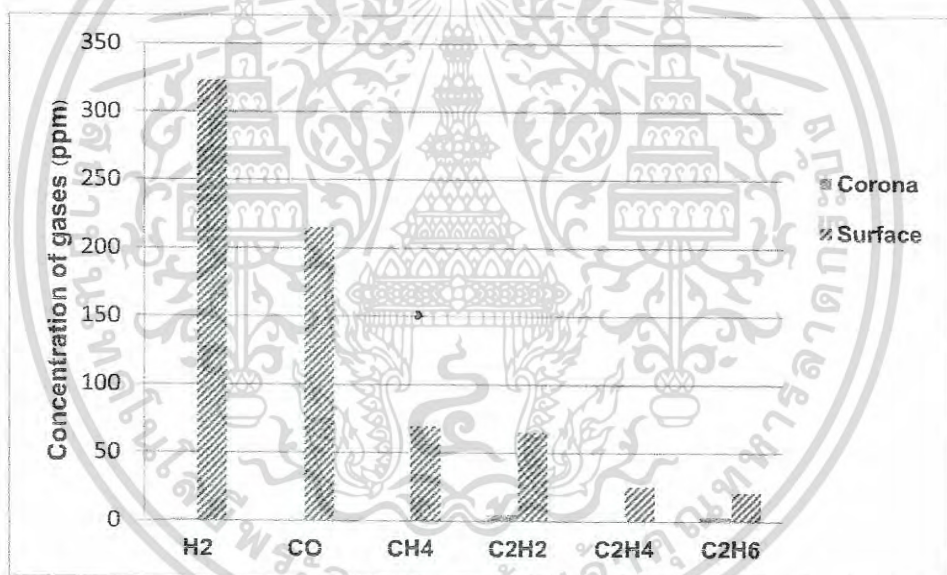
เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	2	<LDL	1.2	<LDL	<LDL	1.4	305
3	199	95	35.8	33.8	12.6	11	330
6	229	100	38	36	13.8	11.4	340
9	232	100	37.4	34.8	13	11.2	340
12	325	215	70.8	65.6	25.8	21.4	360

หมายเหตุ: <LDL หมายถึง ปริมาณของก๊าซที่มีต่ำกว่าที่เครื่องมือสามารถตรวจสอบได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.11 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิด ดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.5PDIV (10.1 kV)



รูปที่ 4.12 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลงระหว่างการ เกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนากับการดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.5PDIV

จากผลการทดสอบหัวข้อ 4.4 เพื่อศึกษาผลของประเภทการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่มีผลต่อ พฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงนั้นพบว่า เมื่อทำการจำลองการเกิดดิสชาร์จ บางส่วนประเภทโคโรนาและการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่ค่าแรงดันเดียวกันคือ PDIV และ 1.5PDIV ที่ อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง 40 °C พบว่าเมื่อจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่ค่าแรงดัน PDIV การเกิดก๊าซชนิดต่างๆ ของกรณีการจำลองการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาและการเกิดดิสชาร์จ ตามผิวมีการเปลี่ยนแปลงของก๊าซที่เกิดขึ้นไม่มากนัก จึงยังไม่สามารถเปรียบเทียบความแตกต่าง เนื่องจากผลของประเภทการเกิดดิสชาร์จบางส่วนได้ แต่เมื่อทำการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ค่า 1.5PDIV พบว่าพฤติกรรมการเกิดก๊าซของการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาพบว่าก๊าซประเภทไฮโดรคาร์บอน ได้แก่ ก๊าซไฮโดรเจน อะเซทีลีน และอีเทน มีการเปลี่ยนแปลงเพียงเล็กน้อยเท่านั้น

ส่วนการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนตามผิวพบว่าพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่เกิดขึ้นนั้นมีอัตราการเกิดที่สูงมากเมื่อเทียบกับกรณีจำลองให้เกิดโคโรนา โดยค่าก๊าซประเภทไฮโดรคาร์บอนที่มีการเปลี่ยนแปลงมากที่สุดคือ ก๊าซไฮโดรเจน และยังมีก๊าซอื่นๆ ที่เปลี่ยนแปลงอีก ได้แก่ ก๊าซมีเทน อะเซทีลีน เอทีลีน และอีเทนตามลำดับ นอกจากนี้ยังพบว่าค่าก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์นั้นก็มีความเปลี่ยนแปลงเหมือนกัน จากการจำลองให้เกิดการเกิดดิสชาร์จบางส่วนทั้ง 2 ประเภทพบว่าที่แรงดัน 1.5PDIV การเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวจะส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของก๊าซมากกว่าการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนา โดยจะสังเกตเห็นได้ว่าก๊าซที่มีอัตราการเกิดมากที่สุดคือ ก๊าซไฮโดรเจน นอกจากนี้แล้วยังมีก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์เกิดขึ้นด้วยซึ่งเป็นก๊าซที่ไม่พบในการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนา

#### 4.5 การทดสอบเพื่อศึกษาผลของแรงดันที่ใช้ในการทดสอบการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่มีผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง

ขนาดของการเกิดดิสชาร์จบางส่วนเป็นปัจจัยสำคัญที่ส่งผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายในน้ำมันหม้อแปลง เนื่องจากส่งผลต่อพลังงานและอุณหภูมิที่เกิดขึ้นโดยตรง โดยขั้นตอนการทดสอบเพื่อศึกษาผลของขนาดของการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่มีผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงมีรายละเอียดดังนี้

##### 4.5.1 ขั้นตอนการทดสอบ

1. ทำการต่อวงจรทดสอบดังรูป 4.5

2. ทำการจัดชุดทดสอบให้ระยะห่างระหว่างอิเล็กโทรดแบบเข็มและระนาบมีระยะ 4 cm เพื่อจำลองให้เกิดการดิสชาร์จประเภทโคโรนา ก่อนการเติมน้ำมันให้ทำการล้างชุดทดสอบด้วยน้ำมันหม้อแปลงที่จะใช้ในการทดสอบ จากนั้นทำการเติมน้ำมันหม้อแปลงปริมาตร 10 ลิตร ลงในตัวถังของชุดทดสอบ

3. เปิดเครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันแบบออนไลน์

4. เปิดชุดควบคุมอุณหภูมิเพื่อให้ความร้อนแก่น้ำมันหม้อแปลงที่ใช้ทดสอบและควบคุมให้อยู่ในช่วงอุณหภูมิ  $40 \pm 1$  °C

5. เมื่อได้ค่าอุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลงที่ใช้ในการทดสอบที่ต้องการแล้วจึงบันทึกค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงก่อนป้อนแรงดันทดสอบ เพื่อใช้เป็นค่าอ้างอิงในการเปรียบเทียบอัตราการเกิดก๊าซแต่ละชนิดที่เปลี่ยนแปลงไป

6. ทำการป้อนแรงดันให้กับชุดอิเล็กโทรด โดยให้อัตราการเพิ่มแรงดันคงที่ที่ 1 kV/s จนกระทั่งถึงค่าแรงดัน PDIV

7. ทำการป้อนแรงดันทดสอบเป็นเวลา 12 ชั่วโมง และทำการจดบันทึกค่าก๊าซที่เปลี่ยนแปลงทุกๆ 3 ชั่วโมง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

8. ทำการเปรียบเทียบผลการทดสอบที่ได้ (ผลการทดสอบที่ PDIV อ้างอิงจากตารางที่ 4.8 ในหัวข้อการทดสอบที่ 4.4 และผลการทดสอบที่ 1.5PDIV อ้างอิงจากตารางที่ 4.12 ในหัวข้อการทดสอบที่ 4.4)

10. ทำการทดสอบซ้ำข้อ 1-7 แต่ในขั้นตอนที่ 2 นั้นให้ทำการใส่เพอร์สอร์ตขนาด 10x10 cm ความหนา 1.6 cm ไว้ระหว่างอิเล็กโทรดแบบเข็มและระนาบ เพื่อจำลองให้เกิดการดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิว โดยทำการทดสอบที่ค่าแรงดัน 1.3PDIV และ 1.5PDIV เพื่อศึกษาผลของขนาดของการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่มีผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง จากนั้นทำการเปรียบเทียบผลการทดสอบที่ค่า PDIV และ 1.5PDIV จากตารางที่ 4.9 และ 4.11

#### 4.5.2 ผลการทดสอบ

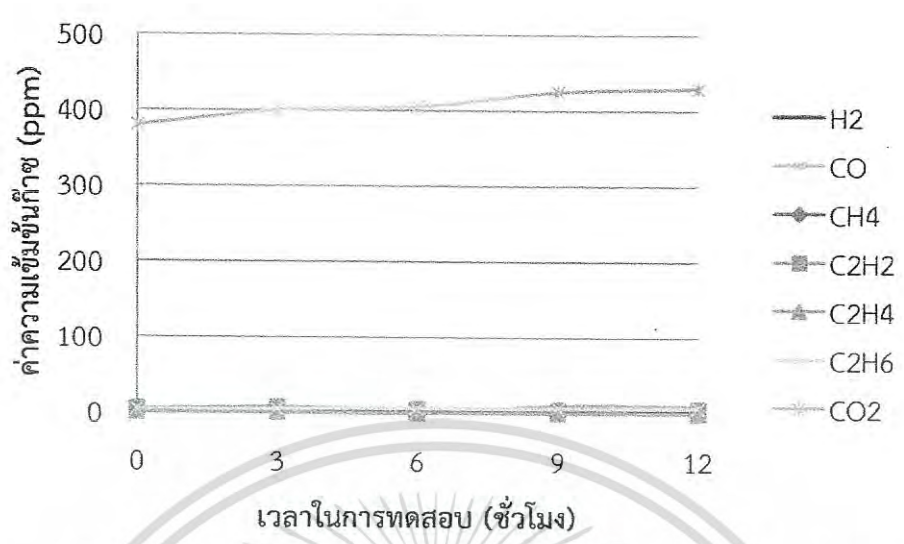
- กรณีการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนา

ในการทดสอบหัวข้อที่ 4.5 กรณีการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนา ทำการทดสอบที่ค่าแรงดัน 1.7PDIV ที่อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง 40 °C โดยมีผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 4.12 และกราฟแสดงผลและเปรียบเทียบการทดสอบแสดงดังรูปที่ 4.13-4.14

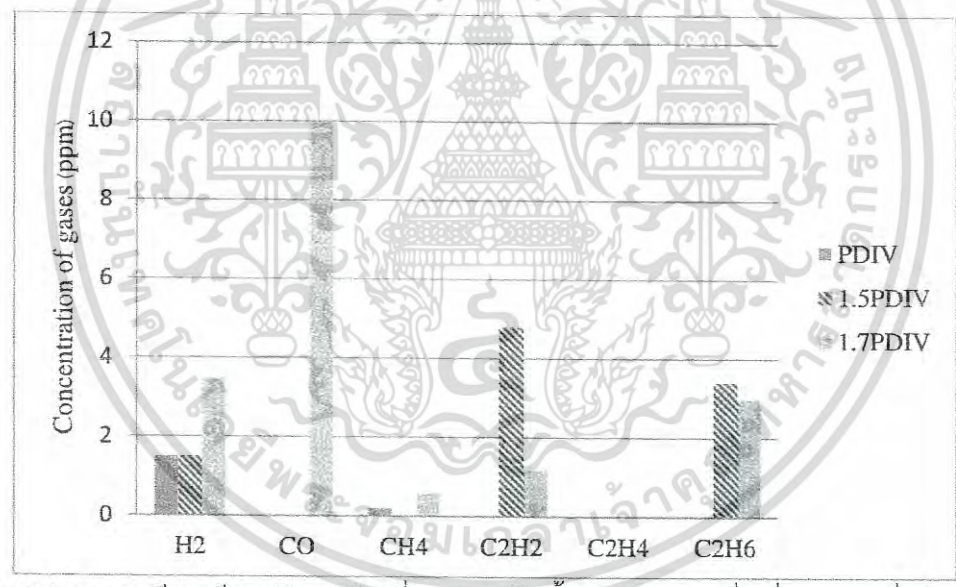
ตารางที่ 4.12 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.7PDIV (24.3 kV)

เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	3.5	<LDL	0.8	5.2	<LDL	4.6	380
3	4	<LDL	1	7.2	<LDL	5.4	400
6	5	<LDL	1	5	<LDL	6.4	405
9	6.5	10	1.2	4.8	<LDL	7	425
12	7	10	1.4	6.4	<LDL	7.6	430

หมายเหตุ: <LDL หมายถึง ปริมาณของก๊าซที่มีต่ำกว่าที่เครื่องมือสามารถตรวจสอบได้



รูปที่ 4.13 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิซชาร์จประเภทการเกิดดิซชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.7PDIV (24.3 kV)



รูปที่ 4.14 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลงเมื่อทำการจำลองการเกิดโคโรนาที่ค่าแรงดัน PDIV 1.5PDIV และ 1.7PDIV

- กรณีการจำลองการเกิดดิซชาร์จบางส่วนประเภทการเกิดดิซชาร์จตามผิว

ในการทดสอบหัวข้อที่ 4.5 กรณีการเกิดดิซชาร์จบางส่วนประเภทการเกิดดิซชาร์จตามผิว ทำการทดสอบโดยการจำลองการเกิดดิซชาร์จบางส่วนประเภทการเกิดดิซชาร์จตามผิวที่ค่าแรงดัน 1.3PDIV ที่อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง 40 °C โดยมีผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 4.13 และกราฟแสดงผลและเปรียบเทียบการทดสอบแสดงดังรูปที่ 4.15-4.16

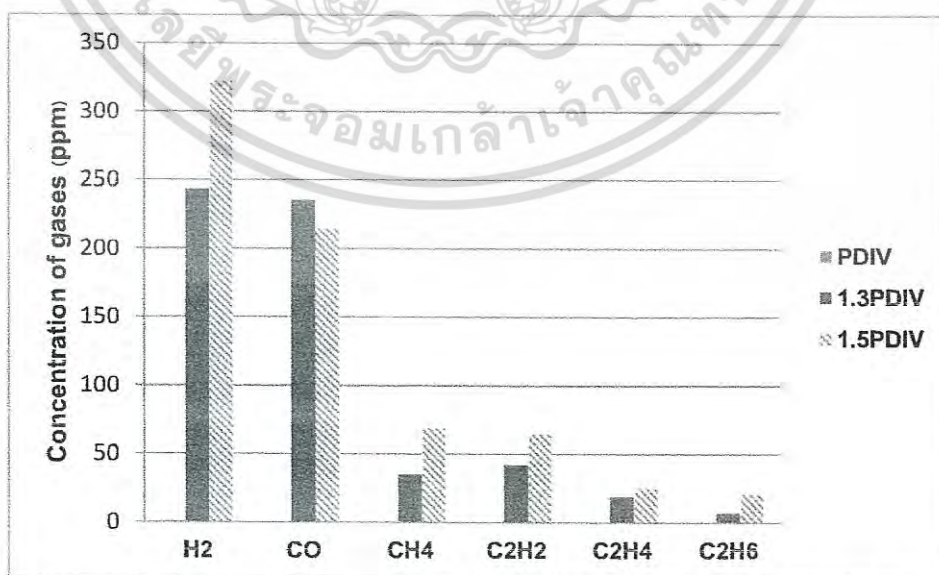
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.13 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดีสชาร์จ ประเภทการเกิดดีสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.3PDIV (8.8 kV)

เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	1.5	<LDL	0.8	0.2	<LDL	1.2	225
3	13.5	<LDL	0.8	0.8	<LDL	1.8	235
6	22	<LDL	8.2	0.6	<LDL	2	260
9	21	<LDL	8	0.6	<LDL	2.2	275
12	25	<LDL	9.8	1.2	<LDL	2.2	280



รูปที่ 4.15 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดีสชาร์จประเภทการเกิดดีสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.3PDIV (8.8 kV)



รูปที่ 4.16 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลงเมื่อทำการจำลองการเกิดดีสชาร์จตามผิวที่ค่าแรงดัน PDIV 1.5PDIV และ 1.7PDIV

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาค้นคว้าเท่านั้น มิอนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากผลการทดสอบหัวข้อ 4.5 เพื่อศึกษาผลของขนาดของการเกิดดิซซาร์จบางส่วนที่มีผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงนั้นพบว่า เมื่อทำการเพิ่มแรงดันที่ใช้ในการจำลองการเกิดดิซซาร์จบางส่วนให้มีค่ามากขึ้น ซึ่งหมายถึงการเพิ่มขนาดของการเกิดดิซซาร์จบางส่วนในกรณีการจำลองให้เกิดดิซซาร์จบางส่วนประเภทโคโรนาพบว่าอัตราการเกิดของก๊าซที่เกิดขึ้นนั้นมีค่าแตกต่างกันเพียงเล็กน้อย เมื่อเปรียบเทียบที่ค่าแรงดัน PDIV กับ 1.5PDIV พบว่าการเปลี่ยนแปลงของก๊าซไฮโดรเจนที่เกิดขึ้นนั้นมีค่าเท่ากัน แต่ในกรณีจำลองที่ค่าแรงดัน 1.5PDIV พบว่ามีก๊าซอะเซทีลีนและอีเทนเกิดขึ้นด้วย และเมื่อทำการจำลองการเกิดโคโรนาที่ 1.7PDIV พบว่ามีการเปลี่ยนแปลงของการเกิดก๊าซไฮโดรเจนมากขึ้น และมีการเปลี่ยนแปลงของก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์เกิดขึ้นด้วย

ในกรณีการจำลองการเกิดดิซซาร์จบางส่วนประเภทการเกิดดิซซาร์จตามผิวพบว่าเมื่อเพิ่มขนาดของแรงดันที่ใช้ในการทดสอบจากค่า PDIV เป็น 1.3PDIV และ 1.5PDIV พบว่ามีอัตราการเปลี่ยนแปลงของก๊าซเกิดขึ้นอย่างมาก ที่ค่าแรงดัน 1.3PDIV พบว่ามีอัตราก๊าซไฮโดรเจนเกิดมากขึ้น เมื่อเทียบกับที่ค่าแรงดัน PDIV คือมีปริมาณเพิ่มขึ้น 23.5 ppm เมื่อทำการทดสอบ 12 ชั่วโมง และเมื่อทำการทดสอบที่ค่าแรงดัน 1.5PDIV พบว่ามีการเปลี่ยนแปลงอัตราการเกิดก๊าซอย่างมาก โดยอัตราการเกิดก๊าซที่มีการเปลี่ยนแปลงมากที่สุดคือ ก๊าซไฮโดรเจน ซึ่งมีการเพิ่มขึ้นของปริมาณก๊าซไฮโดรเจนมากถึง 323 ppm ในช่วงเวลาการทดสอบ 12 ชั่วโมง นอกจากนั้นแล้วก๊าซอื่นๆ ก็มีการเปลี่ยนแปลงเกิดขึ้นมากเช่นกัน ทั้งก๊าซประเภทไฮโดรคาร์บอน ได้แก่ ก๊าซมีเทน อะเซทีลีน เอทีลีน และอีเทน และก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์

#### 4.6 การทดสอบเพื่อศึกษาผลของอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงที่มีผลต่อพฤติกรรม การเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง

อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงหรือที่เปรียบเทียบกับสภาวะการใช้งานโหลดนั้นเป็นปัจจัยสำคัญที่ส่งผลต่อพฤติกรรมการเกิดของก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง เนื่องจากเมื่อมีอุณหภูมิเพิ่มมากขึ้นจะเป็นตัวเร่งให้ปฏิกิริยาเคมีต่างๆ ที่เกิดขึ้นนั้นมีมากขึ้นด้วย โดยขั้นตอนการทดสอบเพื่อศึกษาผลของอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงที่มีผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงมีรายละเอียดดังนี้

##### 4.6.1 ขั้นตอนการทดสอบ

1. ทำการต่อวงจรทดสอบดังรูป 4.5
2. ทำการจัดชุดทดสอบให้ระยะห่างระหว่างอิเล็กโทรดแบบเข็มและระนาบมีระยะ 4 cm เพื่อจำลองให้เกิดการดิซซาร์จประเภทโคโรนา ก่อนการเติมน้ำมันให้ทำการล้างชุดทดสอบด้วยน้ำมันหม้อแปลงที่จะใช้ในการทดสอบ จากนั้นทำการเติมน้ำมันหม้อแปลงปริมาตร 10 ลิตร ลงในตัวถังของชุดทดสอบ
3. เปิดเครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันแบบออนไลน์
4. เปิดชุดควบคุมอุณหภูมิเพื่อให้ความร้อนแก่น้ำมันหม้อแปลงที่ใช้ทดสอบและควบคุมให้อยู่ในช่วงอุณหภูมิ  $40 \pm 1$  °C

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5. เมื่อได้ค่าอุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลงที่ใช้ในการทดสอบที่ต้องการแล้วจึงบันทึกค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงก่อนป้อนแรงดันทดสอบ เพื่อใช้เป็นค่าอ้างอิงในการเปรียบเทียบอัตราการเกิดก๊าซแต่ละชนิดที่เปลี่ยนแปลงไป

6. ทำการป้อนแรงดันให้กับชุดอิเล็กทรอนิกส์ โดยให้อัตราการเพิ่มแรงดันคงที่ที่ 1 kV/s จนกระทั่งถึงค่าแรงดัน PDIV

7. ทำการป้อนแรงดันทดสอบเป็นเวลา 12 ชั่วโมง และทำการจดบันทึกค่าก๊าซที่เปลี่ยนแปลงที่เปลี่ยนแปลงทุกๆ 3 ชั่วโมง

8. ทำการทดสอบซ้ำข้อ 1-7 แต่ทำการเปลี่ยนแรงดันที่ใช้ในการทดสอบเป็นที่ 1.5PDIV และ 1.7PDIV

9. ทำการทดสอบซ้ำข้อ 1-8 แต่ในขั้นตอนที่ 4 ให้ทำการควบคุมอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงให้อยู่ในช่วงอุณหภูมิ  $60 \pm 1$  °C เพื่อศึกษาผลของอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงที่มีผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อมีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาขึ้น และเปรียบเทียบผลการทดสอบกับการจำลองการเกิดที่  $40 \pm 1$  °C จากตารางที่ 4.10 4.12 และ 4.14

10. ทำการทดสอบซ้ำข้อ 1-7 แต่ในขั้นตอนที่ 2 นั้นให้ทำการใส่เฟรสปอร์ขนาด  $10 \times 10$  cm ความหนา 1.6 cm ไว้ระหว่างอิเล็กทรอนิกส์แบบเข็มและระนาบ เพื่อจำลองให้เกิดการดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิว โดยทำการทดสอบที่ค่าแรงดัน PDIV 1.3PDIV และ 1.5PDIV และในขั้นตอนที่ 4 ให้ทำการควบคุมอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงให้อยู่ในช่วงอุณหภูมิ  $60 \pm 1$  °C เพื่อศึกษาผลของอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงที่มีผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อมีการเกิดดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวขึ้น และเปรียบเทียบผลการทดสอบกับการจำลองการเกิดที่  $40 \pm 1$  °C จากตารางที่ 4.9 4.12 และ 4.14

#### 4.6.2 ผลการทดสอบ

- กรณีการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนา

ในการทดสอบหัวข้อที่ 4.6 กรณีการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนา ทำการทดสอบโดยการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทการโคโรนาที่ค่าแรงดัน 3 ค่าด้วยกันคือ PDIV 1.5PDIV และ 1.7PDIV และที่อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง 2 อุณหภูมิคือ 50 °C และ 60 °C โดยมีผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 4.14-4.19 และกราฟแสดงผลและเปรียบเทียบการทดสอบแสดงดังรูปที่ 4.17-4.25

ตารางที่ 4.14 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จ ประเภทโคโรนาที่แรงดัน PDIV (14.4 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 50 °C

เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	1.5	<LDL	0.6	<LDL	<LDL	0.8	205
3	2	<LDL	0.6	<LDL	<LDL	0.8	250
6	2.5	<LDL	0.6	<LDL	<LDL	1.6	275
9	3	<LDL	0.6	1.4	<LDL	2.2	295
12	3	10	0.6	2.6	<LDL	2.8	320



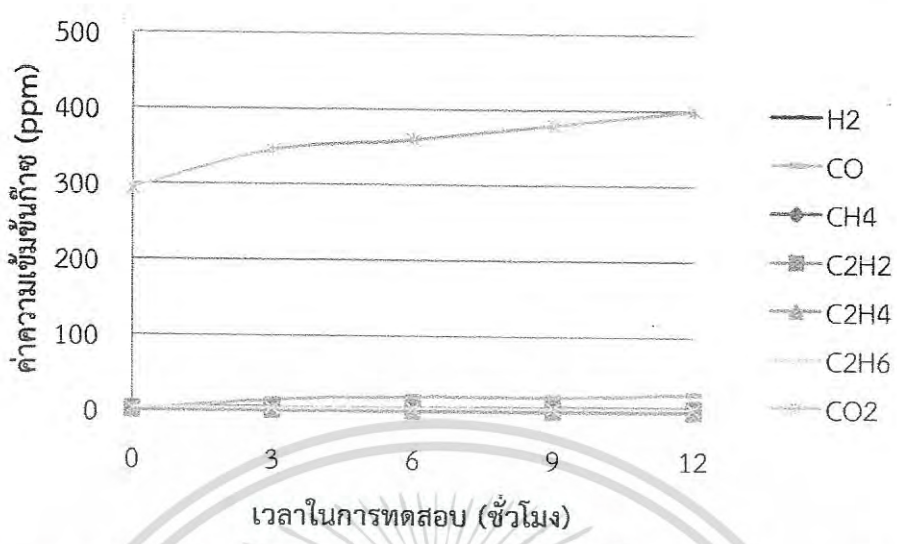
รูปที่ 4.17 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน PDIV (14.4 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 50 °C

ตารางที่ 4.15 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จ ประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.5PDIV (21.6 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 50 °C

เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	3.5	<LDL	0.6	3	<LDL	3	295
3	4.5	15	0.6	4.2	<LDL	3.6	345
6	2.5	20	0.6	5	<LDL	4	360
9	4.5	20	0.8	6	<LDL	4.4	380
12	4.5	25	0.8	6.4	<LDL	4.8	400

หมายเหตุ: <LDL หมายถึง ปริมาณของก๊าซที่มีต่ำกว่าที่เครื่องมือสามารถตรวจสอบได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

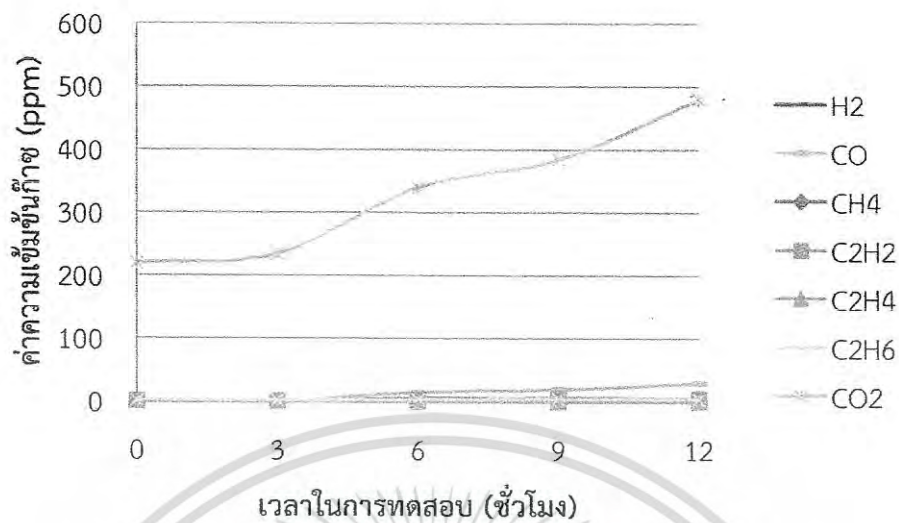


รูปที่ 4.18 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.5PDIV (21.6 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 50 °C

ตารางที่ 4.16 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.7PDIV (24.3 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 50 °C

เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	1.5	<LDL	0.6	<LDL	<LDL	1.6	220
3	1.5	<LDL	0.6	0.4	<LDL	2	235
6	5	15	0.6	4	<LDL	3.4	340
9	5.5	20	0.6	6	<LDL	4.4	385
12	6	30	0.8	5.4	<LDL	4.6	480

หมายเหตุ: <LDL หมายถึง ปริมาณของก๊าซที่มีต่ำกว่าที่เครื่องมือสามารถตรวจสอบได้

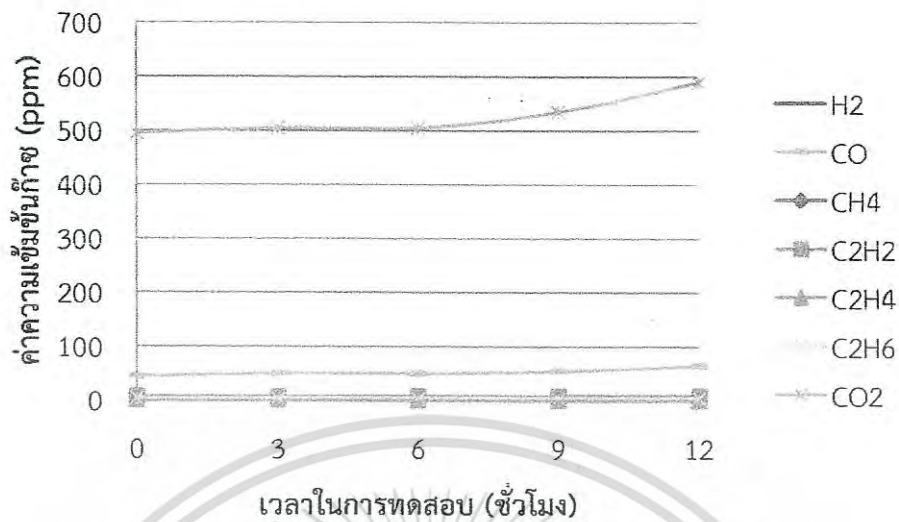


รูปที่ 4.19 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.7PDIV (24.3 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 50 °C

ตารางที่ 4.17 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน PDIV (14.4 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 60 °C

เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	3	45	1.2	6.8	<LDL	4	495
3	3	50	1.2	7.6	<LDL	4.2	505
6	3	50	1.2	8	<LDL	4.4	505
9	3	55	1.2	8.6	<LDL	4.8	535
12	3.5	65	1.2	9.2	<LDL	5.6	590

หมายเหตุ: <LDL หมายถึง ปริมาณของก๊าซที่มีต่ำกว่าที่เครื่องมือสามารถตรวจสอบได้



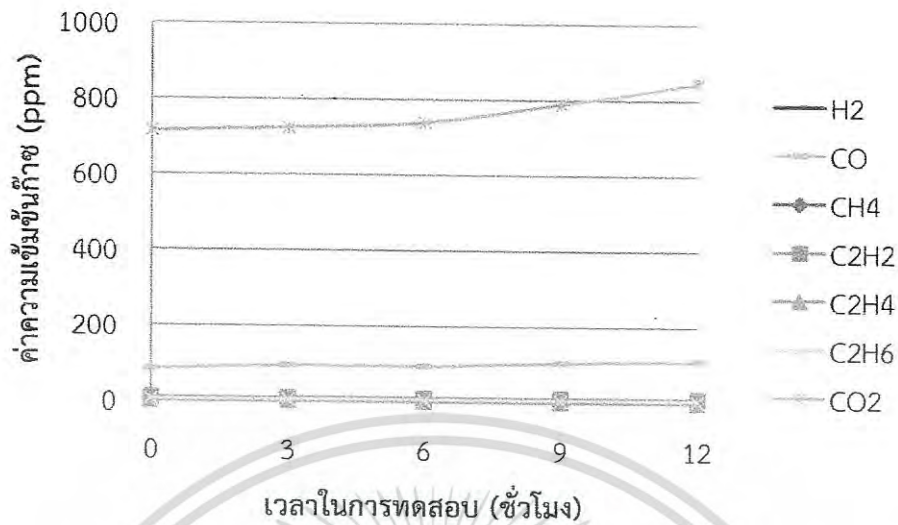
รูปที่ 4.20 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน PDIV (14.4 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 60 °C

ตารางที่ 4.18 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.5PDIV (21.6 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 60 °C

เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	4	85	1.2	9	<LDL	5	715
3	4.5	95	1.2	9.4	<LDL	5.2	725
6	4.5	95	1.2	9.6	<LDL	5.2	740
9	5	105	1.2	9.8	<LDL	5.2	790
12	5	110	1.2	10.2	<LDL	5.2	845

หมายเหตุ: <LDL หมายถึง ปริมาณของก๊าซที่มีต่ำกว่าที่เครื่องมือสามารถตรวจสอบได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

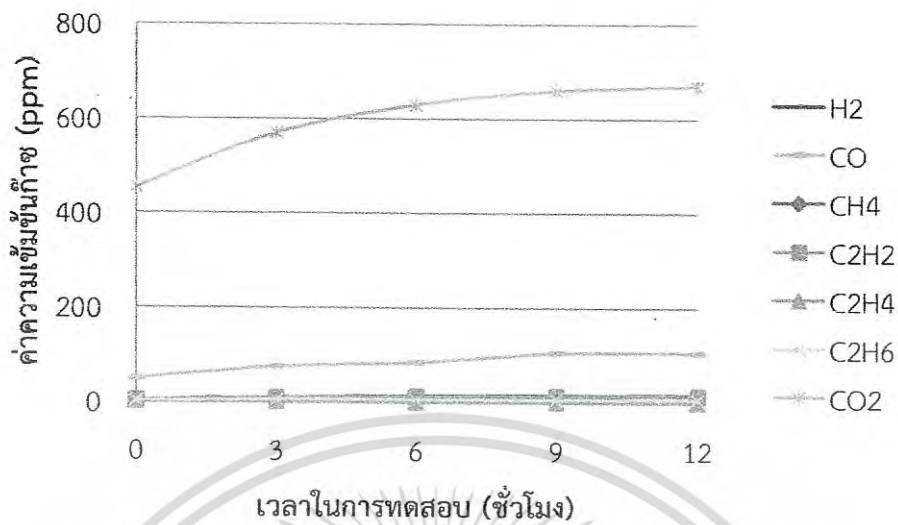


รูปที่ 4.21 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิด ดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.5PDIV (21.6 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 60 °C

ตารางที่ 4.19 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จ ประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.7PDIV (24.3 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 60 °C

เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	4	50	1.4	3.4	<LDL	2.2	455
3	10.5	75	1.4	10.2	<LDL	5	570
6	13.5	85	1.2	12.4	<LDL	5.6	630
9	15	105	1.2	13.8	<LDL	6	660
12	15.5	105	1.2	14.4	<LDL	6.8	670

หมายเหตุ: <LDL หมายถึง ปริมาณของก๊าซที่มีต่ำกว่าที่เครื่องมือสามารถตรวจสอบได้

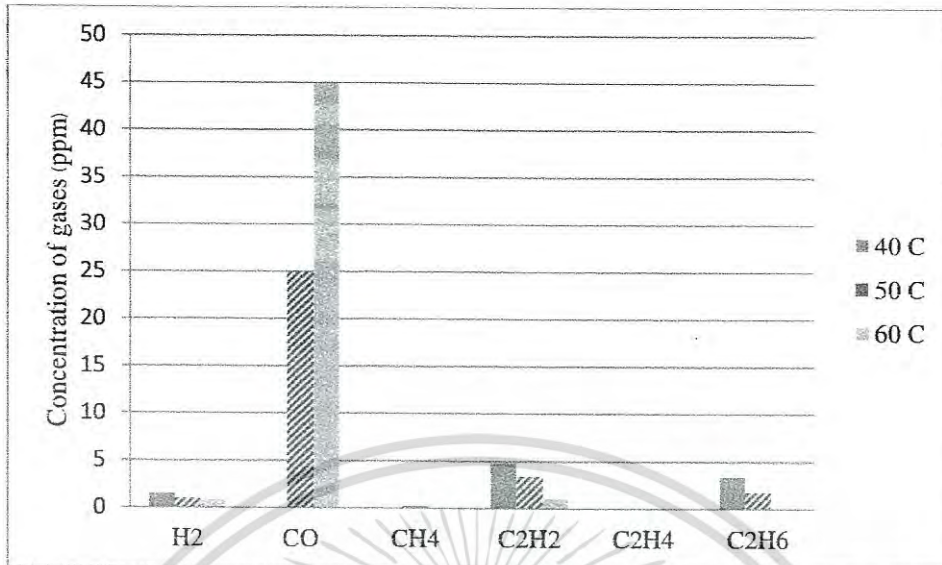


รูปที่ 4.22 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิด ดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.7PDIV (24.3 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 60 °C

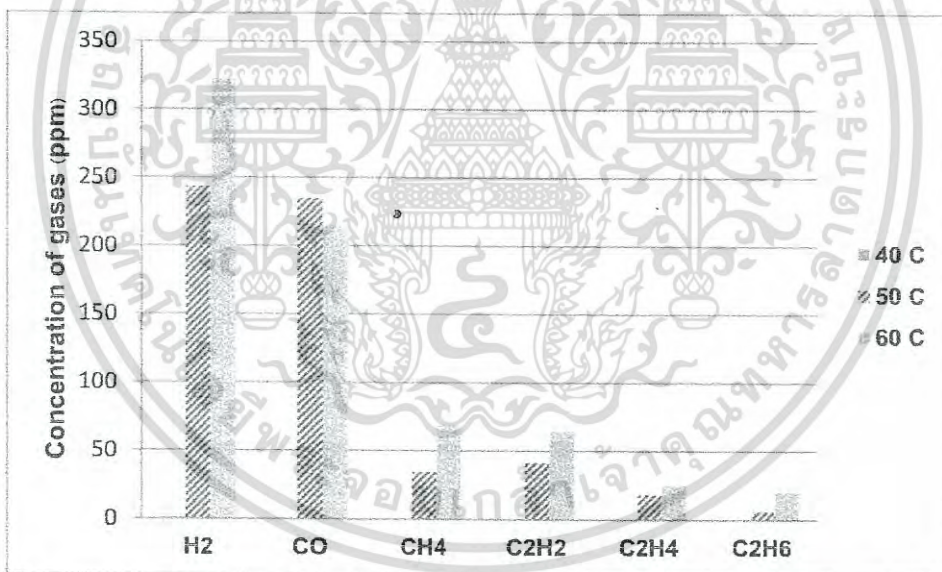


รูปที่ 4.23 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลงเมื่อทำการ จำลองการเกิดโคโรนาที่แรงดัน PDIV ที่อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงแตกต่างกัน 40 50 และ 60 °C

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.24 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลงเมื่อทำการจำลองการเกิดโคโรนาที่แรงดัน 1.5PDIV ที่อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงแตกต่างกัน 40 50 และ 60 °C



รูปที่ 4.25 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลงเมื่อทำการจำลองการเกิดโคโรนาที่แรงดัน 1.7PDIV ที่อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงแตกต่างกัน 40 50 และ 60 °C

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

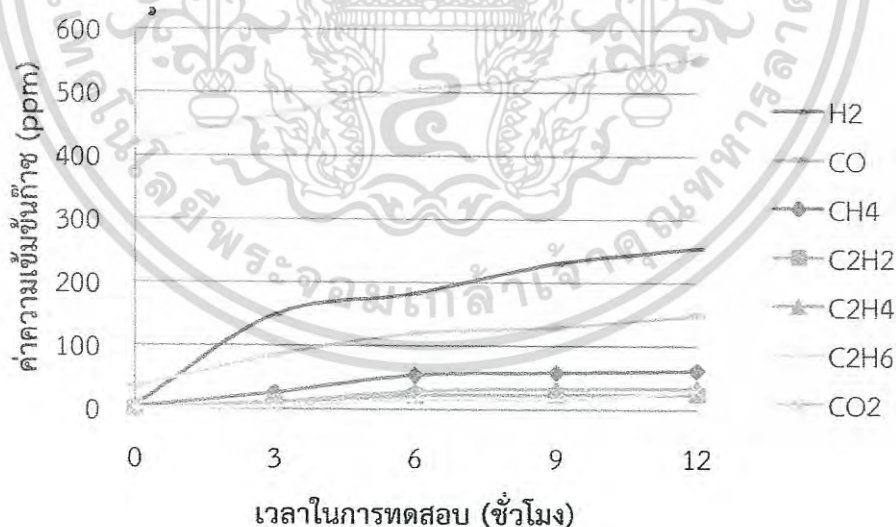
- กรณีการจำลองการเกิดดีเซลชาร์จบางส่วนประเภทการเกิดดีเซลชาร์จตามผิว

ในการทดสอบหัวข้อที่ 4.6 กรณีการเกิดดีเซลชาร์จบางส่วนประเภทการเกิดดีเซลชาร์จตามผิว ทำการทดสอบโดยการจำลองการเกิดดีเซลชาร์จบางส่วนประเภทการเกิดดีเซลชาร์จตามผิวที่ค่าแรงดัน 3 ค่าด้วยกันคือ PDIV 1.3PDIV และ 1.5PDIV และที่อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง 60 °C โดยมีผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 4.20-4.22 และกราฟแสดงผลและเปรียบเทียบการทดสอบแสดงดังรูปที่ 4.26-4.31

ตารางที่ 4.20 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดีเซลชาร์จประเภทการเกิดดีเซลชาร์จตามผิวที่แรงดัน PDIV (6.75 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 60 °C

เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	5	35	3.2	0.4	0.4	0.6	420
3	149	85	26.4	11	11.4	4.2	465
6	183	120	54.4	21.8	29	15.2	505
9	231	130	58.6	23.3	32.3	15.8	525
12	255	149	62	24.6	33.8	29.6	555

หมายเหตุ: <LDL หมายถึง ปริมาณของก๊าซที่มีต่ำกว่าที่เครื่องมือสามารถตรวจสอบได้



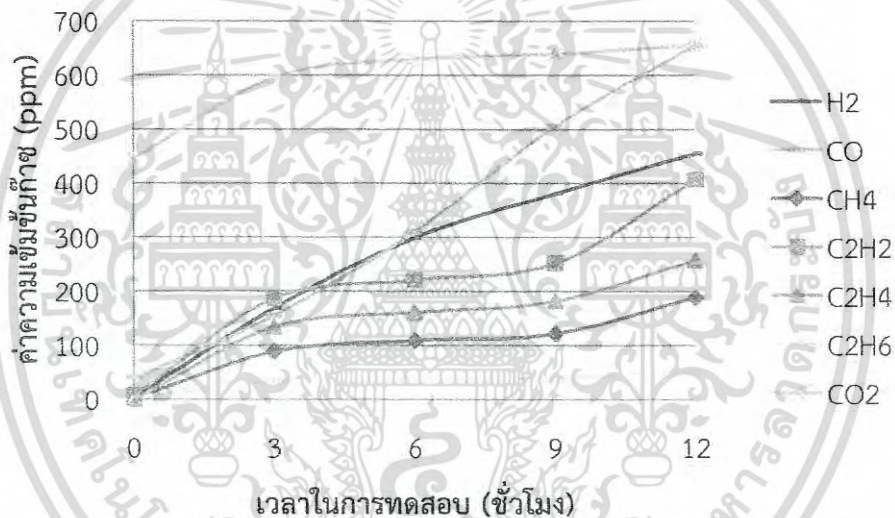
รูปที่ 4.26 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดีเซลชาร์จประเภทการเกิดดีเซลชาร์จตามผิวที่แรงดัน PDIV (6.75 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลง 60 °C

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.21 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จ ประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.3PDIV (8.8 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมัน 60 °C

เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	4.5	40	2.2	7.4	<LDL	4.2	445
3	169	155	88.6	187	134	33.8	595
6	299	310	109	221	161	36.8	630
9	381	505	122	252	182	39.8	640
12	455	655	189	407	257	51.2	655

หมายเหตุ: <LDL หมายถึง ปริมาณของก๊าซที่มีต่ำกว่าที่เครื่องมือสามารถตรวจสอบได้



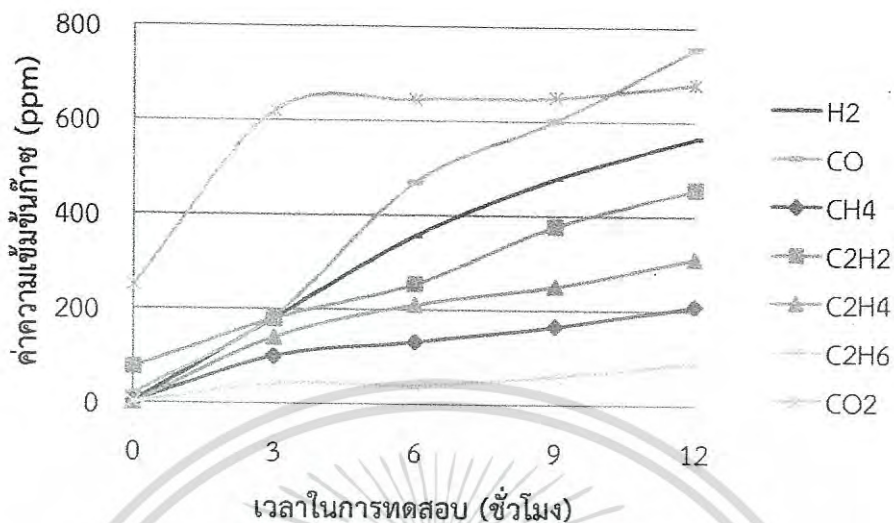
รูปที่ 4.27 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.3PDIV (8.8 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมัน 60 °C

ตารางที่ 4.22 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จ ประเภทดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.5PDIV (10.1 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมัน 60 °C

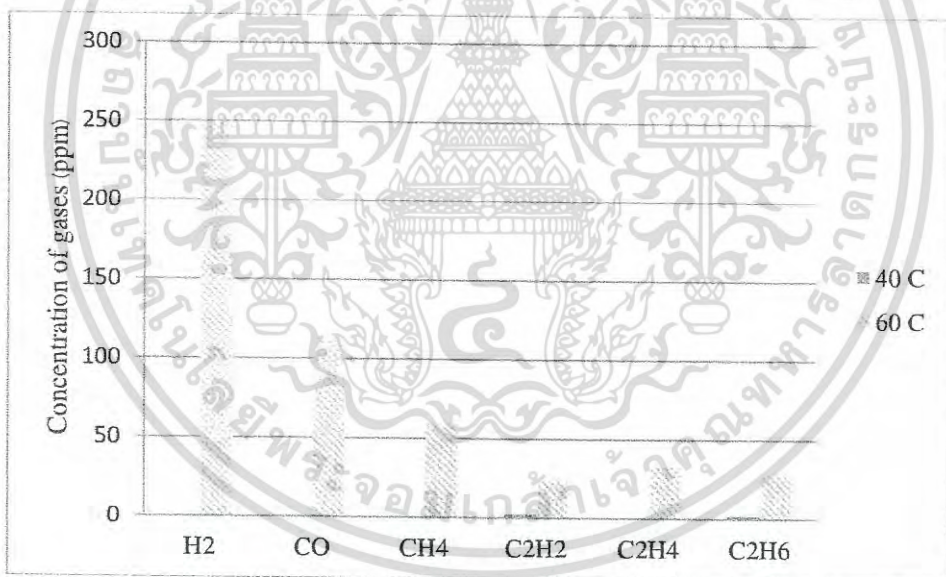
เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	3	20	3	76.2	<LDL	1.2	250
3	180	185	100	180	140	42.2	620
6	356	470	132	255	210	40	645
9	478	601	166	378	250	60.8	650
12	565	755	210	457	310	89	680

หมายเหตุ: <LDL หมายถึง ปริมาณของก๊าซที่มีต่ำกว่าที่เครื่องมือสามารถตรวจสอบได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

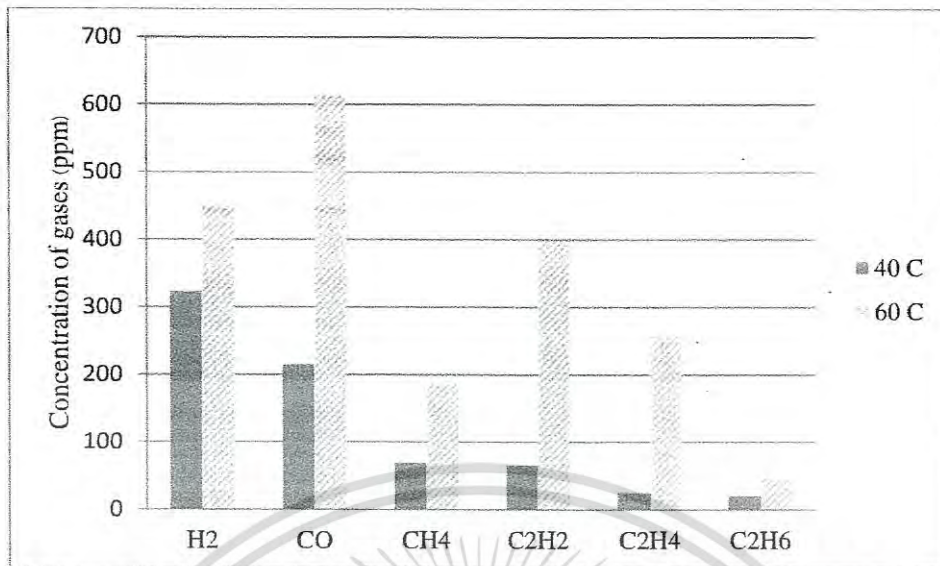


รูปที่ 4.28 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิด ดิสชาร์จประเภทดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.5PDIV (10.1 kV) ที่อุณหภูมิน้ำมัน 60 °C

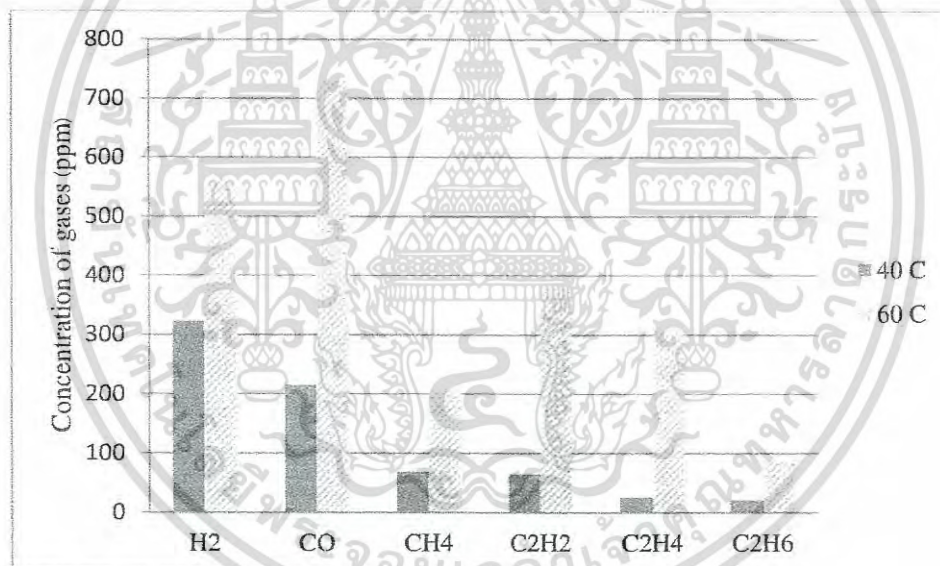


รูปที่ 4.29 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลงเมื่อทำการ จำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่แรงดัน PDIV ที่อุณหภูมิของน้ำมันแตกต่างกัน 40 และ 60 °C

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.30 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลงเมื่อทำการจำลองโคโรนาที่แรงดัน 1.3PDIV ที่อุณหภูมิของน้ำมันแตกต่างกัน 40 และ 60 °C



รูปที่ 4.31 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลงเมื่อทำการจำลองโคโรนาที่แรงดัน 1.5PDIV ที่อุณหภูมิของน้ำมันแตกต่างกัน 40 และ 60 °C

จากผลการทดสอบหัวข้อ 4.6 เพื่อศึกษาผลของอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงที่มีผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง จากการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนาที่แรงดัน PDIV และมีอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง 50 และ 60 °C พบว่ามีการเกิดขึ้นของก๊าซอะเซทีลีน อีเทน และคาร์บอนมอนอกไซด์เกิดขึ้น ซึ่งไม่พบก๊าซเหล่านี้ในกรณีทดสอบที่อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง 40 °C นอกจากนั้นแล้วยังมีอัตราการเกิดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่มากขึ้นด้วย และผลการทดสอบเมื่อทำการทดสอบที่ค่าแรงดัน 1.5PDIV และ 1.7PDIV ก็พบว่ามีแนวโน้มเช่นเดียวกันคือ เมื่อมีอุณหภูมิเพิ่มมากขึ้นจะส่งผลให้อัตราการเกิดก๊าซมีค่า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

มากขึ้นและก๊าซบางชนิดที่เกิดขึ้นที่ค่าแรงดันที่ใช้ในการทดสอบสูงกว่าจะสามารถเกิดที่ค่าแรงดันต่ำกว่าที่เคยเกิดขึ้นได้หากมีอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงสูงขึ้น

ในกรณีการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่ค่าแรงดันต่างๆ ที่อุณหภูมิ 60 °C พบว่ามีอัตราการเกิดของก๊าซไฮโดรเจนปริมาณมากที่สุด นอกจากนั้นแล้วก็ยังเกิดก๊าซชนิดอื่นๆ ในปริมาณมากเช่นเดียวกัน ได้แก่ ก๊าซอะเซทีลีน มีเทน เอทิลีน และเกิดก๊าซโอเทิน ปริมาณเล็กน้อยแต่เกิดขึ้นมากกว่ากรณีที่ทำการทดสอบที่อุณหภูมิ 40 °C นอกจากนั้นแล้วอัตราการเพิ่มขึ้นของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และคาร์บอนมอนอกไซด์เกิดขึ้นปริมาณมากเช่นเดียวกัน ซึ่งจากการผลการทดสอบนั้นแสดงให้เห็นว่าอัตราการเกิดก๊าซต่างๆ นั้นมีค่ามากขึ้น และในกรณีที่ทำการทดสอบโดยการจำลองการเกิดดิสชาร์จตามผิวนั้นพบว่าอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงนั้นมีผลต่ออัตราการเกิดก๊าซชนิดต่างๆ มากกว่าการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนา ซึ่งสังเกตได้จากค่าก๊าซชนิดต่างๆ ที่เกิดขึ้นที่มีค่าเปลี่ยนแปลงไปจากเดิมอย่างมาก

#### 4.7 การทดสอบเพื่อศึกษาผลของปริมาณออกซิเจนที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่มีผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง

ออกซิเจนเป็นอีกปัจจัยที่สำคัญอย่างหนึ่งที่ส่งผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง เนื่องจากออกซิเจนนั้นเป็นสารตั้งต้นอย่างที่ทำให้เกิดปฏิกิริยาต่างๆ ตัวอย่างเช่น การเกิดออกซิเดชัน ซึ่งการเกิดปฏิกิริยาเหล่านี้ส่งผลทำให้พฤติกรรมของการเกิดก๊าซในน้ำมันหม้อแปลงมีการเปลี่ยนแปลงไปด้วย โดยขั้นตอนการทดสอบเพื่อศึกษาผลของปริมาณออกซิเจนในน้ำมันหม้อแปลงที่มีผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงมีรายละเอียดดังนี้

##### 4.7.1 ขั้นตอนการทดสอบ

1. ทำการต่อวงจรทดสอบดังรูป 4.5
2. ทำการจัดชุดทดสอบให้ระยะห่างระหว่างอิเล็กโทรดแบบเข็มและระนาบมีระยะ 4 cm เพื่อจำลองให้เกิดการดิสชาร์จประเภทโคโรนา ก่อนการเติมน้ำมันให้ทำการล้างชุดทดสอบด้วยน้ำมันหม้อแปลงที่จะใช้ในการทดสอบ จากนั้นทำการเติมน้ำมันหม้อแปลงปริมาตร 10 ลิตร ลงในตัวถังของชุดทดสอบ
3. เปิดเครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันแบบออนไลน์
4. เปิดชุดควบคุมอุณหภูมิเพื่อให้ความร้อนแก่น้ำมันหม้อแปลงที่ใช้ทดสอบและควบคุมให้อยู่ในช่วงอุณหภูมิ  $40 \pm 1$  °C
5. เมื่อได้ค่าอุณหภูมิน้ำมันหม้อแปลงที่ใช้ในการทดสอบที่ต้องการแล้วจึงบันทึกค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงก่อนป้อนแรงดันทดสอบ เพื่อใช้เป็นค่าอ้างอิงในการเปรียบเทียบอัตราการเกิดก๊าซแต่ละชนิดที่เปลี่ยนแปลงไป
6. ทำการป้อนแรงดันให้กับชุดอิเล็กโทรด โดยให้อัตราการเพิ่มแรงดันคงที่ที่ 1 kV/s จนกระทั่งถึงค่าแรงดัน PDIV
7. ทำการป้อนแรงดันทดสอบเป็นเวลา 12 ชั่วโมง และทำการจดบันทึกค่าก๊าซที่เปลี่ยนแปลงที่เปลี่ยนแปลงทุกๆ 3 ชั่วโมง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

8. ทำการทดสอบซ้ำข้อ 1-7 แต่ทำการเปลี่ยนแรงดันที่ใช้ในการทดสอบเป็นที่ 1.5PDIV และ 1.7PDIV

9. ทำการทดสอบซ้ำข้อ 1-8 แต่ในขั้นตอนที่ 2 น้ำมันที่ใช้เดิมในการทดสอบนั้นเป็นน้ำมันที่มีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง (มากกว่า 30,000 ppm) เพื่อทำการศึกษาผลของปริมาณออกซิเจนในน้ำมันหม้อแปลงที่มีผลต่อพฤติกรรมกาเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง

10. ทำการทดสอบซ้ำข้อ 1-7 แต่ในขั้นตอนที่ 2 นั้นให้ทำการใส่เพอร์สอร์ตขนาด 10x10 cm ความหนา 1.6 cm ไว้ระหว่างอิเล็กโทรดแบบเข็มและระนาบ เพื่อจำลองให้เกิดการดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิว โดยทำการทดสอบที่ค่าแรงดัน PDIV 1.3PDIV และ 1.5PDIV และในขั้นตอนที่ 2 น้ำมันที่ใช้เดิมในการทดสอบนั้นเป็นน้ำมันที่มีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง (มากกว่า 30,000 ppm) เพื่อทำการศึกษาผลของปริมาณออกซิเจนในน้ำมันหม้อแปลงที่มีผลต่อพฤติกรรมกาเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง

#### 4.7.2 ผลการทดสอบ

- กรณีการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนา

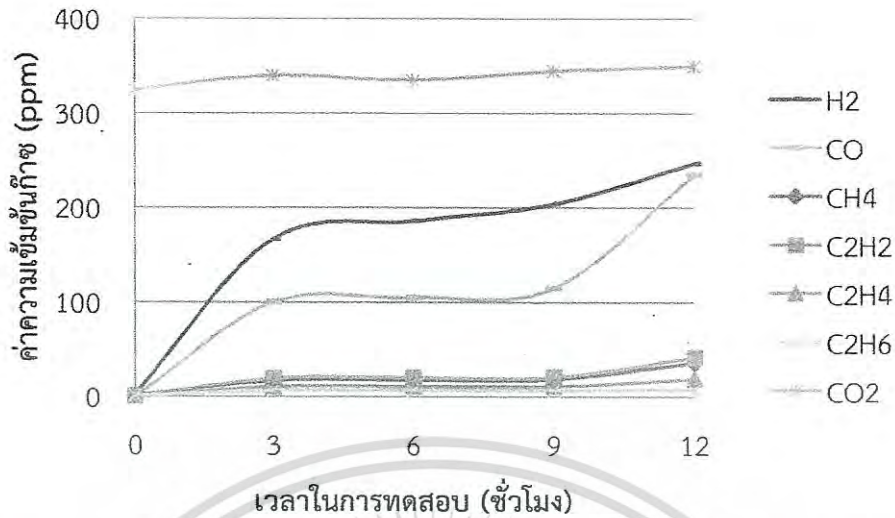
ในการทดสอบหัวข้อที่ 4.7 กรณีการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนา ทำการทดสอบโดยการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนาที่ค่าแรงดัน 3 ค่าด้วยกันคือ PDIV 1.5PDIV และ 1.7PDIV ที่อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง 40 °C ในสภาวะปริมาณออกซิเจนในน้ำมันปกติ (น้อยกว่า 30,000 ppm) และที่สภาวะที่ปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง (มากกว่า 30,000 ppm) โดยมีผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 4.23-4.25

ตารางที่ 4.23 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน PDIV (14.4 kV) เมื่อมีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง

เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	4	<LDL	<LDL	<LDL	<LDL	<LDL	230
3	5.5	<LDL	0.4	<LDL	<LDL	<LDL	250
6	6	<LDL	0.4	<LDL	<LDL	<LDL	300
9	7.5	<LDL	0.6	<LDL	<LDL	<LDL	330
12	7.5	<LDL	0.6	<LDL	<LDL	<LDL	350

หมายเหตุ: <LDL หมายถึง ปริมาณของก๊าซที่มีต่ำกว่าที่เครื่องมือสามารถตรวจสอบได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

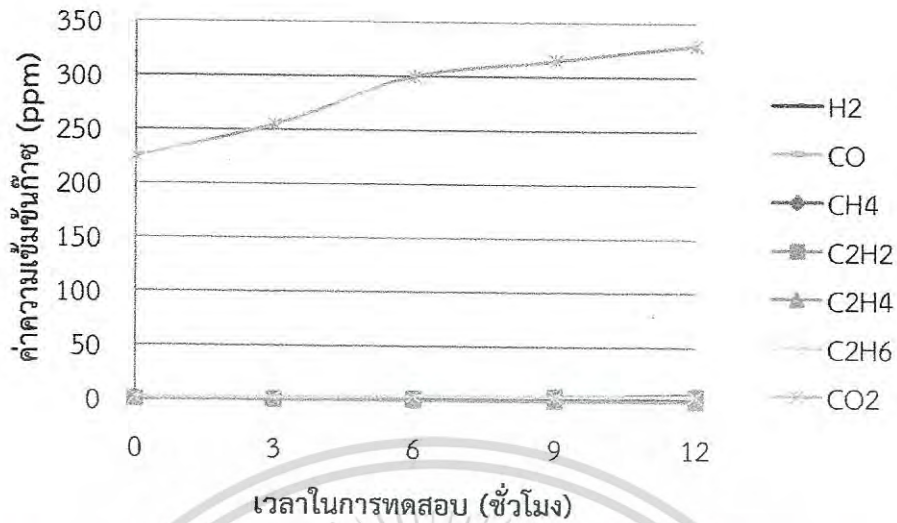


รูปที่ 4.32 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิด ดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน PDIV (14.4 kV) เมื่อมีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง

ตารางที่ 4.24 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จ ประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.5PDIV (21.6 kV) เมื่อมีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง

เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	2	<LDL	0.4	<LDL	<LDL	2	225
3	2	<LDL	0.4	0.4	<LDL	2	255
6	3	<LDL	0.6	1.6	<LDL	4	300
9	4	<LDL	0.6	4.2	<LDL	4	315
12	6.5	<LDL	0.8	4.8	<LDL	4.6	330

หมายเหตุ: <LDL หมายถึง ปริมาณของก๊าซที่มีต่ำกว่าที่เครื่องมือสามารถตรวจสอบได้

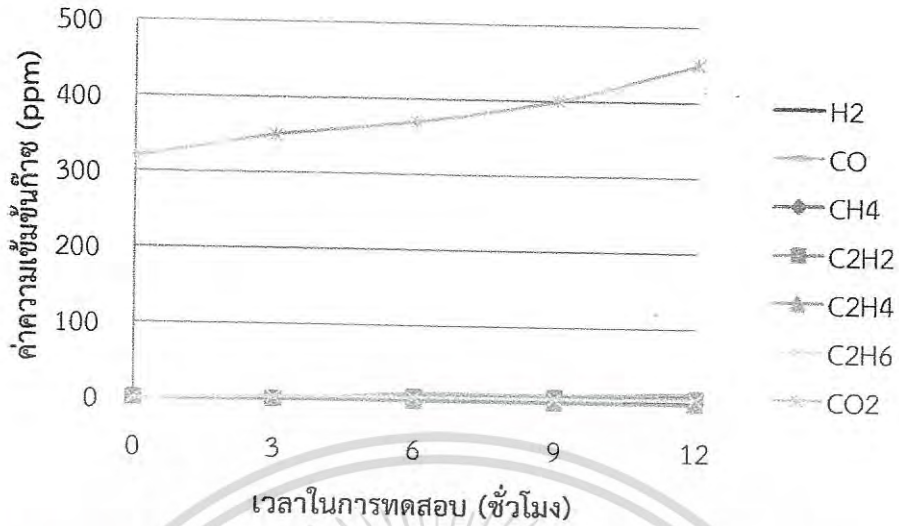


รูปที่ 4.33 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิด ดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.5PDIV (21.6 kV) เมื่อมีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง

ตารางที่ 4.25 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จ ประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.7PDIV (24.3 kV) เมื่อมีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง

เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	0.2	<LDL	<LDL	<LDL	<LDL	<LDL	320
3	3	<LDL	1.2	<LDL	<LDL	3.4	350
6	6.8	10	1.8	6.2	<LDL	4.8	370
9	8.5	10	2	7.7	<LDL	5.2	400
12	10	15	2.2	8.5	<LDL	6.2	450

หมายเหตุ: <LDL หมายถึง ปริมาณของก๊าซที่มีต่ำกว่าที่เครื่องมือสามารถตรวจสอบได้

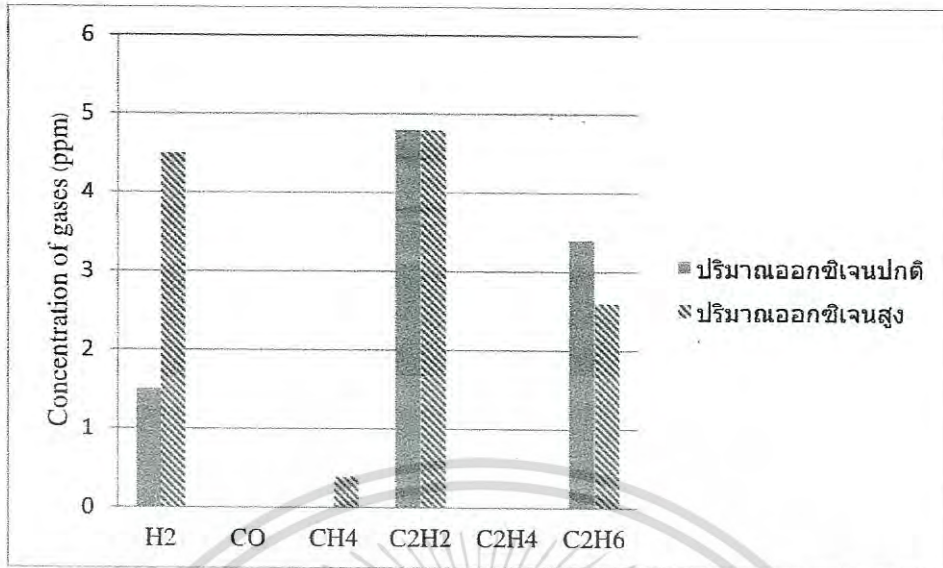


รูปที่ 4.34 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิด ดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่แรงดัน 1.7PDIV (24.3 kV) เมื่อมีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง

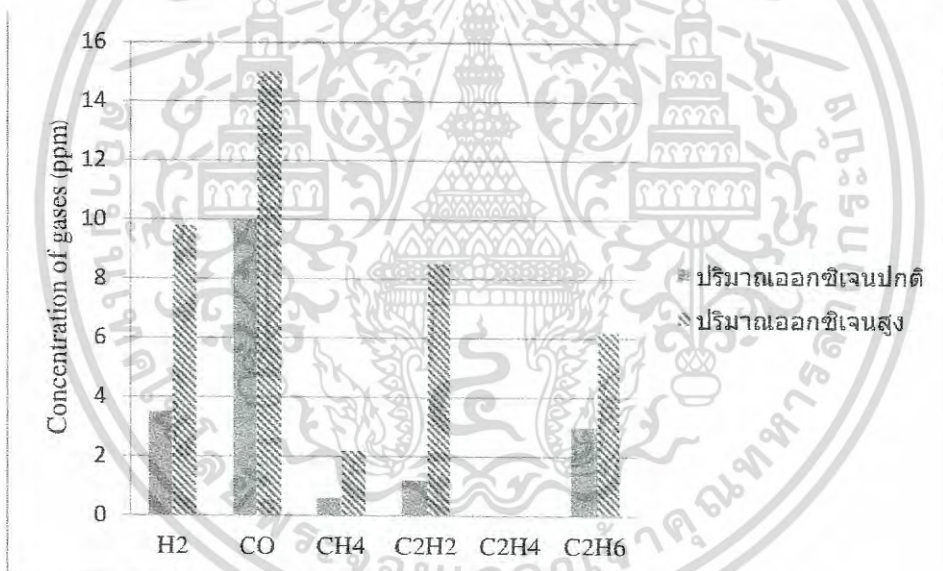


รูปที่ 4.35 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลงเมื่อทำการ จำลองการเกิดโคโรนาที่แรงดัน PDIV ที่ปริมาณออกซิเจนในน้ำมันแตกต่างกัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.36 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลงเมื่อทำการจำลองการเกิดโคโรนาที่แรงดัน 1.3PDIV ที่ปริมาณออกซิเจนในน้ำมันแตกต่างกัน



รูปที่ 4.37 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลงเมื่อทำการจำลองการเกิดโคโรนาที่แรงดัน 1.5PDIV ที่ปริมาณออกซิเจนในน้ำมันแตกต่างกัน

- กรณีการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิว

ในการทดสอบหัวข้อที่ 4.7 กรณีการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทการเกิดดิสชาร์จบางส่วนทำการทดสอบโดยการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนาที่ค่าแรงดัน 3 ค่าด้วยกันคือ PDIV 1.3PDIV และ 1.5PDIV ที่อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง 40 °C ในสภาวะปริมาณออกซิเจนในน้ำมันปกติ (น้อยกว่า 30000 ppm) และที่สภาวะที่ปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง (มากกว่า 30000 ppm) โดยมีผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 4.27-4.29 และรูปที่ 4.38-4.43

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.26 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดีสชาร์จประเภทดีสชาร์จตามผิวที่แรงดัน PDIV (6.75 kV) เมื่อมีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง

เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	4	<LDL	2.4	<LDL	<LDL	0.4	335
3	5.5	<LDL	2.4	<LDL	<LDL	0.2	340
6	23.5	10	5.4	0.2	<LDL	0.4	345
9	32.5	15	9	0.4	0.4	0.6	350
12	50.5	20	12	0.6	0.4	0.6	360

หมายเหตุ: <LDL หมายถึง ปริมาณของก๊าซที่มีต่ำกว่าที่เครื่องมือสามารถตรวจสอบได้

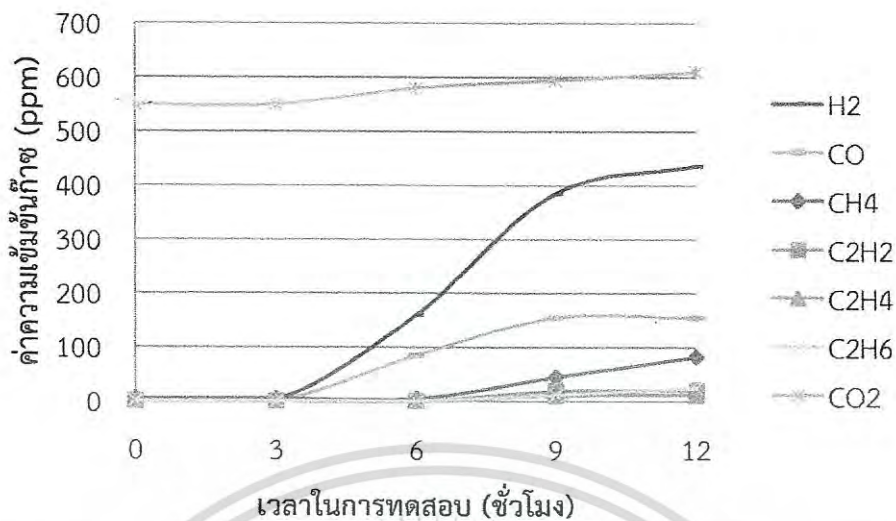


รูปที่ 4.38 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดีสชาร์จประเภทการเกิดดีสชาร์จตามผิวที่แรงดัน PDIV (6.75 kV) เมื่อมีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง

ตารางที่ 4.27 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดีสชาร์จประเภทดีสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.3PDIV (8.8 kV) เมื่อปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง

เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	3.5	<LDL	5	<LDL	<LDL	0.6	550
3	3	<LDL	5	<LDL	<LDL	0.4	550
6	160	85	4.6	<LDL	<LDL	0.6	580
9	385	155	45.4	19.6	10.4	12.2	595
12	436	155	82.8	20.8	11.2	25.4	610

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

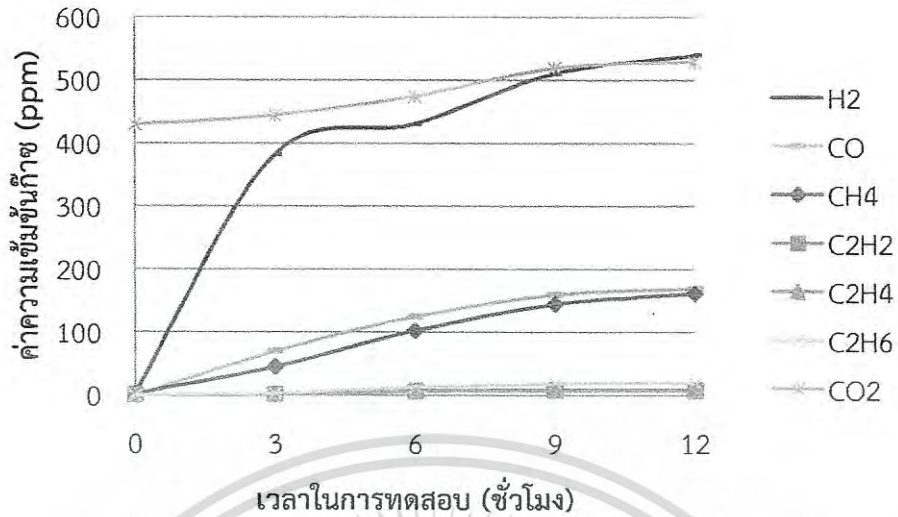


รูปที่ 4.39 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.3PDIV (8.8 kV) เมื่อมีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง

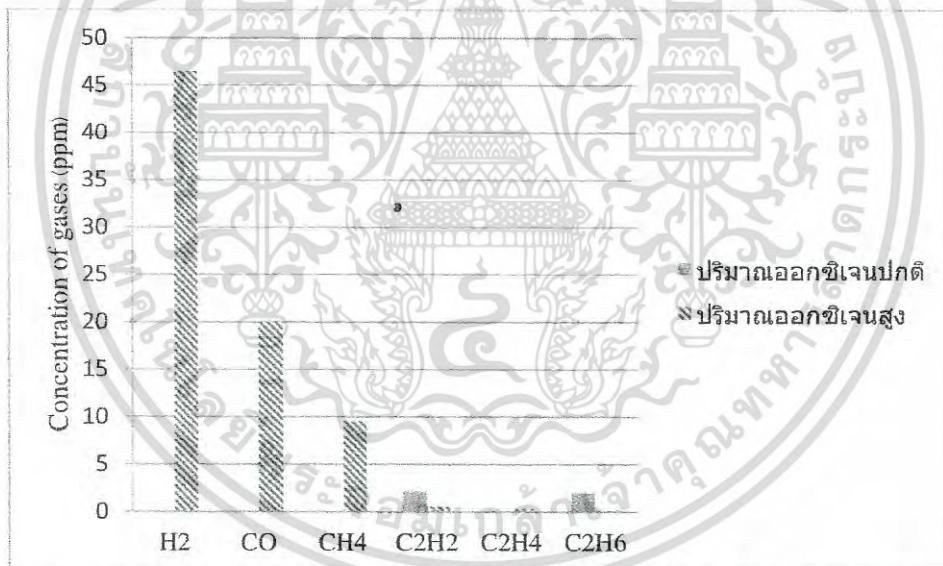
ตารางที่ 4.28 ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิดดิสชาร์จประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.5PDIV (10.1 kV) เมื่อมีปริมาณออกซิเจนในน้ำมันสูง

เวลา (ชั่วโมง)	ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง (ppm)						
	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>
ค่าเริ่มต้น	4.5	<LDL	2.6	<LDL	<LDL	<LDL	430
3	382	70	45.8	1.4	1.4	3.2	445
6	431	125	103	7.2	6.6	13.2	475
9	511	160	145	8.6	7.8	19.2	520
12	540	170	162	8.6	7.4	20.4	530

หมายเหตุ: <LDL หมายถึง ปริมาณของก๊าซที่มีต่ำกว่าที่เครื่องมือสามารถตรวจสอบได้

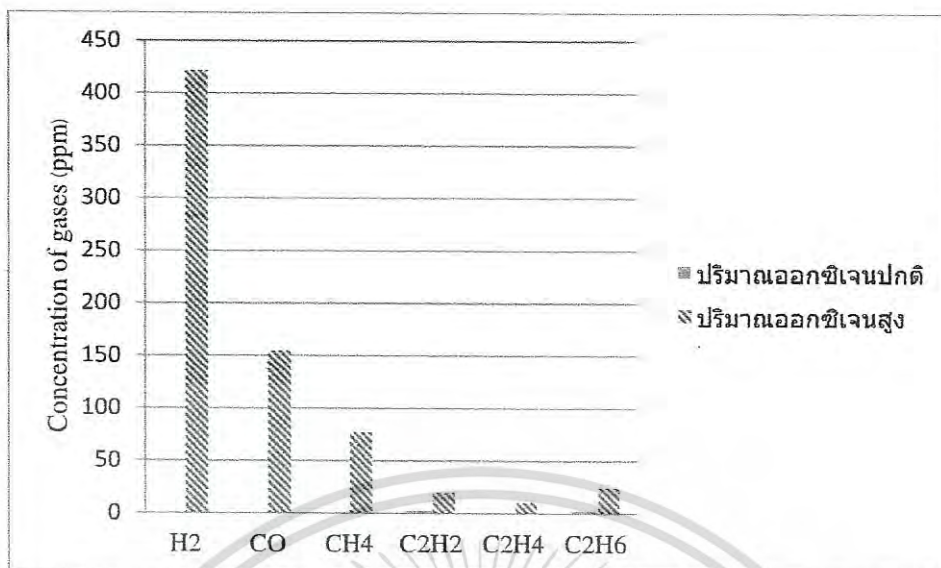


รูปที่ 4.40 กราฟแสดงปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงเมื่อทำการทดสอบกรณีการเกิด ดิสชาร์จประเภทดิสชาร์จตามผิวที่แรงดัน 1.5PDIV (10.1 kV) เมื่อมีปริมาณออกซิเจน ในน้ำมันสูง



รูปที่ 4.41 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลงเมื่อทำการ จำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่แรงดัน PDIV ที่ปริมาณออกซิเจนในน้ำมันแตกต่างกัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.42 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลงเมื่อทำการจำลองการเกิดดีสชาร์จบางส่วนที่แรงดัน 1.3PDIV ที่ปริมาณออกซิเจนแตกต่างกัน



รูปที่ 4.43 กราฟเปรียบเทียบปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลงเมื่อทำการจำลองการเกิดดีสชาร์จบางส่วนที่แรงดัน 1.5PDIV ที่ปริมาณออกซิเจนแตกต่างกัน

จากผลการทดสอบหัวข้อ 4.7 เพื่อศึกษาผลของปริมาณออกซิเจนในน้ำมันหม้อแปลงที่มีผลต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง จากการจำลองการเกิดดีสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนา พบว่ามีอัตราการเกิดขึ้นของก๊าซเปลี่ยนแปลงไม่มากจากค่าเริ่มต้น และมีค่าแตกต่างกับกรณีที่ทำกรทดสอบที่สภาวะออกซิเจนในน้ำมันแบบปกติไม่มากนัก ในส่วนของก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์และคาร์บอนไดออกไซด์ก็มีการเกิดที่เปลี่ยนแปลงเมื่อเทียบกับค่าพื้นฐาน และมีอัตราการเกิดขึ้นที่มากกว่าสภาวะที่น้ำมันมีปริมาณออกซิเจนปกติ แสดงให้เห็นว่าปริมาณออกซิเจนนั้นส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงของการเกิดก๊าซประเภทไฮโดรคาร์บอนแต่ละชนิดเพียงเล็กน้อยเท่านั้น เมื่อเทียบกับการจำลองให้เกิดโคโรนาที่แรงดันเดียวกัน แต่จะสังเกตได้ว่าในกรณีที่ทำกรทดสอบในเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## บทที่ 5

# สรุปผลการทดสอบและข้อเสนอแนะ

### 5.1 สรุปผลการทดสอบ

จากการทดสอบเพื่อเปรียบเทียบค่าความถูกต้องในการแปลผลด้วยวิธีการแปลผลของการวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันที่แตกต่างกันจากการทดสอบพบว่าวิธี Duval triangle (DTM) ซึ่งได้ผลการทดสอบตรงกับหลายงานวิจัยที่ผ่านมา แต่ทั้งนี้วิธีการแปลผลแบบ Duval triangle (DTM) นั้นยังมีข้อเสียอยู่ไม่สามารถแปลผลได้ในกรณีที่หม้อแปลงไม่ได้มีความผิดปกติใดๆ เกิดขึ้น จากผลการทดสอบเมื่อพิจารณาในกรณีที่แปลผลได้เท่านั้นพบว่าวิธีการแปลผลแบบ Roger ratio (RRM) นั้นมีค่าความถูกต้องในการแปลผลมากที่สุด แต่ในความเป็นจริงแล้วนั้นจำเป็นที่จะต้องพิจารณาทุกกรณีศึกษา ซึ่งจากการทดสอบทำให้ค่าความถูกต้องของการแปลผลของวิธี Roger ratio (RRM) มีค่าลดลง ทั้งนี้วิธี Duval pentagon (DPM) เป็นอีกวิธีหนึ่งที่น่าสนใจเพื่อเป็นตัวเลือกที่ใช้ในการแปลผล เนื่องจากจากการทดสอบนั้นวิธี Duval pentagon (DPM) นั้นให้ค่าความถูกต้องในการแปลผลเป็นอันดับสองรองลงมาจากวิธี Duval triangle (DTM) ซึ่งวิธี Duval pentagon (DPM) นั้นเป็นวิธีการแปลผลที่มีการพัฒนามาจากวิธี Duval triangle (DTM) ซึ่งวิธี Duval pentagon (DPM) นั้นเพิ่มเติมก๊าซที่ใช้ในการวิเคราะห์จากวิธีเดิม คือ ก๊าซไฮโดรเจนและอีเทน นอกจากนั้นแล้ววิธี Duval pentagon (DPM) นั้นยังสามารถแปลผลในกรณีที่หม้อแปลงเป็นปกติได้อีกด้วย

จากผลการทดสอบเพื่อศึกษาพฤติกรรมการเกิดก๊าซเนื่องจากการเกิดดิสชาร์จบางส่วนที่สถานะแตกต่างกัน สามารถสรุปผลการทดสอบได้ดังนี้

1) จากผลการทดสอบเพื่อศึกษาผลจากประเภทของการเกิดดิสชาร์จบางส่วนต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซชนิดต่างๆ ที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง ได้แก่ การเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนา และการเกิดดิสชาร์จตามผิวพบว่าการเกิดดิสชาร์จตามผิวนั้นจะส่งผลให้เกิดอัตราการเกิดของก๊าซมากกว่า การเกิดดิสชาร์จประเภทโคโรนาที่ระดับแรงดันที่ทำให้เกิดการดิสชาร์จครั้งแรกเท่ากัน โดยการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวที่แรงดันทดสอบ 1.5PDIV จะพบการเกิดก๊าซไฮโดรเจนมากกว่าก๊าซชนิดอื่นๆ มากอย่างเห็นได้ชัด นอกจากนั้นแล้วในกรณีของการจำลองให้เกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทการเกิดดิสชาร์จตามผิวพบว่ามีก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์และคาร์บอนไดออกไซด์มากกว่าการจำลองการเกิดดิสชาร์จบางส่วนประเภทโคโรนา ทั้งนี้เนื่องจากก๊าซที่เกิดขึ้นบางส่วนนั้นเกิดจากการเสื่อมสภาพของฉนวนแข็ง

2) จากผลการทดสอบกรณีการทดสอบเพื่อศึกษาผลของขนาดของการเกิดดิสชาร์จบางส่วนต่อพฤติกรรมการเกิดก๊าซชนิดต่างๆ ที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง เมื่อทำการทดสอบจำลองการเกิดดิสชาร์จทั้ง 2 ประเภท พบว่าที่แรงดันมากขึ้นหรือการเพิ่มขนาดของการเกิดดิสชาร์จบางส่วนให้มีความมากขึ้นอัตราการเพิ่มขึ้นของก๊าซนั้นก็มีความมากขึ้น และส่งผลให้เกิดก๊าซที่เกิดขึ้นที่พลังงานสูงหรืออุณหภูมิสูง จากการทดสอบพบว่าเมื่อทำการทดสอบที่แรงดันทดสอบ PDIV จะไม่ค่อยพบการเปลี่ยนแปลงของอัตราการเกิดก๊าซมากนัก มีเพียงก๊าซไฮโดรเจนเท่านั้นที่มีการเปลี่ยนแปลง ซึ่งเป็นก๊าซที่เกิดขึ้นที่พลังงานต่ำ แต่เมื่อเพิ่มแรงดันทดสอบไปถึงที่แรงดัน 1.7 PDIV ในกรณีการจำลองการเกิดโคโรนาและที่ 1.5PDIV ในกรณีการเกิดดิสชาร์จตามผิวพบว่าการเปลี่ยนแปลงของก๊าซเพิ่มมากขึ้น โดยมีปริมาณของก๊าซไฮโดรเจนเกิดมากขึ้น และเกิดก๊าซอื่นๆ ที่เกิดขึ้นที่พลังงานสูงขึ้นด้วย ได้แก่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ก๊าซมีเทน อะเซทีลีน เอทีลีน และอีเทน นอกจากนั้นแล้วขนาดของการเกิดดิสซาร์จบางส่วนที่เพิ่มมากขึ้นยังส่งผลให้อัตราการเกิดก๊าซคาร์บอนมอนนอกไซด์และคาร์บอนไดออกไซด์เพิ่มมากขึ้นด้วย

3) การทดสอบเพื่อศึกษาผลของอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงต่อพฤติกรรมการณ์เกิดก๊าซชนิดต่างๆ เปรียบเทียบกับการศึกษาผลของสภาวะโหลดที่ใช้ โดยสภาวะการใช้งานโหลดทั่วไปนั้นค่าอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงจะอยู่ที่ 40 °C เมื่อมีการใช้งานที่สภาวะโหลดที่สูงขึ้นอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงภายในหม้อแปลงก็จะมีค่าสูงขึ้นเช่นกัน ซึ่งโดยทั่วไปแล้วเมื่อมีการใช้งานโหลดมากขึ้นและส่งผลให้อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงเพิ่มขึ้นถึง 60 °C หม้อแปลงนั้นจะตัดวงจรการทำงาน ของหม้อแปลงออกจากระบบ โดยจากผลการทดสอบนั้นแสดงให้เห็นว่ากรณีการทดสอบโดยการ จำลองให้เกิดโคโรนา เมื่อมีการทดสอบที่อุณหภูมิที่สูงขึ้นที่ 50 °C จะพบอัตราการเกิดก๊าซที่มากขึ้นที่ ระดับแรงดันทดสอบเดียวกัน และพบก๊าซที่เกิดขึ้นเมื่อมีพลังงานสูงขึ้นที่ระดับแรงดันที่ใช้ในการ ทดสอบต่ำลง และเมื่อทำการทดสอบที่อุณหภูมิ 60 °C ก็มีแนวโน้มเช่นเดียวกัน ในส่วนของการ ทดสอบกรณีการเกิดดิสซาร์จตามผิวพบว่าอุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงมีผลต่อพฤติกรรมการณ์เกิดก๊าซ อย่างมาก เนื่องจากเมื่อทำการทดสอบที่อุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลง 60 °C พบว่าอัตราการเกิด ก๊าซนั้นมีค่าเพิ่มขึ้นอย่างมาก โดยก๊าซที่พบมากที่สุดนั้นคือ ก๊าซไฮโดรเจน ทั้งนี้ยังส่งผลให้เกิดก๊าซ คาร์บอนมอนนอกไซด์มากขึ้นด้วยเมื่อเทียบกับการทดสอบที่อุณหภูมิ 40 °C

สรุปได้ว่าเมื่ออุณหภูมิของน้ำมันหม้อแปลงมีค่าเพิ่มขึ้นหรือมีการใช้งานโหลดมากขึ้นในหม้อ แปลงไฟฟ้าจะส่งผลให้เร่งการเกิดปฏิกิริยาเคมีต่างๆ และส่งผลต่อพฤติกรรมการณ์เกิดก๊าซที่ละลายอยู่ ในหม้อแปลงไฟฟ้าให้อัตราการเกิดมากขึ้น และทำให้เกิดก๊าซที่พลังงานสูงได้ที่ระดับแรงดันที่เกิด ดิสซาร์จบางส่วนที่ต่ำลงด้วย

4) จากการทดสอบเพื่อศึกษาผลของปริมาณออกซิเจนในน้ำมันหม้อแปลงต่อพฤติกรรมการณ์ เกิดก๊าซชนิดต่างๆ ที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงพบว่าเมื่อทำการทดสอบที่สภาวะออกซิเจนสูงใน น้ำมันหม้อแปลงกรณีการเกิดโคโรนา มีการเปลี่ยนแปลงของก๊าซที่เกิดขึ้นแตกต่างจากกรณีที่มี ปริมาณออกซิเจนในน้ำมันหม้อแปลงปกติเพียงเล็กน้อยเท่านั้น สังเกตได้จากค่าก๊าซต่างๆ ที่เกิดขึ้น ในขณะที่ทำการทดสอบที่แรงดันขนาดต่างๆ แต่เมื่อทำการทดสอบเพื่อจำลองการเกิดดิสซาร์จตามผิว ในสภาวะออกซิเจนสูง พบว่าปริมาณออกซิเจนในน้ำมันหม้อแปลงนั้นส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงของ การเกิดก๊าซชนิดต่างๆ มากเมื่อเทียบกับการทดสอบที่สภาวะของน้ำมันหม้อแปลงปกติ สังเกตได้จาก ค่าก๊าซต่างๆ ที่มีค่าเปลี่ยนแปลงอย่างมาก โดยเฉพาะอย่างยิ่งการเปลี่ยนแปลงของก๊าซไฮโดรเจน เนื่องจากเมื่อมีปริมาณก๊าซออกซิเจนละลายอยู่ในน้ำมันปริมาณสูงจะส่งผลให้โอกาสในการ เกิดปฏิกิริยาออกซิเดชันนั้นมีมากขึ้น เมื่อมีการเกิดสารผลิตภัณฑ์ที่เกิดขึ้นมาอย่างหนึ่งคือ ก๊าซ ไฮโดรเจน นอกจากนั้นแล้วยังพบการเกิดก๊าซคาร์บอนมอนนอกไซด์และคาร์บอนไดออกไซด์มากขึ้น ทั้งนี้เนื่องจากมีสารตั้งต้นคือก๊าซออกซิเจนเพื่อใช้ในการทำปฏิกิริยาได้มากขึ้น

5) จากการทดสอบเพื่อศึกษาผลของปริมาณความชื้นในเพรสเซอร์ต่อพฤติกรรมการณ์เกิด ก๊าซชนิดต่างๆ ที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงพบว่าเมื่อทำการจำลองการเกิดดิสซาร์จตามผิวใน สภาวะที่มีความชื้นของเพรสเซอร์สูงส่งผลให้พฤติกรรมการณ์เกิดก๊าซต่างๆ นั้นมีอัตราการเกิดมากขึ้น สังเกตได้จากค่าก๊าซต่างๆ ที่เพิ่มมากขึ้น และก๊าซอย่างหนึ่งที่เกิดขึ้นที่พลังงานสูงคือ ก๊าซอะเซทีลีน ก็ มีค่าเพิ่มขึ้นอย่างเห็นได้ชัดเช่นกัน เนื่องจากเมื่อมีค่าความชื้นในเพรสเซอร์ปริมาณมากขึ้นจะส่งผล ความเป็นฉนวนของเพรสเซอร์มีค่าลดลง ดังนั้นเมื่อทำการทดสอบที่ระดับแรงดันเดียวกับการทดสอบ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ในกรณีที่มีความชื้นในเพอร์สโอร์ตปกติจะทำให้กระแสที่เกิดขึ้นนั้นมีค่ามากขึ้น จึงส่งผลให้เกิดพลังงานในการเกิดจากการเกิดดิซาร์จบางส่วนมากขึ้นด้วย ดังนั้นหากมีปริมาณความชื้นในเพอร์สโอร์ตมากขึ้นจะส่งผลให้อัตราการเกิดก๊าซชนิดต่างๆ มากขึ้น

## 5.2 ข้อเสนอแนะ

จากการทดสอบเพื่อศึกษาปัจจัยต่างๆ ที่ส่งผลต่อพฤติกรรมของการเกิดก๊าซชนิดต่างๆ ในน้ำมันหม้อแปลงเนื่องจากการเกิดดิซาร์จบางส่วนเป็นการทดสอบเพื่อใช้ในการดูแลแนวโน้มของการเกิดก๊าซชนิดต่างๆ ได้เท่านั้น ไม่สามารถบอกเป็นความสัมพันธ์เชิงตัวเลขอย่างเห็นได้ชัด ทั้งนี้ในการทดสอบแต่ละกรณีอาจทำการทดสอบหลายครั้งเพื่อหาค่าเฉลี่ยต่อไป

สำหรับงานวิจัยต่อไปในอนาคตอาจทำการทดสอบเพื่อศึกษาความสัมพันธ์ระหว่างการเกิด ความผิดปกติอื่นๆ กับพฤติกรรมของการเกิดก๊าซ เช่น การเกิดอาร์ค การเกิดความร้อน และอาจทำการศึกษาผลของปัจจัยอื่นๆ ที่มีผลต่อพฤติกรรมของการเกิดก๊าซเพิ่มเติม ตัวอย่างเช่น อายุของเพอร์สโอร์ตและน้ำมันหม้อแปลง ปริมาณสารยับยั้งต่างๆ ในน้ำมันหม้อแปลง



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## เอกสารอ้างอิง

- [1] A. N. Jahromi, R. Piercy, S. Cress and W. Fan, "An Approach to Power Transformer Asset Management Using Health Index," IEEE Insul. Mag., vol. 25, 2009.
- [2] A. Siada and S. Islam, "A New Approach to Identify Power Transformer Criticality and Asset Management Decision Based on Dissolved Gas-in-Oil Analysis", IEEE Trans. Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 19, no. 3, pp. 1007-1012, Jun. 2012.
- [3] I. H. Atanasova and R. Frotscher, "Carbon Oxides in the Interpretation of Dissolved Gas Analysis in Transformers and Tap Changers", IEEE Electr. Insul. Mag., vol. 26, no. 6, pp. 22-26, 2012.
- [4] R. B. Jadav, C. Ekanayake and T. K. Saha, "Impact of Moisture and Ageing on the Dielectric Response of Transformer Insulation", Power Engineering Conference (AUPEC), Australasian, Sep., 2012.
- [5] N. Lelekakis, D. Martin and J. Wijaya, "Ageing Rate of Paper Insulation used in Power Transformers Part 2: Oil/paper System with Medium and High Oxygen Concentration", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 19, No. 6, 2012.
- [6] IEC Publication 60599, Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis, 3<sup>rd</sup> ed., 2015.
- [7] IEEE C57. 104, IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers, 2008.
- [8] V. P. Darabad, M. Vakilian, B. T. Phung and T. R. Blackburn, "An efficient diagnosis method for data mining on single PD pulses of transformer insulation defect models, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 20, 2013..
- [9] IEC Publication 60270, High-voltage test techniques - Partial discharge measurements, 3rd ed., 2000.
- [10] H. G. Erdman, "Electrical Insulating Oils", 1<sup>st</sup> ed., 1988.
- [11] K. Dumke, H. Borsi and E. Gockenbach, "Influence of Stressing on Gaseous Decomposition Products in Insulating Liquids", IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Jun., 1998.
- [12] V. Sokolov, Z. Berler and V. Rashkes, "Effective Methods of Assessment of Insulation System Conditions in Power Transformers: A View Based on Practical Experience", Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing, Jun., 1998.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- [13] V. Sokolov, G. Kuchinsky and A. Golubev, "On-site Partial Discharge Measurement of Transformers", 2000.
- [14] J. Aregon M. Fischer และ S. Tenbohlen, "Improvement of Interpretation of Dissolved Gas Analysis for Power Transformers", 2007.
- [15] W. Chen, X. Chen, S.i Peng and J. Li, "Canonical Correlation Between Partial Discharges and Gas Formation in Transformer Oil Paper Insulation", *Energies Mag.*, 2012.
- [16] IEC 60505, "Evaluation and qualification of electrical insulation systems," 2004.
- [17] IEEE Guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformer, IEEE Std C57.104, 1991.
- [18] IEEE Std C57.106-2006, IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment, IEEE Transformers Committee, 2006.
- [19] N. Azis, D. Zhou, Z.D. Wang, D. Jones, B. Wells and G.M. Wallwork, "Operational Condition Assessment of In-Service Distribution Transformers," IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, 2012.
- [20] K Baburao, N. M. Bhangre, A. M. Wagle, A. Venkatasami, S. E. Chaudhari, "The experience of DP and Furan in Remnant Life Assessment of Power Transformer," International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, 2008.
- [21] R. A. Ghunem, A. H. El-Hag, K. Assaleh, "Prediction of furan content in transformer oil using Artificial Neural Networks (ANN)," Conference Record of the 2010 IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), 2010.M.
- [22] L. Fernández, H. B. Ertan and J. Turowski, "Transformers analysis, design, and measurement", 2013.
- [23] M. Duval, "The Duval Pentagon—A New Complementary Tool for the Interpretation of Dissolved Gas Analysis in Transformers," *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 30, no. 6, pp. 9–12, 2014.
- [24] M. Duval, "A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers," *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 18, pp. 8–17, 2002.
- [25] M. Duval, "Interpretation of Gas-In-Oil Analysis Using New IEC Publication 60599 and IEC TC 10 Databases," *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 17, no. 2, pp. 31-41, 2001.



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1. W. Wattakapaiboon, N. Pattanadech and P. Yutthagowith, "The Study of Dissolved Gas Analysis Interpretation Techniques utilizing IEC ratio, Duval triangle and Duval pentagon," 9th International Symposium on EMC and Transients in infrastructures and International Student Session, วันที่ ๒๖ - ๒๗ พฤศจิกายน ๒๕๕๘, โรงแรมแอมบาสเตอร์ ซิตี้ จอมเทียน, จังหวัดชลบุรี

**ISET / ISS 2015 – PATTAYA**  
**The 9<sup>th</sup> International Symposium on**  
**EMC and Transients in Infrastructures**  
**The 11<sup>th</sup> International Student Session**

26 - 27 November 2015  
 Ambassador City Jomtien, Chonburi, Thailand



**Organized by**

King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Bangkok, Thailand

**In Cooperation with**

Doshisha University, Kyoto, Japan

Chubu University, Kasugai, Japan

Tsuruoka National College of Technology, Tsuruoka, Japan

University of Bologna, Bologna, Italy

Seoul National University, Seoul, Korea

Federal Institute of Technology Lausanne, Switzerland

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
 ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามเผยแพร่ต่อสาธารณะ และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# The Study of Dissolved Gas Analysis Interpretation Techniques utilizing IEC ratio, Duval triangle and Duval pentagon

W. Wattakapaiboon, N. Pattanadech and P. Yutthagowith

**Abstract**— Dissolved gas analysis (DGA) is an important method for assessment the condition of insulation in transformer. The interpretation is one of the most important procedure to provide the failure causes or degree of insulation degradation. The aim of this paper is to represent the performance of various DGA test result interpretation techniques i.e. IEC Ratio, Duval Triangle and Duval Pentagon. 30 fault cases obtained from IEC TC10 database were employed to test the performance of the interpretation techniques. It was found that the Duval triangle method provided the most accuracy DGA interpretation compared with other methods.

**Keywords**—Transformer, Fault diagnosis, Dissolved Gas Analysis (DGA)

## I. INTRODUCTION

THE monitoring and diagnostic techniques of insulation is the necessary thing to ensure the reliable operation of transformers. The Dissolved gas analysis (DGA) is reliable method and widely used to detect incipient faults in transformers. The DGA method is used to analyze the gas concentration which are formed by decomposition of oil insulation ( $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ) [1] and paper insulation ( $CO$ ,  $CO_2$ ) [2] which have dissolved in oil. One of the essential procedures in DGA is the interpretation scheme which may provide different test results depending on the utilized interpretation technique.

## II. DGA INTERPRETATION METHODS

Various interpretation methods are used such as Doernenbung Ratio, Rogers Ratio, IEC Ratio, Duval triangle and Duval Pentagon. These methods may give different results, so the DGA test needs not only basic knowledge for interpretation but also the experience of experimenter to provide the satisfied result.

This work was supported in part by Research and Researcher for Industry Research Funding No. MDS58I0069.

W. Wattakapaiboon, N. Pattanadech and P. Yutthagowith are with the Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Bangkok, Thailand, 10520 (norasage@yahoo.com).

### A. IEC Ratio

DGA test result interpretation by the IEC Ratio method use the same gas ratio as the gas ratio employed by Roger Ratio method [3]. By plotting the gas concentration into 3-dimensions with logarithm scale could indicate fault in the transformer. The 6 different faults indicated by IEC Ratio are described in Table I.

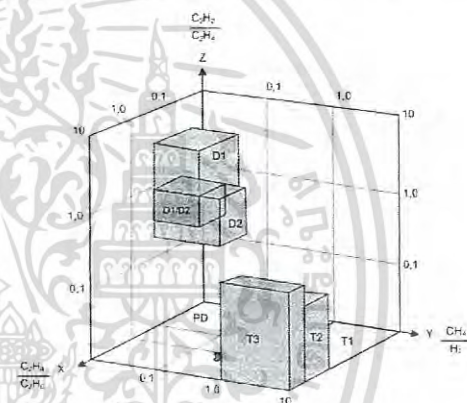


Fig. 1. Graphical representation of gas ratios [4].

TABLE I  
TYPE OF FAULTS [4]

Case	Characteristic Fault
PD	Partial discharge
D1	Discharges of low energy
D2	High energy discharges
DT	Combination of thermal faults and discharges
T1	Thermal faults not exceeding 300 °C
T2	Thermal faults exceeding 300 °C but not exceeding 700 °C
T3	Thermal faults exceeding 700 °C

### B. Duval Triangle

The Duval Triangle method demands only 3 gases as  $C_2H_2$ ,  $C_2H_4$  and  $CH_4$  [5]. The present of gas concentrations obtained from the ratio of each gas and total gas employed to plot into Duval triangle as show in fig 2. The pointing area shows the problem occurring in the transformers. The triangle contains 7 area sections which illustrate different fault types which may exist.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

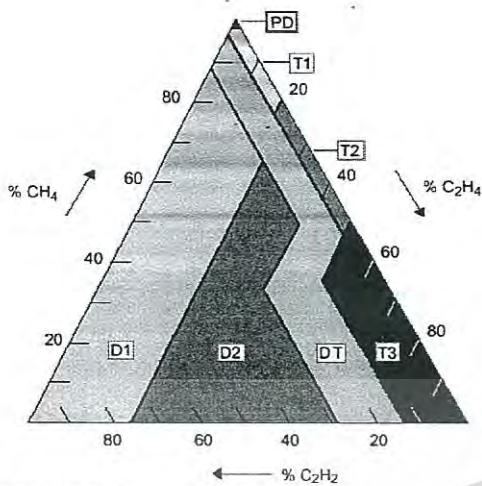


Fig. 2. Duval Triangle [5].

C. Duval Pentagon

The Duval Pentagon method was recently developed to improve DGA test result interpretation technique by additionally considering two new gases, H<sub>2</sub> and C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, which could indicate the PD in transformer oil. The Duval Pentagon method uses the relationship of each gas of H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> and the total of gases that evaluated in the percents. These percents will be plotted in the pentagon as presented in fig 3. The axes of pentagon cover the length from 0% to 100%, by which the center of pentagon is determined for the starting point. The centroid of gas concentration is computed and plotted into the pentagon. The result is interpreted depending on the plotted zone depicted in figure 4.

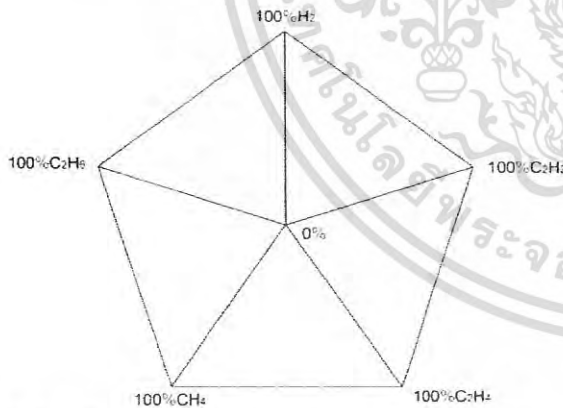


Fig. 3. Duval Pentagon representation [6].

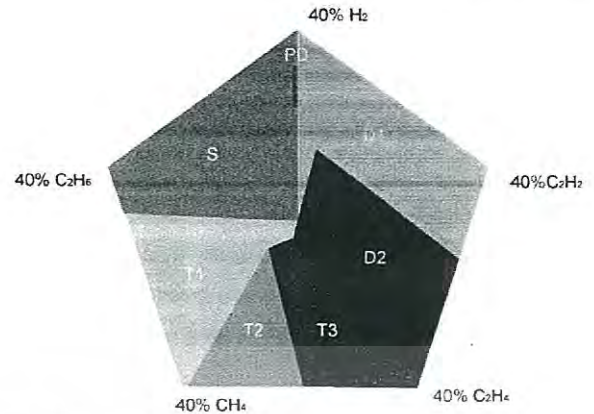


Fig. 4. Zone boundaries in Duval Pentagon [6].

III. TEST METHOD

Their fault types were separated by the faults that occurred in a transformer. The performance of the interpretation techniques was tested by 5 fault types i.e. PD, D1, D2, T1 and T2, and T3 as described in Table II and collected in IEC TC 10 database [8]. This research work utilized 30 faults cases for evaluation the performance of the investigated DGA test result interpretation techniques.

TABLE II  
GROUPING FOR FAULTS TYPE CODE

Code	Characteristic Fault
PD	Partial discharge
D1	Discharges of low energy
D2	High energy discharges
T1 and T2	Thermal faults not exceeding 300 °C and Thermal faults exceeding 300 °C but not exceeding 700 °C
T3	Thermal faults exceeding 700 °C

IV. RESULT

The results can be summarized in Table 3. It was found that the Duval triangle method provided the highest accuracy for DGA test result interpretation compared with Duval pentagon method and IEC ratio method respectively. Even though the Duval triangle can provide the test interpretation, this technique including the IEC ratio has a question for the normal ageing of the transformers. In normal aging cases of the transformer, the performance of the Duval triangle and IEC ratio for DGA test result interpretation will be reduced.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

TABLE III  
RESULT ANALYSIS FOR EACH TYPE OF FAULT

Method	Type fault	N	Nc	% Successful prediction	% Consistency
IEC Ratio	PD	0	0	0	40.0
	D1	6	6	100	
	D2	4	0	0	
	T1 and T2	3	2	66.7	
	T3	3	1	33.3	
Duval Triangle	PD	1	1	100.0	78.0
	D1	10	9	90.0	
	D2	10	10	100.0	
	T1 and T2	4	2	50.0	
	T3	5	2	50.0	
Duval Pentagon	PD	1	1	100.0	68.0
	D1	10	3	30.0	
	D2	10	8	80.0	
	T1 and T2	4	2	50.0	
	T3	5	4	80.0	

Note: N = Number of predictions  
Nc = Number of correct predictions

TABLE IV  
COMPARISON OF EACH METHOD ACCURACIES VALUE

	IEC Ratio	Duval Triangle	Duval Pentagon
Total cases	30	30	30
No predictions	14	0	0
Number of predictions	16	30	30
Correct predictions	9	26	18
Incorrect predictions	7	4	12
Accuracy (Predictions cases)	40	78	68
Accuracy (Total cases)	30	87	60

## V. CONCLUSION

In conclusion, the result shows that the Duval Triangle method provided the most accuracy DGA interpretation. The studied cases of fault types in this paper were brought from the IEC TC 10 database which came from the deficient transformers. Practically, the normal ageing of transformer have to be taken into account. Therefore, the ability to predict the faults and normal ageing in transformers of Duval pentagon will increase. That is became the Duval pentagon can provide the predicted result of normal ageing of transformer insulation by pointing at the stray gas zone.

## REFERENCES

- [1] A. Siada and S. Islam, "A New Approach to Identify Power Transformer Criticality and Asset Management Decision Based on Dissolved Gas-in-Oil Analysis," *IEEE Trans. Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 19, no. 3, pp. 1007–1012, Jun. 2012.
- [2] I. H. Atanasova and R. Frotscher, "Carbon Oxides in the Interpretation of Dissolved Gas Analysis in Transformers and Tap Changers," *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 26, no. 6, pp. 22–26, 2012.
- [3] M. Duval, "The Duval Triangle for Load Tap Changers, Non-Mineral Oils and Low Temperature Faults in Transformers," *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 24, no. 6, pp. 22–29, 2008.

- [4] IEC standard for Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gas analysis, IEC 60599 standard, 1999.
- [5] M. Duval, "The Duval Triangle for Load Tap Changers, Non-Mineral Oils and Low Temperature Faults in Transformers," *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 24, no. 6, pp. 22–29, 2008.
- [6] M. Duval, "A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers," *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 18, pp. 8–17, 2002.
- [7] M. Duval, "The Duval Pentagon—A New Complementary Tool for the Interpretation of Dissolved Gas Analysis in Transformers," *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 30, no. 6, pp. 9–12, 2014.
- [8] M. Duval, "Interpretation of Gas-In-Oil Analysis Using New IEC Publication 60599 and IEC TC 10 Databases," *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 17, no. 2, pp. 31–41, 2001.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2. W. Wattakapaiboon, N. Pattanadech and S. Potivejku, "The Comparison of DGA interpretation techniques: Experience from Electrical Power Plant," The 2nd Symposium on Lightning Protection and High Voltage Engineering (ISLH), วันที่ ๙ - ๑๐ มีนาคม ๒๕๕๙, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง, กรุงเทพฯ

# ISLH 2016

The 2<sup>nd</sup> International Symposium on Lightning Protection and High Voltage Engineering



March 9-10, 2016

King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang  
Bangkok, Thailand

ISLH KMITL

**PROCEEDINGS OF THE INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON  
LIGHTNING PROTECTION AND HIGH VOLTAGE ENGINEERING 2016**



ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น ออกทางนี้ไม่มีให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งหากมีการนำไปใช้

# The Comparison of DGA interpretation techniques: Experience from Electrical Power Plant

W. Wattakapaiboon, N. Pattanadech and S. Potivejkul

Faculty of Engineering, King Mongkut Institute of Technology Ladkrabang  
1 Soi Chalangkung 1 Ladkrabang Bangkok 10520 Thailand  
w.watakapaiboon@gmail.com

## Abstract

The aim of this paper is to represent the performance of various DGA test result interpretation techniques i.e. Doernenburg Ratio, Roger Ratio, IEC Ratio, Duval Triangle and Duval Pentagon. Twenty three fault cases occurring in transformers obtained from opened tank transformers were employed to evaluate the performance of the DGA interpretation techniques. It was found that the Duval pentagon method provided the highest accuracy DGA interpretation compared with other methods. Therefore, the Duval pentagon method is an interesting method that should be studied further.

**Keywords:** Dissolved gas analysis, Fault diagnostic, Monitoring

## 1. Introduction

The monitoring and diagnosis of insulation condition are very necessary to ensure the reliable operation of transformers. Dissolved gas analysis (DGA) is one of the useful techniques employed to assess the condition of insulation in transformers. DGA technique is a reliable method and widely used to detect incipient faults which may occur in transformers [1, 2].

The DGA method is used to analyze the gas concentrations which are formed by decomposition process of the insulations when a transformer has faults due to electrical and thermal stresses. The existence of oil and paper decomposition initiates some gases which lead to reduce the dielectric strength of oil and paper [3, 4]. The generated gases from degradation of mineral oil are composed of hydrogen ( $H_2$ ), methane ( $CH_4$ ), ethane ( $C_2H_6$ ) and ethylene ( $C_2H_4$ ) [5] and from paper insulation are comprised of carbon monoxide (CO) and carbon dioxide ( $CO_2$ ) [6]. These gases have dissolved in oil. The procedure of DGA starts with collecting oil sample from transformers. Then, gas separating from the oil sample is carried out. The interpretation of DGA test results will be performed at the final process.

## 2. DGA Interpretation Methods

### 2.1 Roger Ratio Method (RRM)

The RRM uses only three gas ratios,  $C_2H_2/C_2H_4$ ,  $CH_4/H_2$  and  $C_2H_4/C_2H_6$  for DGA interpretation as shown in Table 1. It was reported that the successfully corrected fault type identification by RRM was at least 58.9% [6, 7]. However, the DGA interpretation with RRM may

not specify the fault case if the ratios of gas concentration do not match with the typical gas ratio concentration demonstrated in Table 1.

TABLE I  
Key Gases and Fault Types from RRM [8]

$C_2H_2/C_2H_4$	$CH_4/H_2$	$C_2H_4/C_2H_6$	Suggested fault diagnosis
<0.1	>0.1 to <1.0	<1.0	Unit normal
<0.1	<0.1	<1.0	Low-energy density arcing-PD
0.1 to 0.3	0.1 to 1.0	>3.0	Arcing-High energy discharge
<0.1	>0.1 to <1.0	1.0 to 3.0	Low temperature thermal
<0.1	>1.0	1.0 to 3.0	Thermal <700 °C
<0.1	>1.0	>3.0	Thermal >700 °C

### 2.2 IEC Ratio Method (IRM)

IEC ratio method (IRM) is one of the accepted DGA interpretation technique using only three gas ratios as the same gas ratios employed by RRM to analyze the fault cases in transformers [8]. By plotting the gas concentration ratios into the 3-dimension graphic, it could indicate the possible fault cases in transformers. The six different faults indicated by IEC Ratio are described in Table 2. However, applying the IEC ratio, some combinations of gas ratios may fall outside the limited range of the DGA interpretation and do not correspond to any kind of faults. Moreover, some identified faults may be between the overlap fault areas (D1 and D2).

TABLE II  
Type of Faults for IRM [9]

Case	Characteristic Fault
PD	Partial discharge
D1	Discharges of low energy
D2	High energy discharges
DT	Combination of thermal faults and discharges
T1	Thermal faults not exceeding 300 °C
T2	Thermal faults exceeding 300 °C but not exceeding 700 °C
T3	Thermal faults exceeding 700 °C

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

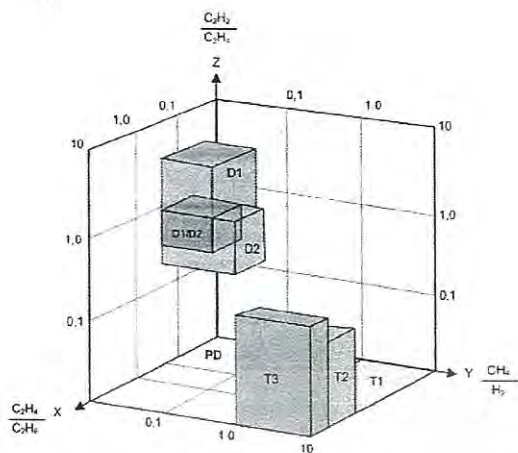


Fig. 1. Graphical representation of gas ratio [9]

**2.3 Duval Triangle method (DTM)**

Duval Triangle method (DTM) is widely used for interpreting dissolved gases obtained from mineral oil filled transformers. Only three hydrocarbon gases C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> and CH<sub>4</sub> are used to classify fault types in Duval Triangle [10, 11]. The present of gas concentrations obtained from the calculated gas ratios are plotted into the Duval triangle. The pointing area shows the problem which may occur in the transformers. The seven section areas in Duval Triangle are shown in Fig. 2. However, Duval Triangle should be applied only if at least one gas is above typical values of gas concentrations and above typical rate of gas increase [9], otherwise the interpretation test result will identify the insulation problem for every investigated case even though the transformer insulation is in the normal ageing condition. This may lead to be misunderstood to provide any maintenance strategy for such transformer.

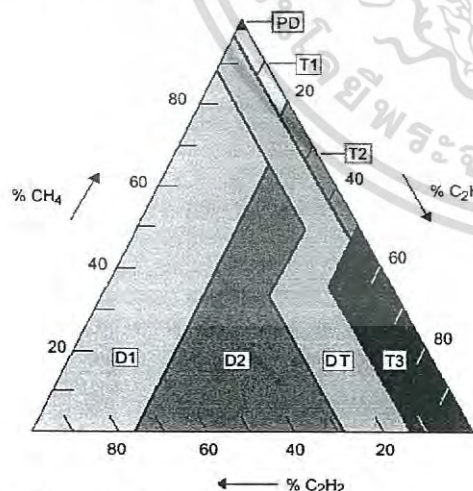


Fig. 2. Duval Triangle [10]

**2.4 Duval Pentagon Method (DPM)**

The Duval Pentagon method (DPM) have been recently developed to improve DGA test result interpretation technique from Duval triangle [12]. By

additional considering two new gases, H<sub>2</sub> and C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, which could distinguish partial discharge (PD) in transformer oils [12]. The Duval Pentagon method uses the relationship of each gas of H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> and the total of gases that evaluated in the percents as presented in Fig. 3. The axes of pentagon cover the length from 0% to 100% by which the center of pentagon is determined for the starting point. The centroid of gas concentration is computed and plotted into the Duval pentagon. The fault type is interpreted depending on the fault zone as depicted in Fig. 4.

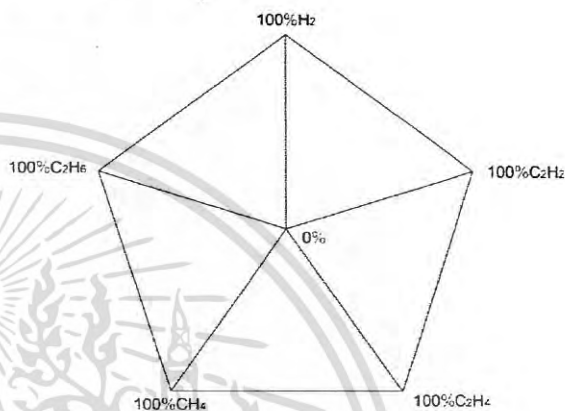


Fig. 3. Duval pentagon representation [13]

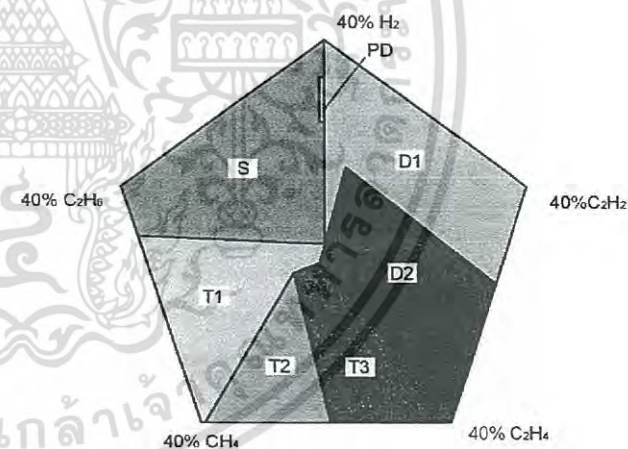


Fig. 4. Zone boundaries in pentagon [13]

**3. Test Method**

To evaluate the performances of each DGA interpretation techniques, six fault types following IEC 60599 [9], namely, PD, D1, D2, T1, T2, and T3 were slightly adjusted from the common cases of the aforementioned DGA interpretation techniques which are described in Table 3. The twenty three cases obtained from opened tank transformers for problem investigation were applied for this research work. These case studies were obtained from the maintenance companies for electrical power plant in Thailand and also from the reports and journal as stated in reference [14-22]. These case studies of opened tank transformer acquired from

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

electrical power plant in Thailand are shown in Fig. 5 to 8 respectively.

TABLE III  
Grouping for Fault Type Codes for this Research

Method	PD	D1	D2	T1 and T2	T3
RRM	Low energy density arcing	Low energy density arcing	Arcing – High energy discharge	Low temperature thermal Thermal < 700 °C	Thermal > 700 °C
IRM	Partial Discharge	Discharges of low energy	High energy discharges	Thermal faults not exceeding 700 °C Thermal faults exceeding 300 °C but not exceeding 700 °C	Thermal faults exceeding 700 °C
DIM	Partial Discharge	Discharges of low energy	High energy discharges	Thermal faults not exceeding 300 °C Thermal faults exceeding 300 °C but not exceeding 700 °C	Thermal faults exceeding 700 °C
DPM	Partial Discharge	Discharges of low energy	High energy discharges	Thermal faults not exceeding 300 °C Thermal faults exceeding 300 °C but not exceeding 700 °C	Thermal faults exceeding 700 °C

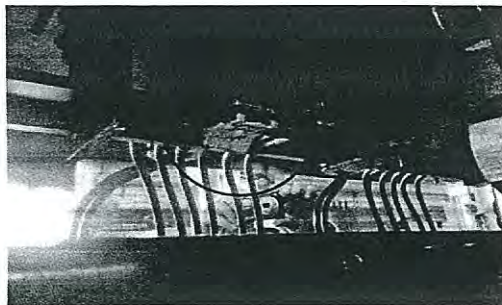


Fig. 6. Overheat at leads

Case Study 2

**Rate capacity:** 2000 kVA  
**Rate voltage:** 22/400 kV/V  
**Year:** 2005  
**Problem:** carbon product from overheat at paper insulation paper  
**Dissolved gas in ppm:**  
 H<sub>2</sub> = 31, CH<sub>4</sub> = 3, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> = 8, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> = 46, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> = 67,  
 CO = 71 and CO<sub>2</sub> = 4397

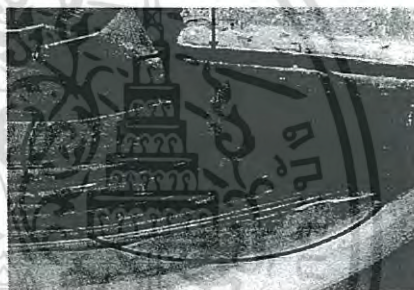


Fig. 7. Carbon product from overheat at paper insulation

Case Study 1

**Rate capacity:** 2000 kVA  
**Rate voltage:** 6.6/400 kV/V  
**Year:** 1997  
**Problem:** Overheat at clamp and lead  
**Dissolved gas in ppm:**  
 H<sub>2</sub> = 550, CH<sub>4</sub> = 5679, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> = 6346, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> = 5190,  
 C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> = 82, CO = 549 and CO<sub>2</sub> = 10780

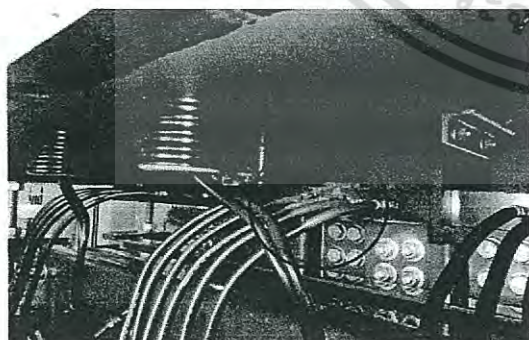


Fig. 5. Overheat at clamp

Case Study 3

**Rate capacity:** 500 kVA  
**Rate voltage:** 22/416 kV/V  
**Year:** 1998  
**Problem:** loose of connection and overheat at connection  
**Dissolved gas in ppm:**  
 H<sub>2</sub> = <1, CH<sub>4</sub> = 100, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> = 218, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> = 30, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> = <1,  
 CO = 471 and CO<sub>2</sub> = 2968

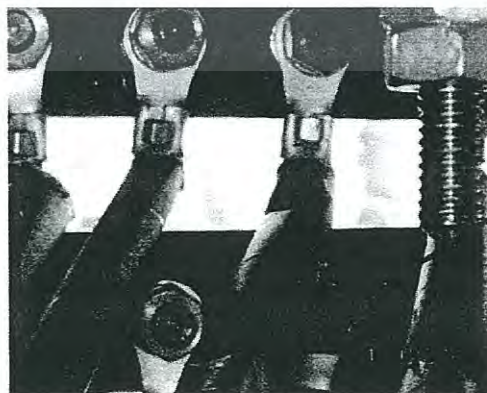


Fig. 8. Overheat at connection

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยมนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
 ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

#### 4. Result

The DGA interpretation methods as explained in Table 3 were tested by twenty three faults from open tank transformers. The percentages of successful prediction and of consistency are calculated by equations below:

$$\% \text{Successful prediction} = \frac{\text{number of correct prediction in each case}}{\text{number of prediction in each case}} \times 100 \quad (1)$$

$$\% \text{Consistency} = \frac{\text{number of correct prediction}}{\text{number of prediction}} \times 100 \quad (2)$$

The test results can be summarized in Table 4. It was found that the DPM provided the highest accuracy for DGA test result interpretation compared with RRM, DTM and IRM respectively. From the Table 4, the RRM would give more correction percent than DPM, if the test was considered only the case interpreted in the successful prediction. However, when considered all of study cases showed in the consistency percent, the correction percent of RRM would be reduced because of some cases that RRM could not interpret. Moreover, the correction percent of DTM and IRM would be decreased, if the cases used in the test have the transformer with no deflection. The DTM and IRM could not clarify the answer in the case that the transformer which did not have any problems as other methods could.

TABLE IV  
Comparison of Successful Prediction of Each Interpretation Technique

Method	N	Nc	% Successful prediction	% Consistency
RRM	16	16	100	70
IRM	16	9	56	39
DTM	23	17	74	74
DPM	23	20	87	87

Note: N = Number of predictions  
Nc = Number of correct predictions

#### 5. Conclusion

In conclusion, the results show that Duval pentagon method gave the highest correction percent. DPM was created in order to handle with the problems that cannot be solved by DTM. The DPM not only gave the highest correction percent but also approached the case that contained with the normal aging transformers shown in the stray gas zone. In summary, the interpretation by DPM is quite new and interesting method that should be studied further.

#### ACKNOWLEDGMENT

This work was supported by The Thailand Research Fund under the Researchers and Research for Industry Grants: Master Sci. & Tech Grants 2015 Research Funding No. MSD58I0069 and Insulation Engineering and Consultant CO., LTD.

#### References

- [1] IEC standard for Mineral oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance, IEC 60422 standard, 2013.
- [2] T. J. Hauptert and F. Jakob, “Review of the Operating Principles and Practice of Dissolved Gas Analysis”, Philadelphia ASTM, 1988.
- [3] Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography, ASTM D3612-02 (Reapproved 2009), 2009.
- [4] H.-T. Yang and C. C. Liao, “Adaptive fuzzy diagnosis system for dissolved gas analysis,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 14, p. 1342, 1999.
- [5] A. Siada and S. Islam, “A New Approach to Identify Power Transformer Criticality and Asset Management Decision Based on Dissolved Gas-in-Oil Analysis,” *IEEE Trans. Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 19, no. 3, pp. 1007–1012, Jun. 2012.
- [6] I. H. Atanasova and R. Frotscher, “Carbon Oxides in the Interpretation of Dissolved Gas Analysis in Transformers and Tap Changers,” *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 26, no. 6, pp. 22–26, 2012.
- [7] H.-C. San, Y.-C. Huang, and C.-M. Huang, “A review of dissolved gas analysis in power transformers,” *Energy Procedia*, vol. 14, pp. 1220–1225, 2012.
- [8] IEEE Guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformer, IEEE Std C57.104, 1991.
- [9] IEC standard for Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gas analysis, IEC 60599 standard, 1999.
- [10] M. Duval, “The Duval Triangle for Load Tap Changers, Non-Mineral Oils and Low Temperature Faults in Transformers,” *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 24, no. 6, pp. 22–29, 2008.
- [11] R. R. Rogers, “IEEE and IEC Codes to Incipient Faults in Transformers Using Gas in Oil Analysis,” *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 13, no. 5, pp. 39–49, 1978.
- [12] M. Duval, “A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers,” *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 18, pp. 8–17, 2002.
- [13] M. Duval, “The Duval Pentagon—A New Complementary Tool for the Interpretation of Dissolved Gas Analysis in Transformers,” *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 30, no. 6, pp. 9–12, 2014.
- [14] I. Höhle, A. J. Kachler, S. Tenbohlen, M. Stach and T. Leibfried, “Transformer Life Management German Experience with Condition Assessment,” *Contribution for CIGRE SC12/A2*, pp. 1-13-13-13, 2003.
- [15] M. Belmiloud, B. Raison and G. Rostaing, “Case studies of transformers investigations with DGA and winding resistances,” *Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM), International Conf.*, Tunis, pp. 1-5, 2014.
- [16] P. Boman, “TOGA Presentation Review of Case Studies,” 2014
- [17] S.K. Mishra and S. Suresh, “Power Transformer and Reactors Operational Experiences,” pp.1-14
- [18] A.R. Gray, “Practical Experience Gained from Dissolved Gas Analysis at an Aluminium Smelter,” *Doble Eskom Annual International Conf. Southern Africa*, pp. 1-35, 2010.
- [19] TJ/H2b Analytical Service Pty. Ltd. “Diagnostic Testing and Condition Assessment of HV Equipment,”
- [20] Core Team and SP Consultancy Work, “Condition Monitoring and Condition Based Maintenance”
- [21] R. W. Smith, “Transformer Failure Cases Studies,” *AT&T Executive Education and Conf.*, Austin, 2015.
- [22] Mirant Ltd., “DGA Case Studies-Trust your Results,” 2014.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. วิลาสินี วัฒนไพบูลย์ และ นรเศรษฐ์ พัฒนเดช, “การประเมินสภาพของหม้อแปลงด้วยเทคนิควิธีปรับปรุง Health Index, การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้ามหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล ครั้งที่ 8, วันที่ 26 - 27 พฤษภาคม 2559, จังหวัดภูเก็ต, ประเทศไทย



## การประเมินสภาพของหม้อแปลงด้วยเทคนิควิธีปรับปรุง Health Index

PW03

## Development of Transformer Condition Evaluation with Health Index

วิลาสินี วัตักพาบุญย์ และ นรเศรษฐ พัฒนเดช

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

เลขที่ 5 หมู่ 2 ถนนฉลองกรุง แขวงลาดกระบัง เขตลาดกระบัง กรุงเทพฯ โทรศัพท์ 02-723-4900 E-mail: w.watakapaiboon@gmail.com

## บทคัดย่อ

วิธี Health Index (HI) เป็นวิธีหนึ่งที่ใช้ในการประเมินสภาพหม้อแปลง โดยวิธี HI แบบดั้งเดิมจะใช้ค่าผลการทดสอบจากพารามิเตอร์จำนวนมากในการวิเคราะห์ซึ่งทำได้ยากในทางปฏิบัติ ดังนั้นบทความนี้นำเสนอวิธีการประเมินสภาพหม้อแปลงโดยใช้ตาราง HI ใหม่ที่พัฒนาขึ้นโดยใช้ค่าพารามิเตอร์ในการทดสอบที่ลดลง สำหรับการทดสอบประสิทธิภาพตาราง HI ใหม่ทำได้โดยเปรียบเทียบเปอร์เซ็นต์ความแตกต่างของคะแนนที่คำนวณได้จากตาราง HI ใหม่กับตารางแบบดั้งเดิมโดยใช้ 13 กรณีศึกษาในการทดสอบ จำนวนพารามิเตอร์ที่ใช้ทดสอบในบทความนี้เพื่อใช้คำนวณใหม่ประสิทธิภาพของตาราง HI ใหม่พารามิเตอร์ที่ใช้ศึกษา ได้แก่ การทดสอบ หาค่าความชื้นในน้ำมัน การทดสอบหาค่าแรงดันเบรคดาวน์ และการทดสอบหาค่าสารประกอบฟูราน จากการทดสอบพบว่าผลความแตกต่างของคะแนน HI ที่คำนวณได้มีความแตกต่างเพียง 7 เปอร์เซ็นต์เท่านั้น ดังนั้นตาราง HI ใหม่จึงสามารถใช้ในการประเมินสภาพและวางแผนซ่อมบำรุงได้เช่นเดียวกัน

คำสำคัญ: Health Index (HI), ประเมินสภาพหม้อแปลง, หม้อแปลง

## Abstract

Health Index (HI) is one of an important method applied for evaluating the condition of a transformer. The conventional HI method requires many test parameters to evaluate the transformer conditions. Therefore, it may lead to be an impractical task in many reality cases. The aim of this paper is to represent the new method to assess the conditions of transformers by applying a new developed Health Index table which was improved from the conventional HI table. The established HI table needs only some simple testing parameters for evaluating the transformer conditions. Thirteen transformer case studies were used to evaluate the performance of the develop HI table by comparing the score value obtained from the conventional HI table and the new develop HI table. The initially required testing parameters, furanic compound, water content and breakdown voltage were analyzed to construct the new HI table. The calculated score from HI table of

thirteen studies obtained from the developed HI table and the conventional HI table were relatively similar. Therefore, the new developed HI technique should be useful for condition analysis of the transformers and also for transformer strategy planning.

Keywords: health index, transformer evaluation, power transformer

## 1. บทนำ

หม้อแปลงเป็นอุปกรณ์ไฟฟ้าที่สำคัญอย่างมากในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า หลังจากหม้อแปลงได้ติดตั้งใช้งานไปในระยะหนึ่งระบบความของหม้อแปลงจะเริ่มสูญเสียสภาพความเป็นฉนวนที่ต่อเนื่องจากปัจจัยต่างๆ เช่นความเครียดสนามไฟฟ้า แรงทางกล ความชื้น ซึ่งปัจจัยเหล่านี้อาจเป็นผลที่ทำให้หม้อแปลงมีอายุการใช้งานที่สั้นลงส่งผลให้เกิดการผิดพลาดขึ้นในการทำงาน การลัดไหม้หรือการระเบิด ทำให้เกิดความเสียหายและค่าใช้จ่ายเป็นจำนวนมาก ดังนั้นหากสามารถประเมินสภาพของหม้อแปลงเพื่อให้เกิดการวางแผนซ่อมบำรุงอย่างถูกต้องจะทำให้ลดปัญหาที่เกิดขึ้นเหล่านั้นได้ วิธีการประเมินสภาพของหม้อแปลงนั้นมีหลายวิธีด้วยกัน เช่น Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) [1] Reliability Centered Maintenance (RCM) [2] วิธี Health Index [3]

วิธี Health Index (HI) เป็นวิธีการประเมินสภาพหม้อแปลงที่มีประสิทธิภาพอย่างยิ่งที่ใช้ในการวางแผนการซ่อมบำรุงหม้อแปลงเพื่อให้มีการซ่อมบำรุงในระยะเวลาที่เหมาะสม โดยใช้ข้อมูลที่ไดจากการตรวจสอบ การทดสอบจากภาคสนามและการทดสอบในห้องปฏิบัติการในการวิเคราะห์

## 2. พารามิเตอร์และการทดสอบ

## 2.1 Dissolved Gas Analysis (DGA)

การทดสอบ DGA เป็นการวิเคราะห์ก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันซึ่งเกิดจากการเสื่อมสภาพของฉนวนเพื่อตรวจสอบความผิดปกติที่เกิดขึ้นภายในหม้อแปลง เช่น การเกิดดีเอสอาร์บางส่วน โดยมีการแปลผลการทดสอบตามมาตรฐาน IEC 60599 [4] และ IEEE C57.104 [5]

สำหรับค่าการแบ่งระดับ ของ DGA แสดงไว้ดังตารางที่ 1 โดยค่าแฟกเตอร์ของ DGA สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 1

$$DGAF = \frac{\sum_{i=1}^7 S_i \times W_i}{\sum_{i=1}^7 W_i} \quad (1)$$

โดยที่  $S_i$  คือ คะแนนจากการประเมินก๊าซแต่ละชนิด และ  $W_i$  คือ น้ำหนักแฟกเตอร์ของก๊าซต่างๆ ที่ได้มีการแสดงไว้ดังตารางที่ 2

ตารางที่ 1 การแบ่งระดับสำหรับการทดสอบ DGA

รหัสการแบ่งระดับ	สถานะ	ค่าแฟกเตอร์
A	ดี	DGAF < 1.2
B	ยอมรับได้	1.2 ≤ DGAF < 1.5
C	ควรเฝ้าระวัง	1.5 ≤ DGAF < 2
D	แย่	2 ≤ DGAF < 3
E	แย่มาก	DGAF ≥ 3

ตารางที่ 2 คะแนนและน้ำหนักสำหรับการทดสอบ DGA

ก๊าซ	คะแนน						W <sub>i</sub>
	1	2	3	4	5	6	
H <sub>2</sub>	≤100	100-200	200-300	300-500	500-700	>700	2
CH <sub>4</sub>	≤75	75-125	125-200	200-400	400-600	>600	3
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	≤65	65-80	80-100	100-120	120-150	>150	3
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	≤50	50-80	80-100	100-150	150-200	>200	3
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	≤3	3-7	7-35	35-50	50-80	>80	5
CO	≤350	350-700	700-900	900-1100	1100-1400	>1400	1
CO <sub>2</sub>	≤2500	≤700	≤4000	≤5000	≤6000	>7000	1

## 2.2 สารประกอบฟูราน

สารประกอบฟูรานเป็นสารประกอบชนิดหนึ่งที่เกิดจากการเสื่อมสภาพของฉนวนเซลลูโลส ดังนั้นสารประกอบฟูรานจึงสามารถใช้ในการวิเคราะห์การเสื่อมสภาพของฉนวนเซลลูโลสได้ซึ่งนำไปสู่การประเมินอายุของหม้อแปลงที่เชื่อถือได้ โดยค่าการแบ่งระดับของการทดสอบหาค่าสารประกอบฟูราน แสดงไว้ดังตารางที่ 3

ตารางที่ 3 การแบ่งระดับสำหรับการทดสอบหาค่าสารประกอบฟูราน

รหัสการแบ่งระดับ	สถานะ	ค่าสารประกอบฟูราน (ppm)
A	ดี	0-0.1
B	ยอมรับได้	0.1-0.25
C	ควรเฝ้าระวัง	0.25-0.5
D	แย่	0.5-1.0
E	แย่มาก	มากกว่า 1.0

## 2.3 คุณภาพของน้ำมัน

การทดสอบคุณภาพของน้ำมันเป็นการทดสอบเพื่อตรวจสอบสภาพความเป็นฉนวนของน้ำมัน โดยเป็นไปตามมาตรฐาน IEC และ IEEE [6, 7] สำหรับค่าการแบ่งระดับของการตรวจสอบคุณภาพน้ำมัน แสดงไว้ดังตารางที่ 4 โดยค่า OQF สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2

$$OQF = \frac{\sum_{i=1}^5 S_i \times W_i}{\sum_{i=1}^5 W_i} \quad (2)$$

โดยที่  $S_i$  คือ คะแนนจากการประเมินการทดสอบน้ำมันแต่ละหัวข้อ และ  $W_i$  คือ น้ำหนักแฟกเตอร์ของการทดสอบ ได้มีการแสดงไว้ดังตารางที่ 5

ตารางที่ 4 การแบ่งระดับสำหรับการตรวจสอบคุณภาพน้ำมัน

รหัสการแบ่งระดับ	สถานะ	ค่าแฟกเตอร์
A	ดี	OQF ≤ 1.2
B	ยอมรับได้	1.2 ≤ OQF < 1.5
C	ควรเฝ้าระวัง	1.5 ≤ OQF < 2
D	แย่	2 ≤ OQF < 3
E	แย่มาก	OQF ≥ 3

ตารางที่ 5 คะแนนและน้ำหนักสำหรับการตรวจสอบคุณภาพน้ำมัน

การทดสอบ	คุณภาพของน้ำมัน				W <sub>i</sub>
	U ≤ 69 kV	69 ≤ U ≤ 230 kV	≥ 230 kV	คะแนน	
BD voltage	≥45	≥52	≥60	1	3
	35-45	45-52	50-60	2	
	30-35	35-45	40-50	3	
	2 mm	≤30	≤35	≤40	
IFT	≥25	≥30	≥32	1	2
	20-25	23-30	25-32	2	
	15-20	18-23	20-25	3	
	≤15	≤18	≤20	4	
Acidity	≤0.05	≤0.04	≤0.03	1	1
	0.05-0.1	0.04-0.1	0.03-0.07	2	
	0.1-0.2	0.1-0.15	0.07-0.1	3	
	≥0.2	≥0.15	≥0.1	4	
Water content	≤25			1	4
	20-30			2	
	30-40			3	
	>40			4	
Color	≤1.5			1	2
	1.5-2.0			2	
	2.0-2.5			3	
	≥2.5			4	

หมายเหตุ U คือ ทิศทางแรงดันใช้งานของหม้อแปลง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
25-27 พฤษภาคม พ.ศ. 2559 โรงแรมดวงจิตต์ 3 สวรรค์ทอนด์ สป.ฯ จังหวัดภูเก็ต  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมีให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. Health Index (HI)

การวิเคราะห์สภาพของหม้อแปลงด้วยวิธี HI แบบดั้งเดิมอาศัยข้อมูลที่บ่งบอกถึงการเสื่อมสภาพของหม้อแปลง การใช้งาน และปัจจัยอื่นๆ เพื่อนำไปสู่การคำนวณอายุที่เหลือของหม้อแปลง โดยรายละเอียดของการทดสอบต่างๆ ระบุไว้ดังตารางที่ 6 การคำนวณคะแนน HI เป็นไปตามสมการที่ 3 โดยมีค่า K ที่ใช้เป็นสัมประสิทธิ์การถ่วง และ HIF คือค่าตัวเลขที่ได้จากการประเมินสภาพของแต่ละการทดสอบที่มีภาระระบุไว้ในตารางที่ 6 คะแนนที่ได้จากการคำนวณจะนำไปประเมินสภาพของหม้อแปลงได้ตามตารางที่ 7

$$HI = 60\% \times \frac{\sum_{j=1}^{21} K_j HIF_j}{\sum_{j=1}^{21} 4K_j} + 40\% \times \frac{\sum_{j=21}^{24} K_j HIF_j}{\sum_{j=21}^{24} 4K_j} \quad (3)$$

ตารางที่ 6 Health Index แบบดั้งเดิม [3]

ลำดับ	การทดสอบของวิธี Health Index	K	รหัสนำการแบ่งระดับ	HIF
1	DGA	10	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
2	Load History	10	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
3	Power Factor	10	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
4	Infra-red	10	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
5	Oil Quality	6	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
6	Overall Condition	8	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
7	Furan or Age	5	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
8	Turns ratio	5	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
9	Leakage reactance	8	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
10	Winding resistance	6	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
11	Core-to-ground	2	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
12	Bushing Condition	5	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
13	Main Tank Corrosion	2	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
14	Cooling Equipment	2	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
15	Oil Tank Corrosion	1	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
16	Foundation	1	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
17	Grounding	1	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
18	Gaskets, seals	1	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
19	Connectors	1	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
20	Oil Leaks	1	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
21	Oil Level	1	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
22	DGA of LTC	6	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
23	LTC Oil Quality	3	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
24	Overall LTC Condition	5	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0

ตารางที่ 7 ประเมินสภาพหม้อแปลงจากคะแนน HI

HI	สถานะหม้อแปลง	อายุที่เหลือของหม้อแปลง
85-100	ดีมาก	มากกว่า 15 ปี
70-85	ดี	มากกว่า 10 ปี
50-70	พอใช้	ไม่ก่น 10 ปี
30-50	แย่	น้อยกว่า 10 ปี
0-30	แย่มาก	ไม่สามารถใช้งานได้แล้ว

4. การทดสอบ

จากตารางที่ 6 จะสังเกตได้ว่ามีพารามิเตอร์ในการทดสอบเพื่อใช้ในการวิเคราะห์หลายตัวมากซึ่งการที่จะทำการทดสอบได้สมบูรณ์เพื่อให้ได้ตัวแปรครบทั้งหมดทำได้ยากในทางปฏิบัติ นอกจากนั้นแล้วบางการทดสอบไม่ได้มีการระบุการประเมินสถานะของการทดสอบไว้จึงทำการวิเคราะห์ให้ยากขึ้น บทความนี้จึงได้นำเสนอตาราง HI ใหม่เพื่อให้มีความสะดวกในการใช้เพื่อการวิเคราะห์โดยการลดการทดสอบบางหัวข้อลง และระบุการประเมินสถานะของการทดสอบบางหัวข้อเพิ่มเติมในกรณีทีตารางแบบดั้งเดิมไม่ได้มีการระบุการประเมินสถานะไว้ดังที่แสดงไว้ดังตาราง 8 โดยการคิดคะแนนเป็นไปตามสมการที่ 4 และมีการแปลผลคะแนนเช่นเดียวกับวิธี HI แบบดั้งเดิมที่ใช้กันโดยทั่วไป

$$HI = 60\% \times \frac{\sum_{j=1}^{12} K_j HIF_j}{\sum_{j=1}^{12} 4K_j} + 40\% \times \frac{\sum_{j=12}^{15} K_j HIF_j}{\sum_{j=12}^{15} 4K_j} \quad (4)$$

ตารางที่ 8 คะแนน Health Index ที่ออกแบบใหม่

ลำดับ	การทดสอบของวิธี Health Index	K	รหัสนำการแบ่งระดับ	HIF
1	DGA	10	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
2	Load History	10	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
3	Power Factor	10	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
4	Infra-red	10	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
5	Oil Quality	6	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
6	Overall Condition	8	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
7	Visual Inspection	10	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
8	Turns Ratio	5	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
9	Leakage Reactance	8	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
10	Winding Resistance	6	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
11	Core-to-ground	2	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
12	Bushing Condition	5	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
13	DGA of LTC	6	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
14	LTC Oil Quality	3	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
15	Overall LTC Condition	5	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า 25-27 พฤษภาคม พ.ศ. 2559 โรงแรมดวงจิตต์ รีสอร์ท แอนด์ สปา จังหวัดภูเก็ต  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากตารางที่ 8 จะเห็นได้ว่าการทดสอบจะลดลงเหลือเพียง 15 การทดสอบ ซึ่งรายละเอียดที่ใช้ในการประเมินสถานะของแต่ละการทดสอบ ได้มีแสดงไว้ข้างต้นและในเอกสาร [3] จากตารางที่ 8 มีการระบุ การทดสอบ visual inspection เพิ่มขึ้นมาจากตาราง HI แบบดั้งเดิมไม่มีข้อมูลในส่วนของการประเมินสถานะของการทดสอบหัวข้อ 13-21 ระบุไว้ การทดสอบในหัวข้อ visual inspection ใช้ในการวิเคราะห์สภาพของหม้อแปลงโดยรวม โดยใช้การตรวจสอบจากสภาพภายนอกในหัวข้อ 13-21 ว่าอยู่ในสถานะปกติหรือไม่ โดยมีการแบ่งระดับแสดงไว้ดังตารางที่ 9

ตารางที่ 9 การแบ่งระดับของการ Visual Inspection

รหัสการแบ่งระดับ	สถานะ	รายละเอียด
A	ดี	ระบบการทำงานปกติ
B	ยอมรับได้	ระบบ 1-2 ระบบมีปัญหา
C	ควรเฝ้าระวัง	ระบบ 3 ระบบมีปัญหา
D	แย่	ระบบ 4 ระบบมีปัญหา
E	แย่มาก	ระบบมากกว่า 4 ระบบมีปัญหา

ประสิทธิภาพของตาราง HI ใหม่ที่ทำการออกแบบนั้นหาได้ โดยการเปรียบเทียบค่าเปอร์เซ็นต์ความแตกต่างของคะแนน HI ที่คำนวณได้จากแบบดั้งเดิมและแบบใหม่ ซึ่งใช้ผลการทดสอบ 3 การทดสอบเพื่อคุณแนวโน้มในการประเมินประสิทธิภาพ ได้แก่ การวัดค่าความชื้นในน้ำมัน การหาค่าแรงดันเบรคดาวน์ และการทดสอบหาค่าสารประกอบฟوران ข้อมูลกรณีศึกษาที่นำมาใช้ในการทดสอบนั้นเป็นข้อมูลที่ได้จากหม้อแปลง 13 เครื่อง จากผลการทดสอบอ้างอิงตามเอกสาร [8-10]

5. ผลการทดสอบ

จากการทดสอบโดยกรณีศึกษาทั้ง 13 เครื่องพบว่าเปอร์เซ็นต์ความแตกต่างของคะแนนที่คำนวณได้จากตารางแบบดั้งเดิมเทียบกับตารางแบบใหม่โดยเฉลี่ยแล้วคือ 7% และการแปลผลจากคะแนน HI นั้นแตกต่างกันเพียงกรณีเดียวหรือคิดเป็นเปอร์เซ็นต์ค่าความถูกต้องเมื่อเทียบกับตารางแบบดั้งเดิม คือ 92%

6. สรุปผล

จากผลการวิจัยพบว่าเมื่อทำการลดการทดสอบบางหัวข้อซึ่งเป็นการทดสอบที่ไม่ได้มีกรทดสอบเป็นประจำคือ การทดสอบค่าสารประกอบฟوران จะมีเปอร์เซ็นต์ความแตกต่างของคะแนนที่คำนวณได้แตกต่างจากตาราง HI แบบดั้งเดิมเพียง 7 เปอร์เซ็นต์เท่านั้น นอกจากนั้นแล้วเมื่อนำคะแนนที่คำนวณได้การแปลผลจะเห็นได้ว่ามีความถูกต้องค่อนข้างสูง แสดงว่าการลดการทดสอบหาค่าสารประกอบฟورانไม่ส่งผลกระทบต่อประเมินสภาพของหม้อแปลงมากนักเพราะเมื่อตัดหัวข้อการทดสอบฟورانออกการแปลผลจากตาราง HI แบบใหม่มีความแตกต่างกันกับตารางแบบเก่าเพียงกรณีเดียวเท่านั้น นอกจากนั้นแล้วยังมี

การกำหนดการประเมินสถานะในส่วนของการตรวจสอบ visual inspector เพิ่มเติมเพื่อแก้ไขปัญหาของตารางแบบดั้งเดิมที่ไม่ได้มีการระบุการประเมินสถานะในบางการทดสอบ ดังนั้นตาราง HI แบบใหม่ขึ้นสามารถใช้งานในทางปฏิบัติได้ง่ายขึ้น

7. กิตติกรรมประกาศ

งานวิจัยนี้ได้รับทุนสนับสนุนภายใต้โครงการพัฒนานักวิจัยและงานวิจัยเพื่ออุตสาหกรรม-พวอ. ระดับปริญญาโท ประจำปี 2558 สัญญาหมายเลข MS5810069 และบริษัทอินซูเลชั่น เอนจิเนียริง แอนด์ คอนซัลแทนท์ จำกัด

เอกสารอ้างอิง

[1] M. Akbari, P. Khazaei, I. Sabetghadam and P. Karimifard, "Failure Modes and Effects Analysis for Power Transformer" 28<sup>th</sup> Power System Conference, 2013

[2] J. Moubray, "Reliability Centered Maintenance," Industrial Press Inc., 2000, pp. 53-89.

[3] A. N. Jahromi, R. Piercy, S. Cress and W. Fan, "An Approach to Power Transformer Asset Management Using Health Index," IEEE Insul. Mag., vol. 25, 2009.

[4] IEC standard for Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gas analysis, IEC 60599 standard, 1999.

[5] IEEE Guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformer, IEEE Std C57.104, 1991.

[6] IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment, IEEE Std C57.106-2006, IEEE Transformers Committee, 2006.

[7] IEC 60505, "Evaluation and qualification of electrical insulation systems," 3<sup>rd</sup> ed., 2004.

[8] N. Azis, D. Zhou, Z.D. Wang, D. Jones, B. Wells and G.M. Wallwork, "Operational Condition Assessment of In-Service Distribution Transformers," IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, 2012.

[9] K Baburao, N. M. Bhangre, A. M. Wagle, A. Venkatasami, S. E. Chaudhari, "The experience of DP and Furan in Remnant Life Assessment of Power Transformer," International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, 2008.

[10] R. A. Ghunem, A. H. El-Hag, K. Assaleh, "Prediction of furan content in transformer oil using Artificial Neural Networks (ANN)," Conference Record of the 2010 IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), 2010.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ของวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย ในพระบรมราชูปถัมภ์ ไม่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
 25-27 พฤศจิกายน พ.ศ. 2559 โรงแรมทิวาแกรนด์ กรุงเทพมหานคร  
 ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4. W. Wattakapaiboon, N. Pattanadech, "The New Developed Health Index for Transformer Condition Assessment," International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, วันที่ 25 - 28 กรกฎาคม 2559, Xi'an, China

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

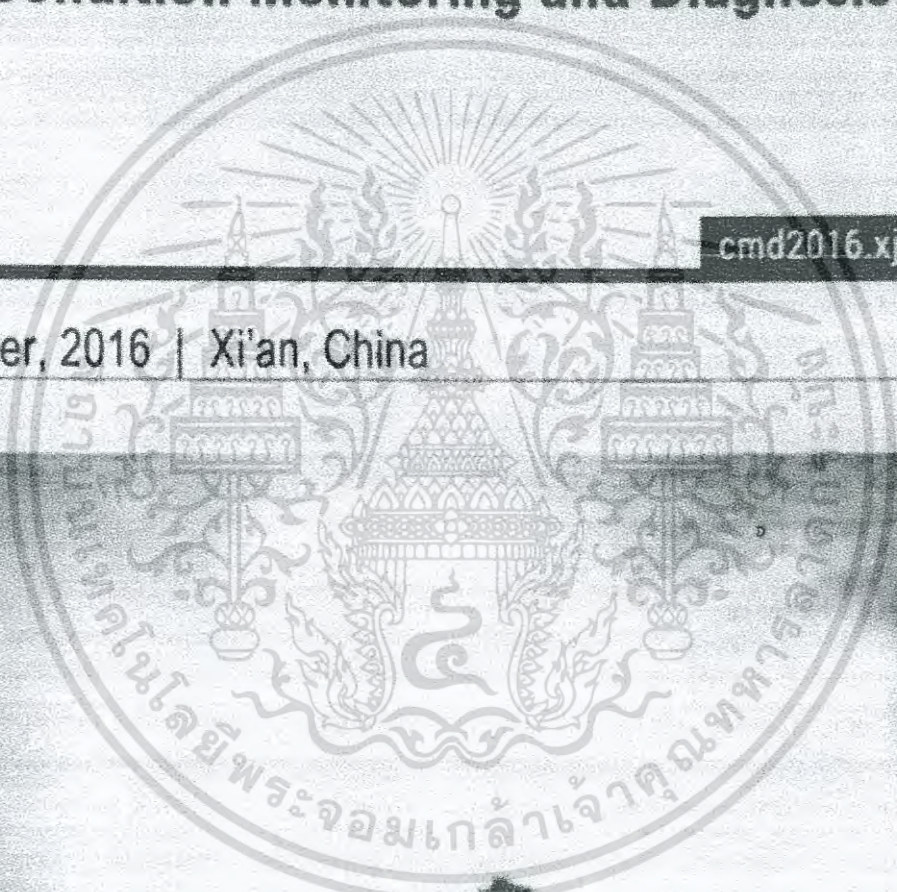


# CMD2016

International Conference on  
Condition Monitoring and Diagnosis 2016

[cmd2016.xjtu.edu.cn](http://cmd2016.xjtu.edu.cn)

25-28 September, 2016 | Xi'an, China



# The New Developed Health Index for Transformer Condition Assessment

W. Watakapaiboon<sup>1</sup>, N. Pattanadech<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Dept. Electrical Engineering, Faculty of Engineering

<sup>2</sup> King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang

Bangkok, Thailand

w.watakapaiboon@gmail.com<sup>1</sup>, Norasage@yahoo.com<sup>2</sup>

**Abstract**— Health Index (HI) technique is useful for maintenance strategy planning of transformers utilized in industrial sectors and electrical power systems. The conventional HI method requires many testing parameters to evaluate the transformer conditions. Therefore, it may lead to be an impractical task in many reality cases. Besides, some required testing parameters are not clearly defined. The aim of this paper is to represent the new method to assess the conditions of transformers by applying a new developed HI table which was improved from the conventional HI table. The new developed HI table needs only some simple testing parameters for evaluating the transformer conditions. Thirteen transformer case studies were used to evaluate the performance of the new develop HI table by comparing the score value obtained from the conventional HI table and the new developed HI table. The test results show that only 7% different score obtained from the developed HI table compared with conventional HI table. Therefore, the new developed HI technique should be useful for condition analysis of the transformers and also for transformer strategy planning. Applying the new HI technique could reduce the operation cost and adapt well for practical work.

**Keywords**—health index, monitoring, asset management, power transformer

## I. INTRODUCTION

Transformer is an important electrical equipment in a power system used for transferring electrical power. The ordinary lifetime of transformer is about 25 to 40 years [1]; however, it depends on characteristics of using. When transformers are operated, insulators would deteriorate because of moisture, heat and other factors [2]. These factors could decrease the lifetime of transformers, lead to failure of operation, and the explosion during an operation. In order to avoid these problems, identity and assessment the condition of transformers are important activities for the maintained plan.

There are many methods to assess the condition of transformers such as Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) [3], Reliability Centered Maintenance (RCM) [4-8], Root Cause Failure Analysis, Risk Base Inspection [9-10] and Health Index [11].

Health Index (HI) is useful and effective method to create a proper maintained plan [12, 13]. It utilizes the result from inspection, field test and laboratory test to analysis the condition of transformer. There are many methods could be used for HI specification such as Dissolved gas analysis (DGA), furanic compound measurement, Degree of Polymerization (DP) measurement, oil quality test, power factor test, the visual inspections (cooling system, corrosive tank, grounding system)

and the equipment conditional inspections such as bushing and load tap changers (LTCs).

## II. PARAMETERS AND TESTS

The method of transformer diagnostic and monitoring could be done variously; and the main method are DGA, oil quality test, furanic compound measurement, power factor test, equipment inspection (OLTC, bushing), load history and visual inspection.

### A. Dissolved Gas Analysis (DGA)

The DGA method is used to analyze the gas concentrations which are formed by decomposition process of the oil insulation ( $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ) [14] and paper insulation ( $CO$ ,  $CO_2$ ) [15] which have dissolved in oil. DGA technique is a reliable method and widely used to detect incipient faults which may occur in transformers such as partial discharge, thermal fault and electrical fault.

One of the essential procedures in DGA is the interpretation scheme which may provide different test results depending on the utilized interpretation technique. The interpretation DGA test result can be performed following IEC 60599 [16] and IEEE C57.104 [17]

DGA factor could be calculated by the Eq. (1) and could show the transformer rating by Table 1.

$$DGAF = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \times W_i}{\sum_{i=1}^n W_i} \quad (1)$$

When  $S_i$  is score from the evaluating of the concentration of gases; and  $W_i$  is weighting factor of the concentration gases showing in the Table 2.

TABLE I. TRANSFORMER RATING BASED ON DGA FACTOR [11]

Rating Code	Condition	Description
A	Good	$DGAF < 1.2$
B	Acceptable	$1.2 \leq DGAF < 1.5$
C	Need Caution	$1.5 \leq DGAF < 2$
D	Poor	$2 \leq DGAF < 3$
E	Very poor	$DGAF \geq 3$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

TABLE II. SCORING AND WEIGHT FACTORS FOR GAS LEVELS (PPM) [11]

Gas	Score						W <sub>i</sub>
	1 Good	2	3	4	5	6	
H <sub>2</sub>	≤100	100-200	200-300	300-500	500-700	>700	2
CH <sub>4</sub>	≤75	75-125	125-200	200-400	400-600	>600	3
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	≤65	65-80	80-100	100-120	120-150	>150	3
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	≤50	50-80	80-100	100-150	150-200	>200	3
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	≤3	3-7	7-35	35-50	50-80	>80	5
CO	≤350	350-700	700-900	900-1100	1100-1400	>1400	1
CO <sub>2</sub>	≤250	≤700	≤4000	≤5000	≤6000	>7000	1

B. Furanic compound

Deterioration of cellulose causes the furanic compound due to heat, oxidation, acid and moisture. So the furanic compound analysis could approximate the lifetime of transformer [18] follow by IEC 61198 [19]. The rating of furanic compound analysis is shown in Table 3.

TABLE III. FURANIC COMPOUND ANALYSIS RATING [11]

Rating Code	Condition	Furaldehyde (ppm)
A	Good	0-0.1
B	Acceptable	0.1-0.25
C	Need Caution	0.25-0.5
D	Poor	0.5-1.0
E	Very poor	More than 1.0

C. Oil Quality

The oil quality test result represent the quality of oil. It needs to analyze the test results from electrical testing, chemical testing and physical testing as recommended by IEC and IEEE standards [20-22]. Table 4 presents the rating of oil quality test. The oil quality factor (OQF) can be calculated by Eq. (2).

$$OQF = \frac{\sum_{i=1}^5 S_i \times W_i}{\sum_{i=1}^5 W_i} \quad (2)$$

When S<sub>i</sub> is score from evaluate the oil quality tests; and W<sub>i</sub> is weighting factor of the oil quality showing in the Table 5.

TABLE IV. RATING OF OIL QUALITY TESTS [11]

Rating Code	Condition	Description
A	Good	OQF < 1.2
B	Acceptable	1.2 ≤ OQF < 1.5
C	Need Caution	1.5 ≤ OQF < 2
D	Poor	2 ≤ OQF < 3
E	Very poor	OQF ≥ 3

TABLE V. OIL TEST PARAMETERS BASED ON IEEE C57.106-2006 [19]

Testing	Oil quality				W <sub>i</sub>
	U ≤ 69kV	69 to 230 kV	≥230 kV	score	
BD voltage ASTM D1816 Gap 2 mm	≥45	≥52	≥60	1 Good	3
	35-45	45-52	50-60	2	
	30-35	35-45	40-50	3	
	≤30	≤35	≤40	4	
IFT	≥25	≥30	≥32	1 Good	2
	20-25	23-30	25-32	2	
	15-20	18-23	20-25	3	
	≤15	≤18	≤20	4	
Acidity	≤0.05	≤0.04	≤0.03	1 Good	1
	0.05-0.1	0.04-0.1	0.03-0.07	2	
	0.1-0.2	0.1-0.15	0.07-0.1	3	
	≥0.2	≥0.15	≥0.1	4	
Water content	≤25			1 Good	4
	20-30			2	
	30-40			3	
	>40			4	
Color	≤1.5			1 Good	2
	1.5-2.0			2	
	2.0-2.5			3	
	≥2.5			4	

III. HEALTH INDEX METHOD

The transformer assessment and maintenance planed by HI method need information involving the deterioration of insulation systems, characteristic of load operation and other factors to estimate the lifetime of transformers. The score to assess the condition of transformers can be calculated from Eq. (3) [11]. To analyze the condition of transformer by using the Table 6, the conventional HI needs many testing as illustrated in Table 7, where; K is the coefficient of multiplication and HIF is the number from evaluation of each testing parameter.

$$HI = 60\% \times \frac{\sum_{j=1}^{21} K_j HIF_j}{\sum_{j=1}^{21} 4K_j} + 40\% \times \frac{\sum_{j=21}^{24} K_j HIF_j}{\sum_{j=21}^{24} 4K_j} \quad (3)$$

TABLE VI. CONDITION OF TRANSFORMERS ESTIMATE FORM HEALTH INDEX SCORE [11]

HI	Condition	Expected Lifetime
85-100	Very Good	More than 15 years
70-85	Good	More than 10 years
50-70	Fair	Up to 10 years
30-50	Poor	Less than 10 years
0-30	Very Poor	At End-of-Life

TABLE VII. THE CONVENTIONAL HEALTH INDEX [11]

NO.	Component Health Index	K	Condition Rating	HIF
1	DGA	10	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
2	Load History	10	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
3	Power Factor	10	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
4	Infra-red	10	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
5	Oil Quality	6	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
6	Overall Condition	8	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
7	Furan or Age	5	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
8	Turns ratio	5	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
9	Leakage reactance	8	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
10	Winding resistance	6	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
11	Core-to-ground	2	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
12	Bushing Condition	5	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
13	Main Tank Corrosion	2	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
14	Cooling Equipment	2	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
15	Oil Tank Corrosion	1	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
16	Foundation	1	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
17	Grounding	1	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
18	Gaskets, seals	1	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
19	Connectors	1	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
20	Oil Leaks	1	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
21	Oil Level	1	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
22	DGA of LTC	6	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
23	LTC Oil Quality	3	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
24	Overall LTC Condition	5	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0

IV. TEST METHOD

From Table 7, the conventional HI table requires many testing parameters to evaluate the transformer conditions. Therefore, it may lead to be an impractical task in many reality cases. Besides, some required testing parameters are not clearly defined. Therefore, the ambiguous parameters obtained from the conventional HI method for example oil leaks, cooling equipment, foundation and grounding corrosion were grouped with obviously new definition.

The new developed HI table needs only some simple testing parameters for evaluating the transformer conditions demonstrated in Table 8. The score to assess the condition of transformers can be computed from Eq. (4). The calculated score is utilized to evaluate the condition of transformer as same as the conventional method.

$$HI = 60\% \times \frac{\sum_{j=1}^{12} K_j HIF_j}{\sum_{j=1}^{12} 4K_j} + 40\% \times \frac{\sum_{j=12}^{15} K_j HIF_j}{\sum_{j=12}^{15} 4K_j} \quad (4)$$

TABLE VIII. THE NEW DEVELOPED HEALTH INDEX 127

NO.	Component Health Index	K	Condition Rating	HIF
1	DGA	10	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
2	Load History	10	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
3	Power Factor	10	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
4	Infra-red	10	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
5	Oil Quality	6	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
6	Overall Condition	8	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
7	Visual Inspection	10	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
8	Turns ratio	5	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
9	Leakage reactance	8	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
10	Winding resistance	6	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
11	Core-to-ground	2	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
12	Bushing Condition	5	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
13	DGA of LTC	6	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
14	LTC Oil Quality	3	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0
15	Overall LTC Condition	5	A,B,C,D,E	4,3,2,1,0

Table 8 shows that the new developed HI table reduce the number of testing parameters from 24 parameters of the conventional HI table to 15 parameters. The furanic compound which is difficult to perform onsite is not take into account. Details of evaluating the conditions for each testing parameters are in [11]. Moreover, the conventional HI table does not have information to analyze some testing parameters i.e. main tank corrosion, cooling, oil tank corrosion, foundation, grounding, gaskets, seals, oil leaks and oil level.

In Table 8, the visual inspection was added into the new developed HI table to group these ambiguous parameters. To assess the visual inspection, the rating of visual inspection is proposed as shown in Table 9.

TABLE IX. RATING OF MORNITORING TRANSFORMER CONDITIONS FROM VISUAL INSPECTION

Rating Code	Condition	Description
A	Good	Normal operation
B	Acceptable	1-2 items have problem
C	Need Caution	3 items have problem
D	Poor	4 items have problem
E	Very poor	More than 4 items have problem

Thirteen transformer case studies from reports [23-25] were used to evaluate the performance of the new developed HI table. The percentage of different score to assess the condition of transformer calculated from the conventional HI table and the new developed HI table is compared. The required testing parameters, furanic compound, water content and breakdown voltage were utilized for conventional HI score calculation. While furanic compound was not need for new developed HI score calculation.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## V. RESULT

Thirteen transformer case studies were used to evaluate the performance of the developed HI table by comparing the score value obtained from the conventional HI table and the new developed HI table. The test results show only 7% score difference (mean value from all case studies) obtained from the developed HI table compared to the conventional HI method. The test result interpretation of thirteen case studies obtained from both HI table were relatively similar; only one case study provided different interpretation test result.

## VI. CONCLUSION

The new developed HI table which is more practical provides the HI score relatively similar to that of the conventional HI table. Furanic compound testing which is difficult take to perform was canceled for the new HI table. Besides, the ambiguous parameters in the conventional HI table was grouped as the visual inspection of the new developed HI table. The new developed HI table should be useful for condition analysis of the transformers and also for transformer strategy planning. Applying the new HI technique could reduce the operation cost and adapt well for practical work.

## ACKNOWLEDGMENT

This work was supported by The Thailand Research Fund under the Researchers and Research for Industry Grants: Master Sci. & Tech Grants 2015 Research Funding No. MSD58I0069 and Insulation Engineering and Consultant CO., LTD.

## REFERENCES

- [1] F. L. Dixon, D. Steward and J. Hoffmeister, "When to Replace Aging Transformers." *Petr. and Chem. Indu. Conf. (PCIC)*, pp. 1-14, 2010.
- [2] D. Zhou, Z. Wang, P. Jarman, and C. Li, "Data Requisites for Transformer Statistical Lifetime Modelling—Part II: Combination of Random and Aging-Related Failures." *IEEE Trans. on Pow. Deli.*, Vol. 29, No. 1, 2014.
- [3] Mohsen Akbari, P. Khazaei, I. Sabetghadam and P. Karimifard, "Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) for Power Transformers," 28<sup>th</sup> Power System Conf. Iran, 2013.
- [4] J. Moubray, "Reliability-centered Maintenance", Industrial Press Inc., pp. 53-89, 2000.
- [5] H. A. Aldhubaib and M. A. Salama, "A Novel Approach to Investigate the Effect of Maintenance on the Replacement Time for Transformers." *IEEE Trans. on Power Deli.*, Vol. 29, pp. 1603-1612, 2014.
- [6] L. Shixin, "Fault diagnosis expert system for power substation based on RCM," *Condition Monitoring and Diagnosis*, 2006.
- [7] Y. H. Lee, "Asset Management of Power Apparatus based Reliability Centered Maintenance", ISH, 2007
- [8] G. Wolf, T. Loczi and A. Vilimi, "Risk and Reliability - focused Maintenance Paks NPP-s for the Maintenance Strategy Technical Meeting on Maintenance Optimization to Improve Nuclear Power Plant Performance," *Technical Meeting on Maintenance Optimization to Improve Nuclear Power Plant Performance*, 2014.
- [9] M.H. Faber, "Risk Base Inspection and maintenance planning," *proceedings to international workshop*, 2000.
- [10] H. T. Yang, J. W. Yan, X. H. Zhu, "The Transformer Fault Management Information System Design Based on the Risk Assessment," *International Conf. on High Voltage Engineering and Application*, China, 2012
- [11] A. N. Jahromi, R. Piercy, S. Cress and W. Fan, "An Approach to Power Transformer Asset Management Using Health Index," *IEEE Insul. Mag.*, vol. 25, 2009.
- [12] T. Hjartarson and S. Otal, "Predicting future asset condition based on current health index and maintenance level," *IEEE Conf. Transmission & Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance*, Albuquerque, 2006.
- [13] A. Naderian, S. Cress, and R. Peirce, "An approach to determine the health index of power transformers," *Proc. IEEE Int. Symp. Electrical Insulation*, Canada, pp. 192-196, 2008.
- [14] A. Siada and S. Islam, "A New Approach to Identify Power Transformer Criticality and Asset Management Decision Based on Dissolved Gas-in-Oil Analysis," *IEEE Trans. Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 19, no. 3, pp. 1007-1012, Jun. 2012.
- [15] N. A. Baker, A. Abu-Siada and S. Islam, "A Review of Dissolved Gas Analysis Measurement and Interpretation Techniques", *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 30, no. 3, pp. 39-49, 2014.
- [16] IEC standard for Mineral oil-impregnated electrical equipment in service - Guide to the interpretation of dissolved and free gas analysis, IEC 60599 standard, 1999.
- [17] IEEE Guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformer, IEEE Std C57.104, 1991.
- [18] T. K. Saha, "Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers," *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 10, No. 5, pp. 903-917, 2003.
- [19] IEC 61198, "Mineral insulating oils - Methods for the determination of 2-furfural and related compounds," 1993.
- [20] ABB Service Handbook for Transformers, 2nd ed., Zurich, Switzerland, ABB Management Service, Ltd., 2007.
- [21] IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment, IEEE Std C57.106-2006, IEEE Transformers Committee, 2006.
- [22] IEC 60505, "Evaluation and qualification of electrical insulation systems," 2004.
- [23] N. Azis, D. Zhou, Z.D. Wang, D. Jones, B. Wells and G.M. Wallwork, "Operational Condition Assessment of In-Service Distribution Transformers," *IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*, 2012.
- [24] K Baburao, N. M. Bhangre, A. M. Wagle, A. Venkatasami, S. E. Chaudhari, "The experience of DP and Furan in Remnant Life Assessment of Power Transformer," *International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*, 2008.
- [25] R. A. Ghunem, A. H. El-Hag, K. Assaleh, "Prediction of furan content in transformer oil using Artificial Neural Networks (ANN)," *Conference Record of the 2010 IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI)*, 2010.

5. W. Wattakapaiboon, N. Pattanadech, "The State of The Art for Dissolved Gas Analysis Based on Interpretation Techniques, , วันที่ 25 - 28 กรกฎาคม 2559, Xi'an, China



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



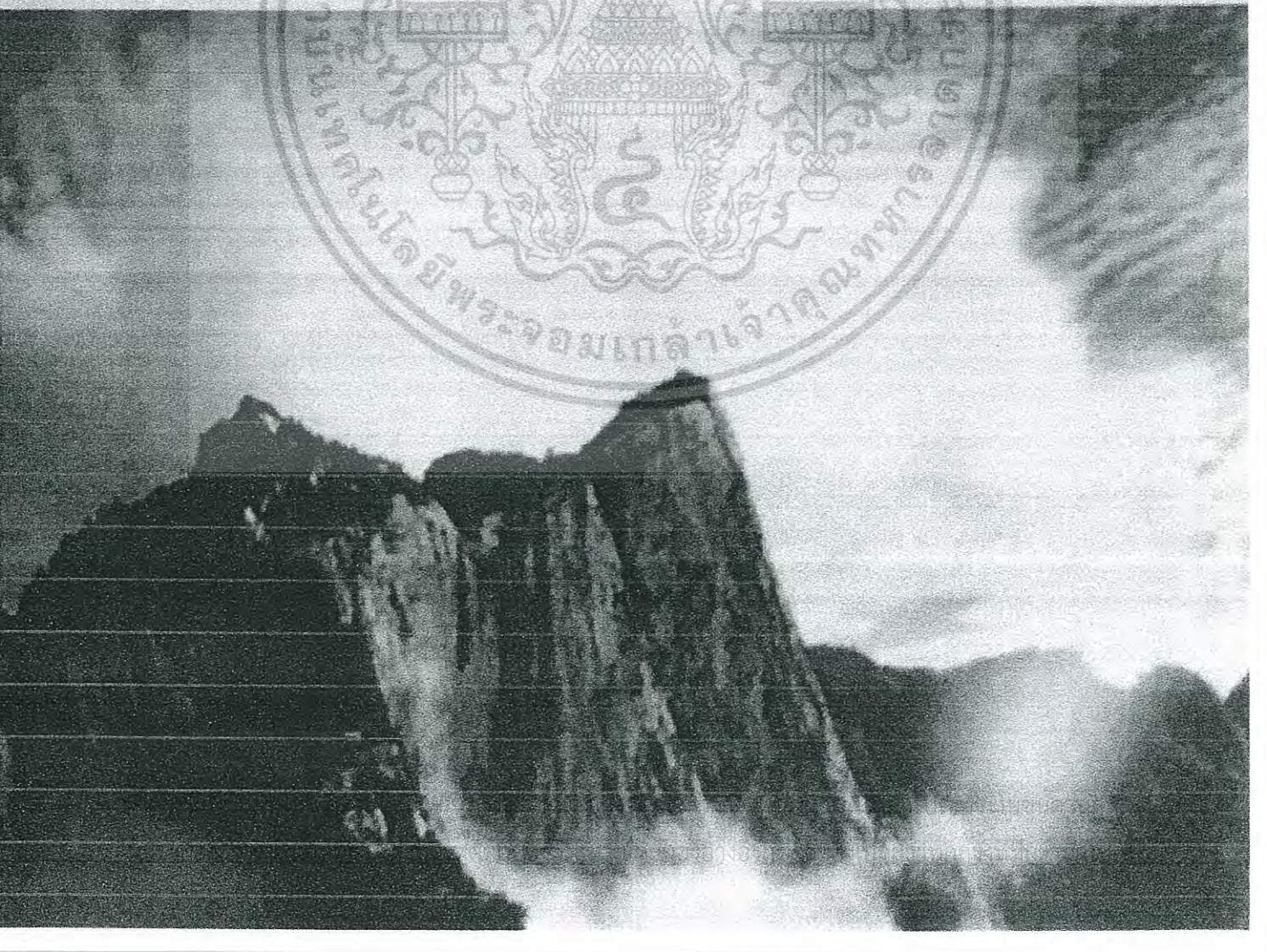
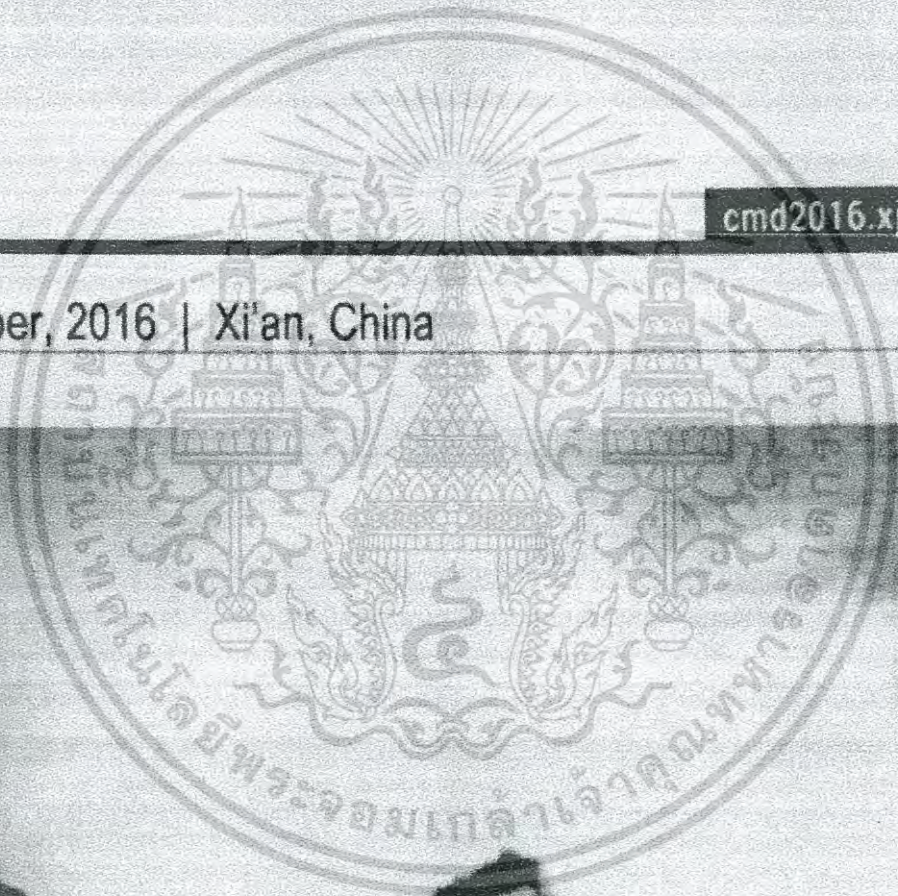
# CMD2016

International Conference on

Condition Monitoring and Diagnosis 2016

[cmd2016.xjtu.edu.cn](http://cmd2016.xjtu.edu.cn)

25-28 September, 2016 | Xi'an, China



# The State of The Art for Dissolved Gas Analysis Based on Interpretation Techniques

W. Wattakapaiboon<sup>1</sup>, N. Pattanadech<sup>2</sup>

1 Dept. Electrical Engineering, Faculty of Engineering  
2 King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang  
Bangkok, Thailand

w.watakapaiboon@gmail.com<sup>1</sup>, Norasage@yahoo.com<sup>2</sup>

**Abstract**— Dissolved gas analysis (DGA) is an important method and widely used for assessment the conditions of transformer insulations. The dissolved gases interpretation is one of the most significant procedures to identify the failure causes and/or degree of insulation degradation. The aim of this paper is to represent the performance of various DGA test result interpretation techniques i.e. Doernenburg Ratio, Roger Ratio, IEC Ratio, MSS ratio, Duval Triangle and Duval Pentagon. Fifty six fault cases occurring in transformers obtained from IEC TC 10 database were employed to evaluate the performance of the DGA interpretation techniques. It was found that the Duval triangle method provided the most accuracy DGA interpretation compared with other methods. However, some engineering points of view for evaluation the performance of DGA interpretation techniques for examples normal ageing insulation condition, correct and incorrect fault case identification, and unclear fault case identification including no identification of the fault cases have to be taken into account. Therefore, the performance of the Duval triangle method may be reduced while that of Duval Pentagon may be increased when such parameters are considered.

**Keywords**— Dissolved gas analysis (DGA), Insulation, Transformer, Fault diagnostic, Monitoring

## I. INTRODUCTION

The monitoring and diagnosis of insulation condition are very necessary to ensure the reliable operation of transformers. Many test techniques i.e. breakdown voltage test of oil insulation, moisture content measurement, and furanic compound measurement are utilized to examine the integrity of the transformer insulation [1]. Additionally, Dissolved gas analysis (DGA) is one of the useful techniques employed to assess the condition of insulation in transformers. DGA technique is a reliable method and widely used to detect incipient faults which may occur in transformers [2].

The DGA method is used to analyze the gas concentrations which are formed by decomposition process of the insulations when a transformer has faults due to electrical and thermal stresses. The existence of oil and paper decomposition initiates some gases which lead to reduce the dielectric strength of oil and paper [3, 4]. The generated gases from degradation of mineral oil are composed of hydrogen ( $H_2$ ), methane ( $CH_4$ ), ethane ( $C_2H_6$ ) and ethylene ( $C_2H_4$ ) [5] and from paper insulation are comprised of carbon monoxide (CO) and carbon dioxide ( $CO_2$ ) [6]. These gases have dissolved in oil. The procedure of DGA starts with collecting oil sample from transformers. Then, separating gases from the oil sample is

carried out. The interpretation of DGA test results will be performed at the final process.

## II. DGA INTERPRETATION METHODS

Various interpretation methods are used for DGA test result interpretation such as Doernenburg ratio, Roger ratio, IEC ratio, MSS ratio, Duval triangle and Duval pentagon. These methods may identify different fault types of the same investigated gas; consequently, the DGA test needs to be performed by a test engineer who deeply understands the properties of each DGA interpretation method to provide the satisfied result.

### A. Doernenburg Ratio Method (DRM)

The Doernenburg ratio method (DRM) is one of the foremost techniques applied for DGA. Four gas ratios are employed to indicate the fault types, however, DRM cannot provide DGA results if the concentration of the one of the key gases ( $H_2$ ,  $C_2H_4$ ,  $CH_4$ , and  $C_2H_2$ ) exceeds twice the relevant L1 concentration as illustrated in Table 1 [8] and the concentration of the least one of the two gases appearing in any one of the four gas ratios exceeds the relevant L1 concentration [9]. Doernenburg ratio method utilizes four gas ratios i.e.  $CH_4/H_2$ ,  $C_2H_2/C_2H_4$ ,  $C_2H_2/CH_4$  and  $C_2H_6/C_2H_2$  to analyze the fault types as represented in Table 2. The procedure of this method for fault diagnosis is described by IEEE Standard C57.104-1991[9].

TABLE I DISSOLVED GAS CONCENTRATION [9]

Key gas	Concentrations L1 [ $\mu\text{L/L}$ (ppm)]
Hydrogen	100
Methane	120
Carbon monoxide	350
Acetylene	1
Ethylene	50
Ethane	65

TABLE II CONCENTRATION RATIO FOR DOERNENBURG RATIO METHOD [9]

Suggested fault diagnosis	$\frac{C_2H_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_6}{C_2H_2}$
	Oil	Oil	Oil	Oil
Thermal decomposition	>1.0	<0.75	<0.3	>0.4
Partial discharge (low-intensity PD)	<0.1	Not significant	<0.3	>0.4
Arcing (high-intensity PD)	>0.1 to <1.0	>0.75	>0.3	<0.4

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### B. Roger Ratio Method (RRM)

The gas ratios using for DGA test result interpretation of Roger ratio method (RRM) are not much different to the gas ratios of DRM. The RRM uses only three gas ratios,  $C_2H_2/C_2H_4$ ,  $CH_4/H_2$  and  $C_2H_4/C_2H_6$  for DGA interpretation as shown in Table 3. However, the DGA interpretation with RRM may not specify the fault case if the ratios of gas concentration do not match with the typical gas ratio concentration demonstrated in Table 3.

TABLE III. GASES AND FAULT TYPES FROM RRM [9]

$C_2H_2/C_2H_4$	$CH_4/H_2$	$C_2H_4/C_2H_6$	Suggested fault diagnosis
<0.1	>0.1 to <1.0	<1.0	Unit normal
<0.1	<0.1	<1.0	Low-energy density arcing-PD
0.1 to 0.3	0.1 to 1.0	>3.0	Arcing-High energy discharge
<0.1	>0.1 to <1.0	1.0 to 3.0	Low temperature thermal
<0.1	>1.0	1.0 to 3.0	Thermal <700 °C
<0.1	>1.0	>3.0	Thermal >700 °C

### C. IEC Ratio Method (IRM)

IEC ratio method (IRM) is one of the accepted DGA interpretation technique using only three gas ratios as the same gas ratios employed by RRM to analyze the fault cases in transformers. By plotting the gas concentration ratios into the 3-dimension graphic, it could indicate the possible fault cases in transformers. The six different faults indicated by IEC Ratio are described in Table 4. However, applying the IEC ratio, some combinations of gas ratios may fall outside the limited range of the DGA interpretation and do not correspond to any kind of faults. Moreover, some identified faults may be between the overlap fault areas (D1 and D2).

TABLE IV. TYPES OF FAULTS FOR IRM [10]

Case	Characteristic Fault
PD	Partial discharge
D1	Discharges of low energy
D2	High energy discharges
DT	Combination of thermal faults and discharges
T1	Thermal faults not exceeding 300 °C
T2	Thermal faults exceeding 300 °C but not exceeding 700 °C
T3	Thermal faults exceeding 700 °C

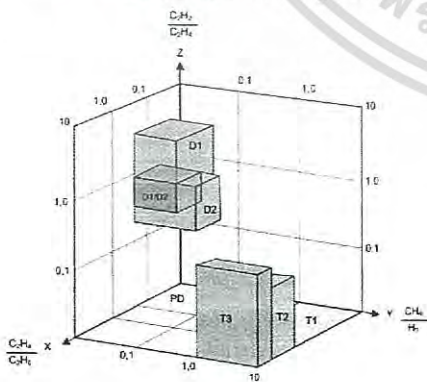


Fig. 1. Graphical representation of gas ratios [10]

### D. MSS Method (MSS)

132

MSS method is one of a DGA test result interpretation technique according to the criterion of Müller, Schlliesing and Soldner. Details of MSS method are shown in Table 5. MSS method utilizes seven gases to form five gas ratios. To employ much more gases compared with other DGA techniques may be considered as a weak point of this method because some laboratories are incapable for all gas extractions required from this technique.

TABLE V. MÜLLER, SCHLLIESING AND SOLDNER RATIO METHOD [11]

Ratio ranges	Ratio numbers				
	$\frac{C_2H_2}{C_2H_6}$	$\frac{H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_6}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CO_2}{CO}$
<0.3	0	0	0	0	1
0.3 to <1.0	1	0	0	1	1
1.0 to <3.0	1	1	1	2	1
3.0 to <10.0	2	2	1	3	0
≥10.0	2	3	1	3	2
Diagnosis	Number sequences				
Normal ageing of insulants	0	0	0	0	0
Discharge of high energy	2	1	1	2, 3	1
Discharge of low energy	2	2	1	2, 3	1
Partial discharge with high energy	1	3	0	n.i.	0
Partial discharge with low energy	0	3	0	n.i.	0
Local overheating up to 300°C	0	0	0	1	2
Local overheating from 300 to 1000°C	0	0	1	2	2
Local overheating over 1000°C	1	0	1	2, 3	2
Local overheating and discharge	1	1	1	2	2
Local overheating and partial discharge	0	3	1	2	2

Note: n.i. = no indicative

### E. Duval Triangle Method (DTM)

Duval Triangle method (DTM) is widely used for interpreting dissolved gases obtained from mineral oil filled transformers. Only three hydrocarbon gases,  $C_2H_2$ ,  $C_2H_4$  and  $CH_4$ , are used to classify fault types in Duval Triangle [12, 13]. The present of gas concentrations obtained from the calculated gas ratios are plotted into the Duval triangle. The pointing area shows the problem which may occur in the transformers. The seven section areas in Duval Triangle are shown in Fig. 2. There has been reported that the Duval triangle method provided the more accuracy in DGA interpretation than some methods [14, 15]. Otherwise the interpretation test result will identify the insulation problem for every investigated case even though the transformer insulation is in the normal ageing

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

condition. This may lead to be misunderstood to provide any maintenance strategy for such transformer.

To evaluate the performance of each DGA interpretation techniques, five fault types, i.e., PD, D1, D2, T1 and T2, and T3 were slightly adjusted from the common cases of the aforementioned DGA interpretation techniques which are described in Table 6. Then, the fifty six fault cases obtained for IEC TC 10 database were utilized for evaluation the interpretation schemes [18].

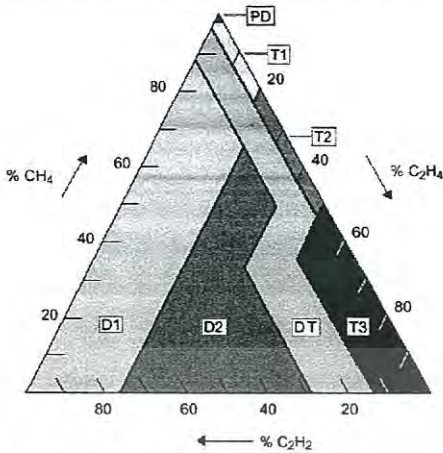


Fig. 2. Duval triangle [12]

F. Duval Pentagon Method (DPM)

The Duval Pentagon method (DPM) have been recently developed to improve DGA test result interpretation technique from Duval triangle [16]. By additional considering two new gases, H<sub>2</sub> and C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, which could clearly distinguish partial discharge (PD) in transformer oils [16]. The Duval Pentagon method uses the relationship of each gas of H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> and the total of gases that evaluated in percents. The centroid of gas concentration is computed and plotted into the Duval pentagon [16]. The fault type is interpreted depending on the fault zone as depicted in Fig. 4.

TABLE VI. GROUPING FOR FAULT TYPE CODES FOR THIS RESEARCH

Method	PD	D1	D2	T1 and T2	T3
DRM	Partial discharge (low-intensity PD)	Arcing (high-intensity PD)	Arcing (high-intensity PD)	Thermal decomposition	Thermal decomposition
RRM	Low energy density arcing	Low energy density arcing	Arcing – High energy discharge	Low temperature thermal Thermal < 700 °C	Thermal > 700 °C
IRM	Partial Discharge	Discharges of low energy	High energy discharges	Thermal faults not exceeding 700 °C Thermal faults exceeding 300 °C but not exceeding 700 °C	Thermal faults exceeding 700 °C
MSS	Partial Discharge with low energy Partial Discharge with high energy	Discharges of low energy	Discharges of high energy	Local overheating up to 300 °C	Local overheating from 300 °C to 1000 °C Local overheating over 1000 °C
DTM	Partial Discharge	Discharges of low energy	High energy discharges	Thermal faults not exceeding 300 °C Thermal faults exceeding 300 °C but not exceeding 700 °C	Thermal faults exceeding 700 °C
DPM	Partial Discharge	Discharges of low energy	High energy discharges	Thermal faults not exceeding 300 °C Thermal faults exceeding 300 °C but not exceeding 700 °C	Thermal faults exceeding 700 °C

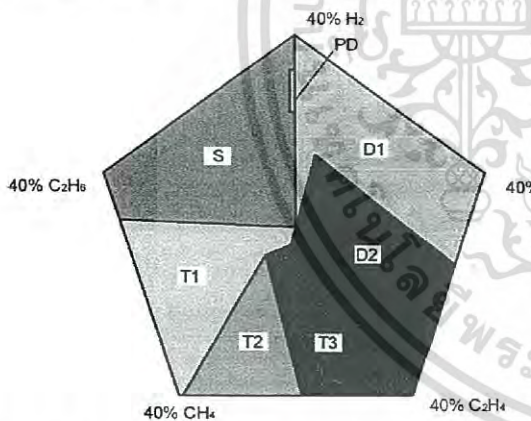


Fig. 3. Zone boundaries in pentagon [16]

III. IEC TC 10 DATABASE

IEC TC 10 database contains the information of the faulty equipment inspected from several tens of thousands of transformers worldwide. The faulty transformers were visually inspected, clearly identified and well recorded by experienced engineers and maintenance experts. The collected data is very useful information especially for DGA [17].

V. RESULT

The DGA interpretation methods were tested by fifty six fault cases obtained from IEC TC10 database. The percentages of successful prediction and of consistency are calculated by equations below:

$$\% \text{Successful prediction} = \frac{\text{number of correct prediction in each case}}{\text{number of prediction in each case}} \times 100 \quad (1)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$\%Consistency = \frac{\text{number of correct prediction}}{\text{number of prediction}} \times 100 \quad (2)$$

The test results can be summarized in Table 7. It was found that the DTM provided the highest accuracy for DGA test result interpretation compared with other methods. Even though the DTM can provide the best interpretation, this technique including the IRM has doubts about the normal ageing condition of the transformer insulation. Practically, when the normal aging of the transformer is to be considered, the performance of the DTM, DRM and IRM for DGA test result interpretation will reduce. On the other hands, the performance of DPM and RRM will increase because they can identify the normal ageing condition of transformer insulation. Besides, Table 7 indicates that the DTM and DPM provide more accurate for PD case than other methods. Taking into account on this part, only one PD fault case available from the IEC data base was employed to investigate. It needs more PD cases to be tested with the interpretation schemes to strengthen for the further research work.

TABLE VII. COMPARISON OF SUCCESSFUL PREDICTOPN OF EACH INTERPRETATION TECHNIQUE

Method	Type fault	N	Nc	% Successful prediction	%Consistency
DRM	PD	0	0	0	52
	D1	10	3	30	
	D2	24	15	63	
	T1 and T2	6	2	33	
	T3	10	6	60	
RRM	PD	0	0	0	85
	D1	3	3	100	
	D2	22	22	100	
	T1 and T2	4	2	50	
	T3	10	6	60	
IRM	PD	0	0	0	58
	D1	6	6	100	
	D2	4	0	0	
	T1 and T2	3	2	66	
	T3	6	3	50	
MSS	PD	0	0	0	81
	D1	4	4	100	
	D2	10	9	90	
	T1 and T2	3	1	33	
	T3	4	3	75	
DTM	PD	1	1	100	93
	D1	10	9	90	
	D2	26	26	100	
	T1 and T2	7	5	71	
	T3	12	10	83	
DPM	PD	1	1	100	75
	D1	10	3	30	
	D2	26	24	92	
	T1 and T2	7	5	71	
	T3	12	9	75	

Note: N = Number of predictions  
Nc = Number of correct predictions

## VI. CONCLUSION

In conclusion, the result shows that the Duval Triangle method provided the most accuracy DGA interpretation. The studied cases of fault types in this research work were from

the IEC TC 10 database which acquired from 100 incipient transformers. Practically, the normal ageing of transformer insulation have to be taken into account. Therefore, the ability to predict the faults and normal insulation ageing of transformers of Duval pentagon will increase. That is because the Duval pentagon can provide the predicted result of normal ageing of transformer insulation by identifying at the stray gas zone.

## ACKNOWLEDGMENT

This work was supported by The Thailand Research Fund under the Researchers and Research for Industry Grants: Master Sci. & Tech Grants 2015 Research Funding No. MSD5810069 and Insulation Engineering and Consultant CO., LTD.

## REFERENCES

- [1] IEC standard for Mineral oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance, IEC 60422 standard, 2013.
- [2] T. J. Hauptert and F. Jakob, "Review of the Operating Principles and Practice of Dissolved Gas Analysis", Philadelphia ASTM, 1988.
- [3] Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography, ASTM D3612-02 (Reapproved 2009), 2009.
- [4] H.-T. Yang and C. C. Liao, "Adaptive fuzzy diagnosis system for dissolved gas analysis," IEEE Trans. Power Del., vol. 14, p. 1342, 1999.
- [5] A. Siada and S. Islam, "A New Approach to Identify Power Transformer Criticality and Asset Management Decision Based on Dissolved Gas-in-Oil Analysis", IEEE Trans. Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 19, no. 3, pp. 1007–1012, Jun. 2012.
- [6] I. H. Atanasova and R. Frotscher, "Carbon Oxides in the Interpretation of Dissolved Gas Analysis in Transformers and Tap Changers", IEEE Electr. Insul. Mag., vol. 26, no. 6, pp. 22–26, 2012.
- [7] IEC standard for Oil-filled electrical equipment – Sampling of gases and analysis of free and dissolved gases – Guidance, IEC 60567, 2011.
- [8] N. A. Baker, A. Abu-Siada and S. Islam, "A Review of Dissolved Gas Analysis Measurement and Interpretation Techniques", IEEE Electr. Insul. Mag., vol. 30, no. 3, pp. 39–49, 2014.
- [9] IEEE Guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformer. IEEE Std C57.104, 1991.
- [10] IEC standard for Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gas analysis. IEC 60599 standard, 1999.
- [11] Ivanka Atanasova – Höhle, "DGA- method in the past and for the future" Diagnostic Conference, Siófok, Hungary, October 14th –16th, 2009.
- [12] M. Duval, "The Duval Triangle for Load Tap Changers, Non-Mineral Oils and Low Temperature Faults in Transformers," IEEE Electr. Insul. Mag., vol. 24, no. 6, pp. 22–29, 2008.
- [13] R. R. Rogers, "IEEE and IEC Codes to Incipient Faults in Transformers Using Gas in Oil Analysis", IEEE Electr. Insul. Mag., vol. 13, no. 5, pp. 39–49, 1978.
- [14] V. Miranda and A. R. Castro, "Improving the IEC Table for Transformer Failure Diagnosis with Knowledge Extraction from Neural Networks", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 20, no. 4, 2005.
- [15] M. Duval, "A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers," IEEE Electr. Insul. Mag., vol. 18, pp. 8–17, 2002.
- [16] M. Duval, "The Duval Pentagon—A New Complementary Tool for the Interpretation of Dissolved Gas Analysis in Transformers." IEEE Electr. Insul. Mag., vol. 30, no. 6, pp. 9–12, 2014.
- [17] M. Duval, "Interpretation of Gas-In-Oil Analysis Using New IEC Publication 60599 and IEC TC 10 Databases," IEEE Electr. Insul. Mag., vol. 17, no. 2, pp. 31–41, 2001. IEC standard for Mineral oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance. IEC 60422 standard, 2013.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## ภาคผนวก ข

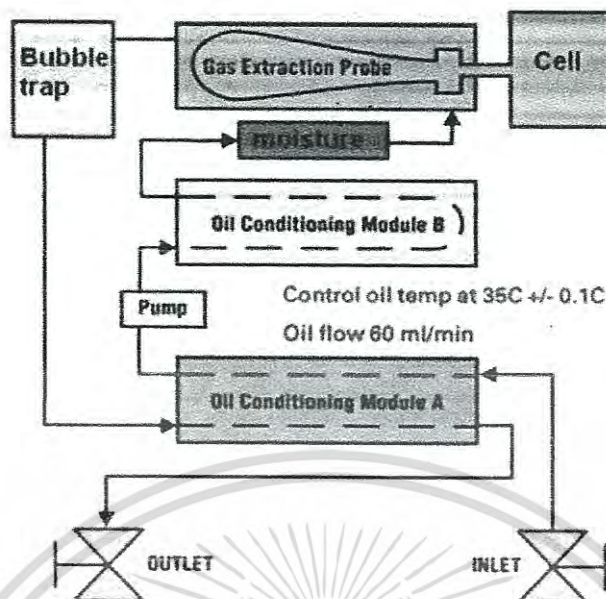
## เครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันแบบออนไลน์

## 1. บทนำ

เครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันแบบออนไลน์นั้นเป็นเครื่องมือที่ใช้ในการวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันซึ่งติดตั้งอยู่คู่กับหม้อแปลงไฟฟ้าในระบบการใช้งาน เพื่อทำการวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันได้อยู่ตลอดเวลา โดยเครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันแบบออนไลน์นั้นมีประโยชน์กับการเฝ้าติดตามค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงได้เป็นอย่างดี เนื่องจากเครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันสามารถวิเคราะห์และแสดงผลค่าก๊าซชนิดต่างๆ ได้อยู่ตลอดเวลาแล้วแต่การปรับตั้งค่าของผู้ใช้งาน หากมีค่าก๊าซใดที่มีค่ามากขึ้นผิดปกติก็จะทำให้สามารถเฝ้าติดตามและวางแผนการแก้ไขปัญหาได้อย่างทันท่วงที

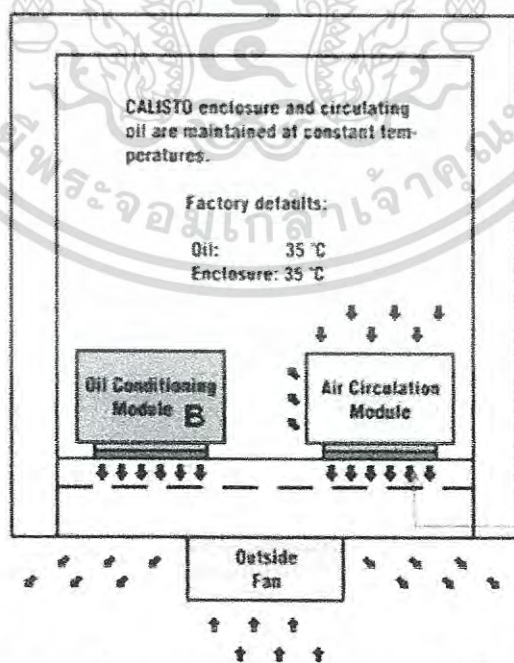
## 2. หลักการทำงานของเครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงแบบออนไลน์ (Calisto 9)

เครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงแบบออนไลน์รุ่น Calisto 9 เป็นเครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงแบบออนไลน์ที่สามารถอ่านค่าก๊าซได้ทั้งหมด 9 ก๊าซด้วยกัน ซึ่งได้แก่ ก๊าซไฮโดรเจน มีเทน อีเทน เอทิลีน อะเซทิลีน คาร์บอนไดออกไซด์ คาร์บอนมอนอกไซด์ ออกซิเจน และก๊าซไนโตรเจน รวมถึงสามารถอ่านค่าความชื้นที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงได้ด้วย โดยค่าก๊าซที่ได้จากการวิเคราะห์ด้วยเครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงแบบออนไลน์มีค่าความคลาดเคลื่อนเพียง 5% เท่านั้น โดยเครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงนั้นจะทำการปรับเทียบค่าก๊าซที่อ่านได้ทุกวันจากก๊าซมาตรฐานที่มีการติดตั้งไว้ภายในตัวอุปกรณ์ นอกจากนี้แล้วเครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงแบบออนไลน์ยังสามารถอ่านค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงได้ต่ำสุดที่ 0.2 ppm อีกด้วย โดยหลักการของการทำงานของเครื่องนั้นขั้นตอนแรกคือ เครื่องมือจะทำการดูดน้ำมันจากปั๊มในเครื่องมือเพื่อนำไปใช้ในการวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงด้วยอัตรา 60 มิลลิลิตรต่อนาที จากนั้นน้ำมันที่ถูกดูดเข้าไปจะถูกทำการแยกก๊าซตามมาตรฐาน ASTM 3612 (Method C) โดยมีก๊าซพาหะคือก๊าซฮีเลียม ซึ่งถังของก๊าซฮีเลียมจะถูกติดตั้งเชื่อมตัวกับเครื่องมืออยู่บริเวณภายนอกเครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันแบบออนไลน์ ค่าก๊าซชนิดต่างๆ ที่ทำการวิเคราะห์ด้วยเครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงแบบออนไลน์จะถูกวิเคราะห์และแสดงผลการทดสอบต่อไปยังแผงแสดงผลการทดสอบหน้าเครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงแบบออนไลน์หรือทำการแสดงผลไปยังคอมพิวเตอร์ที่ได้มีการเชื่อมต่อกับเครื่องมือไว้ต่อไป โดยแผนผังการทำงานของเครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงแบบออนไลน์นั้นแสดงดังรูปที่ 1



รูปที่ 1 แผนผังการทำงานของเครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงแบบออนไลน์

โดยการทำงานของเครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงแบบออนไลน์ อุณหภูมิภายในของเครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงแบบออนไลน์นั้นจะถูกควบคุมให้อยู่ที่อุณหภูมิไม่เกิน 35 °C รวมถึงตัวอย่างน้ำมันที่ใช้ในการวิเคราะห์ก็จะถูกควบคุมให้มีอุณหภูมิไม่เกิน 35 °C เช่นกัน โดยความร้อนที่เกิดขึ้นภายในเครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงแบบออนไลน์จะถูกระบายความร้อนผ่านตัวกรอบเครื่องและพัดลมที่ทำการติดตั้ง



รูปที่ 2 การระบายความร้อนของเครื่องวิเคราะห์ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลงแบบออนไลน์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก ค  
 ตารางกรณีศึกษาที่ใช้ในการทดสอบ

ตารางที่ 1 กรณีศึกษาที่นำมาใช้ในการทดสอบ

ลำดับ	แหล่งอ้างอิง	ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง							ปัญหาที่เกิดขึ้น	รหัสการแปลผล
		H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>		
1	IEC TC 10	32930	2397	0	157	0	313	560	เกิดดิสชาร์จบางส่วนบริเวณขดลวด	PD
2		78	20	13	11	28	0	784	เกิดการสปาร์คที่บริเวณบุชชิ่ง	D1
3		305	100	161	33	541	440	3700	เกิดการสปาร์คระหว่างเกลียวด้านแรงสูงกับขดลวด	D1
4		543	120	411	41	1880	76	2800	เกิดการสปาร์คที่บริเวณน็อตด้านกราวด์	D1
5		1230	163	233	27	692	130	115	เกิดการแทรกคั้งที่บริเวณบุชชิ่งด้านแรงสูง	D1
6		645	86	110	13	318	74	114	เกิดการแทรกคั้งที่บริเวณบุชชิ่ง	D1
7		95	10	11	0	39	122	467	เกิดการสปาร์คที่บริเวณตัวถังถึงบุชชิ่ง	D1
8		595	80	89	9	244	524	2100	เกิดการอาร์คพลังงานต่ำที่บุชชิ่ง	D1
9		1330	10	66	20	182	231	1820	เกิดการสปาร์คจากบริเวณแกนเหล็กถึงกราวด์	D1
10		4	1	7	2	52	93	519	เกิดการอาร์คพลังงานต่ำที่บริเวณแกนเหล็ก	D1
11		1900	285	957	31	7730	681	732	มีข้อบกพร่องในการทำงานของ OLTC	D1
12		440	89	304	19	757	299	1190	เกิดการแฟลชระหว่างขดลวดแรงต่ำถึงกราวด์	D2

ตารางที่ 1 กรณีศึกษาที่นำมาใช้ในการทดสอบ (ต่อ)

ลำดับ	แหล่งอ้างอิง	ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง							ปัญหาที่เกิดขึ้น	รหัสการแปลผล
		H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>		
13	IEC TC 10	2850	1115	1987	138	3675	2330	4330	เกิดการขีดระหว่างขดลวด	D2
14		7020	1850	2960	0	4410	2140	1000	เกิดการขีดจากขดลวดแรงต่ำถึงกราวด์	D2
15		545	130	153	16	239	660	2850	เกิดการขีดจากขดลวดแรงต่ำถึงจุดต่อด้านกราวด์	D2
16		7150	1440	1210	97	1760	603	2260	เกิดการอาร์คระหว่างขดลวด	D2
17		620	325	181	38	244	1480	2530	เกิดการอาร์คบริเวณขดลวด	D2
18		755	229	404	32	460	845	5580	เกิดการขีดระหว่างขดลวด	D2
19		13500	6110	4510	212	4040	8690	1460	เกิดการขีดระหว่างขดลวด	D2
20		1570	1110	1780	175	1830	135	602	เกิดการอาร์คบริเวณบุขซึ่ง	D2
21		3090	5020	3800	323	2540	270	400	เกิดการอาร์คบริเวณแกนเหล็ก	D2
22		1820	405	365	35	634	1010	8610	เกิดการขีดระหว่างตัวนำ	D2
23		13	3	3	1	6	4	51	เกิดการแฟลชอย่างรุนแรงบริเวณบุขซึ่ง	D2
24		137	67	53	7	104	196	1678	เกิดการแฟลชทำให้เกิดการไหม้ของฉนวนและสายตัวนำ	D2
25		34	21	49	4	56	95	315	เกิดการอาร์คระหว่างตัวเปลี่ยนแทปและขดลวด	D2
26		260	215	334	35	277	130	416	เกิดการอาร์คที่ขดลวด	D2
27	75	15	14	7	26	105	322	เกิดการอาร์คที่ขดลวด	D2	
28	60	5	21	2	21	188	2510	เกิดการอาร์คในน้ำมัน	D2	

ตารางที่ 1 กรณีศึกษาที่นำมาใช้ในการทดสอบ (ต่อ)

ลำดับ	แหล่งอ้างอิง	ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง							ปัญหาที่เกิดขึ้น	รหัสการแปลงผล
		H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>		
29	IEC TC 10	420	250	530	41	800	300	751	เกิดการอาร์คที่ขดลวด	D2
30		310	230	610	54	760	150	631	เกิดการอาร์คบริเวณท่อน้ำมัน	D2
31		800	160	260	23	600	490	690	เกิดการอาร์คบริเวณท่อน้ำมัน	D2
32		1500	395	395	28	323	365	576	เกิดการอาร์คที่บุชชิ่งถึงตัวถัง	D2
33		20000	13000	29000	1850	57000	2600	2430	เกิดการอาร์คที่ขดลวดถึงแกนเหล็ก	D2
34		3700	1690	2810	128	3270	22	86	เกิดการอาร์คในน้ำมัน	D2
35		2770	660	712	54	763	522	1490	เกิดการอาร์คในน้ำมัน	D2
36		10000	6730	7330	345	10400	1980	3830	เกิดการอาร์คบริเวณขดลวด	D2
37		1570	735	1330	87	1740	711	4240	เกิดการอาร์คจากบัสทองแดงถึงตัวถัง	D2
38		1270	3450	1390	520	8	483	44500	เกิดกระแสไหลสูงระหว่างตัวนำกับขดลวด	T1 และ T2
39		3420	7870	6990	1500	33	573	4640	เกิดกระแสไหลเวียนสูงที่ขดลวดแรงต่ำและแกนเหล็ก	T1 และ T2
40		3675	6392	7691	2500	5	101	833	เกิดความร้อนบริเวณขดลวด ทำให้เกิดสารประเภทคาร์บอน	T1 และ T2
41		48	610	10	29	0	1900	970	เกิดการช็อตที่บริเวณบาร์ทองแดง	T1 และ T2
42		12	18	4	4	0	559	1710	เกิดการช็อตระหว่างขดลวด	T1 และ T2

ตารางที่ 1 กรณีศึกษาที่นำมาใช้ในการทดสอบ (ต่อ)

ลำดับ	แหล่งอ้างอิง	ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง							ปัญหาที่เกิดขึ้น	รหัสการแปลงผล
		H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>		
43	IEC TC 10	66	60	7	2	0	76	90	เกิดกระแสไหลวนสูงที่บริเวณตัวถัง	T1 และ T2
44		14	44	7	124	1	128	2746	เกิดความร้อนเกินที่บริเวณขดลวด	T1 และ T2
45		8800	64064	95650	72128	0	290	90300	เกิดจุด hot spot ที่จุดเชื่อมต่อ	T3
46		6709	10500	17700	1400	750	290	1500	เกิดกระแสไหลระหว่างตัวยึดและน็อต	T3
47		290	966	1810	299	57	72	756	เกิดความร้อนเกินที่บริเวณตัวยึดจับ	T3
48		2500	10500	13500	4790	6	530	2310	เกิดกระแสไหลในน็อตของตัวยึดจับ	T3
49		1860	4980	10700	0	1600	158	1300	เกิดการไหม้ที่หน้าสัมผัสของ selector switch	T3
50		860	1670	2050	30	40	10	690	เกิดความร้อนเกินที่หน้าสัมผัสของตัวเปลี่ยนแทป	T3
51		150	22	60	9	11	0	0	เกิดความเสียหายที่หน้าสัมผัสของ selector switch	T3
52		400	940	820	210	24	390	1700	เกิดความต้านทานสูงที่หน้าสัมผัสขดลวดภายใน	T3
53		6	67	26076	29900	67	6	26	สายที่เชื่อมต่อกราวด์ใหม่	T3
54		100	200	670	110	11	100	650	เกิดการไหม้ของหน้าสัมผัสทองแดงในตัวเปลี่ยนแทป	T3
55		290	1260	820	231	8	228	826	หน้าสัมผัสระหว่างขดลวดเสียหาย	T3
56	107	143	222	34	2	193	1330	เกิดการไหม้ของลามีเนตระหว่างการทำทดสอบ heat run	T3	

ตารางที่ 1 กรณีศึกษาที่นำมาใช้ในการทดสอบ (ต่อ)

ลำดับ	แหล่งอ้างอิง	ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง							ปัญหาที่เกิดขึ้น	รหัสการแปลผล
		H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>		
57	บริษัทซ่อมบำรุงหม้อแปลง	31	3	46	8	67	71	4397	เกิดความร้อนเกินทำให้เกิดสารผลิตภัณฑ์บริเวณฉนวนกระดาษ	T1 และ T2
58		<1	100	30	218	<1	471	2968	เกิดจุด hot spot ที่จุดต่อสายด้านแรงสูง	T1 และ T2
59		55	112	129	26	<1	1608	8272	เกิดความร้อนเกินที่จุดต่อสาย	T1 และ T2
60		550	5679	5190	6346	82	549	10780	เกิดความร้อนเกินที่จุดต่อสายและสายตัวนำ	T1 และ T2
61		70	89	89	73	3	429	3187	เกิดการเผาไหม้บริเวณสายตัวนำเนื่องจากการเกิดความร้อนเกิน	T3
62		52	12	5	8	<1	873	12010	เกิดการเสื่อมสภาพของฉนวนความร้อนเนื่องความร้อนเกิน	T1 และ T2
63		2324	456	578	955	35	1059	13450	เกิดความร้อนเกินทำให้เกิดการไหม้บริเวณสายตัวนำไป OLTC	T3
64		13747	581	279	<1	5	1904	5671	เกิดความร้อนเกินบริเวณแกนเหล็ก	T1 และ T2
65	งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	335	748	1165	269	130	448	1567	เกิดการไหม้ที่บริเวณจุดต่อระหว่างเฟส	T3
66		3621	326	5	35	3	237	2553	เกิดดีสชาร์จบางส่วนบริเวณบุขซึ่ง	PD
67		439	44	1	70	<1	449	676	เกิดกระแสไหลวนบริเวณบุขซึ่ง	T1 และ T2
68		8150	11000	17960	2460	570	351	2620	เกิดการไหม้ที่สายตัวนำด้านแรงสูง	T3
69		498	1600	495	1620	4	300	1440	เกิดกระแสไหลวนสูงที่บริเวณแกนเหล็ก	T1 และ T2
70		1060	2481	703	2187	4	450	995	เกิดความร้อนเกินที่จุดต่อสาย	T3

ตารางที่ 1 กรณีศึกษาที่นำมาใช้ในการทดสอบ (ต่อ)

ลำดับ	แหล่งอ้างอิง	ค่าก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันหม้อแปลง							ปัญหาที่เกิดขึ้น	รหัสการแปลผล
		H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>		
71	งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	488	1	<1	<1	<1	67	222	เกิดดิสชาร์จบางส่วนบริเวณแกนเหล็ก	PD
72		2688	525	15	489	668	338	2796	พบร่องรอยการเกิดอาร์คที่บริเวณขดลวด	D2
73		4296	771	57	1133	1082	546	9988	พบร่องรอยการเกิดอาร์คที่บริเวณฉนวนกระดาษ	D2
74		31	21	20	2	136	32	2595	พบร่องรอยการเกิดอาร์คที่บริเวณแกนเหล็ก	D2
75		1967	8008	8323	2013	57	253	1903	เกิดความร้อนเกินบริเวณจุดต่อสายตัวนำด้านแรงสูง	T3
76		537	1041	1726	295	25	1047	6158	เกิดความร้อนเกินทำให้พบสารประเภทคาร์บอนบริเวณจุดต่อ	T3
77		4973	1785	2813	243	8236	1196	2431	เกิดการอาร์คอย่างรุนแรงทำให้ขดลวดเสียหาย	D2
78		1060	2481	2187	703	4	450	995	เกิดการไหม้ที่จุดเชื่อมต่อเนื่องจากความร้อน	T3
79		128	25	81	5	288	143	1920	เกิดอาร์คที่บริเวณจุดเชื่อมต่อไปยัง OLTC	D2
80		37	101	207	178	4	89	724	เกิดความร้อนเกินบริเวณตัวถัง	T1 และ T2