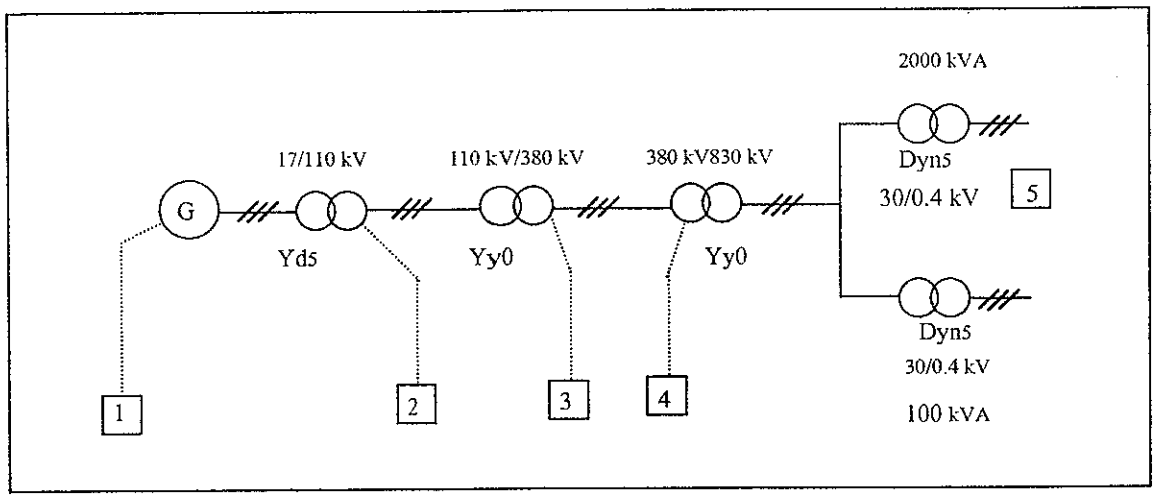
บทที่ 2
หลักการและทฤษฎี

2.1 ทฤษฎีหม้อแปลง

การส่งและจ่ายพลังงานไฟฟ้า ไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าตามอาคารบ้านเรือน สำนักงานบริการธุรกิจทั้งหลาย ตลอดจนโรงงานอุตสาหกรรมต่าง ๆ นั้น หม้อแปลงมีบทบาทสำคัญมาก ในการแปลงระดับของพลังงานไฟฟ้าไปใช้งานในระบบไฟแรงต่ำ 1 Phase, 22 V, 50 Hz และระบบไฟฟ้า 3 Phase, 380 V, 50 Hz ตามมาตรฐานสากลดังกล่าวแล้วนั้น จะต้องผ่านกระบวนการแปลงระดับของแรงดันไฟฟ้าอยู่หลายขั้นตอนด้วยกัน



รูปที่ 2.1 ระบบการส่งและจ่ายพลังงานไฟฟ้าในระบบไฟ 3 เฟส ที่แสดงให้เห็นถึงกระบวนการแปลงระดับของแรงดันไฟฟ้า จากจุดเริ่มต้นแหล่งต้นกำเนิดพลังงานไฟฟ้า จนกระทั่งถึงผู้ใช้ไฟฟ้า

จากรูปที่ 2.1 แสดงส่วนประกอบต่าง ๆ ของกระบวนการแปลงระดับแรงดันไฟฟ้า

1 **แหล่งกำเนิดพลังงานไฟฟ้า (Generating Station)** : ในที่นี้ได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระแสสลับ ระบบไฟ 3 เฟส (3 Phase, Alternator) ขนาดแรงดัน 17 kV

2 **ลานไกไฟฟ้า** : ในที่นี้ได้แก่ หม้อแปลงระบบไฟฟ้า 3 เฟส, ต่อวงจร : Yd5 แปลงแรงดันไฟฟ้าจาก 17 kV ให้เพิ่มขึ้นเป็น 110 kV (Step up Transformer) : 17/110 kV

3 **สถานีส่งพลังงานไฟฟ้า** : ในที่นี้ได้แก่ หม้อแปลงระบบไฟฟ้า 3 เฟส, ต่อวงจร : Yd0 แปลงแรงดันไฟฟ้าจาก 10 kV ให้เพิ่มขึ้นเป็น 380 kV (Step up Transformer) : 110/380 kV

4 **สถานีย่อย** : ในที่นี้ได้แก่ หม้อแปลงระบบไฟฟ้า 3 เฟส, ต่อวงจร : Yy0 แปลงแรงดันไฟฟ้าจาก 110 kV ให้ลดลงเป็น 30 kV (Step down Transformer) : 380/30 kV

5 สถานีจำหน่าย : ในที่นี้ได้แก่ หม้อแปลงระบบไฟ 3 เฟส

(1) สมรรถนะ 2000 kVA .....(กำลังสูง)

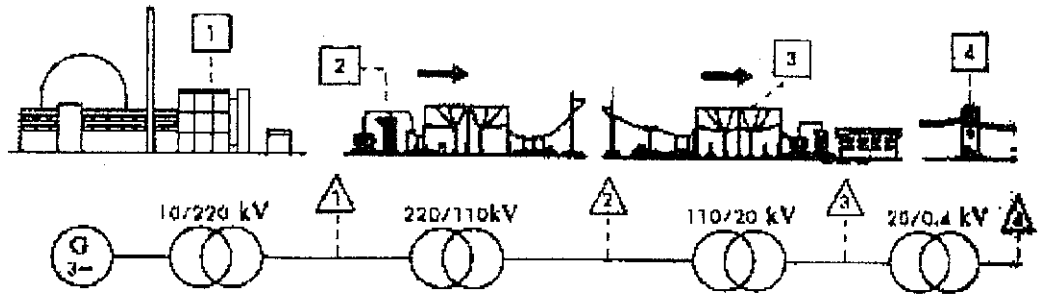
วงจร : Dyn 5

แรงดัน : 30/0.4 kV

(2) สมรรถนะ : 100 kVA .....(กำลังต่ำ)

วงจร : Yzn 5

แรงดัน : 30/0.4 kV



รูปที่ 2.2 การส่งและจ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบไฟ 3 เฟส

รูปที่ 2.2 เป็นอีกตัวอย่างหนึ่งของระบบการส่งและจ่ายพลังงานไฟฟ้าในระบบไฟ 3 เฟส ที่แสดงให้เห็นถึงกระบวนการแหล่งระดับของแรงดันไฟฟ้าจากแหล่งต้นกำเนิดพลังงานไฟฟ้า จนกระทั่งถึงผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ห่างไกลออกไปในที่สุด

จากรูป 2.2 การส่งและจ่ายพลังงานไฟฟ้า สามารถอธิบายสัญญลักษณ์ได้ดังนี้

1 แหล่งต้นกำเนิดพลังงานไฟฟ้า

2 สถานีแปลงแรงดันไฟฟ้าให้เพิ่มขึ้น (Step up Transformer) หรือลดลง (Step down Transformer)

3 และ 4 สถานีย่อยและสถานีจำหน่าย

⚠1 สายส่งไฟแรงสูงพิเศษ

⚠2 สายสายจำหน่ายไฟแรงต่ำสาย

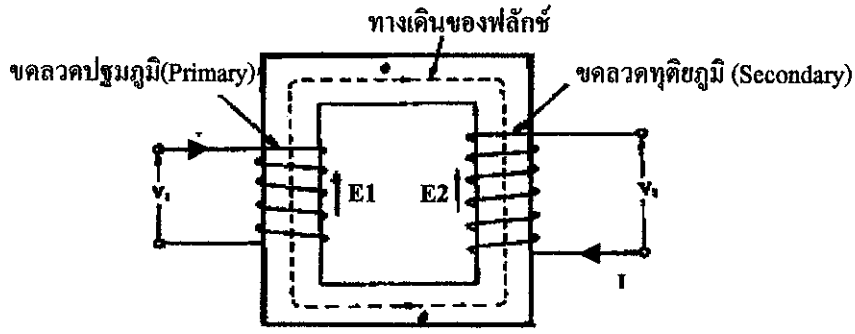
⚠3 ส่งไฟแรงสูง

⚠4 จ่ายไฟแรงดันขนาดกลาง

หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer) เป็นอุปกรณ์ที่ใช้สำหรับส่งพลังงานไฟฟ้า (Electrical Energy) จากวงจรไฟฟ้าสลับ วงจรหนึ่งไปสู่อีกวงจรหนึ่ง โดยไม่มีการเปลี่ยนแปลงความถี่ (Frequency) หม้อแปลงไฟฟ้ามีส่วนประกอบที่สำคัญคือ ขดลวดสองชุดพันอยู่รอบแกนเหล็ก ซึ่งเป็นวงจรแม่เหล็กปิด (Close Magnetic Circuit) อันเดียวกัน ถ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ขดลวดชุดหนึ่งด้วยความถี่และแรงเคลื่อนอาจจะค่าเท่าเดิม หรือแตกต่างออกไปแล้วแต่การสร้างหรือความต้องการ หม้อแปลงไฟฟ้าที่รับพลังงานไฟฟ้าที่มีแรงเคลื่อนสูง (High Voltage) แล้วถ่ายทอดพลังงานไฟฟ้าที่มีแรงเคลื่อนต่ำ (Low Voltage) ออกมาเราเรียกหม้อแปลงไฟฟ้านั้นว่า หม้อแปลงลง (Step Down Transformer) หม้อแปลงไฟฟ้าที่รับพลังงานไฟฟ้าที่มีแรงเคลื่อนต่ำ แล้วถ่ายทอดพลังงานไฟฟ้าที่มีแรงเคลื่อนสูงออกมา เราเรียกหม้อแปลงไฟฟ้านั้นว่าหม้อแปลงขึ้น (Step Up Transformer)

2.1.1 หลักการของหม้อแปลง (Transformer's Principle)

หม้อแปลงประกอบด้วยขดลวด 2 ชุดพันอยู่บนแกนเหล็ก (รูปที่ 2.3) ชุดที่ต่อไปยังแหล่งกำเนิดไฟฟ้าหรือชุดไฟเข้าเรียกว่า Primary Winding ให้แรงเคลื่อนไฟฟ้าที่ตกคร่อมเป็น V_1 โวลท์ อีกชุดหนึ่งต่อไปยัง Load เรียกว่า Seconding Winding โดยมีแรงเคลื่อนไฟฟ้าตกคร่อมที่ Load เป็น V_2 โวลท์ จำนวนรอบของขดลวดทาง Primary และ Secondary มีจำนวนรอบเป็น N_1 และ N_2 ตามลำดับ เมื่อหม้อแปลงได้รับแรงเคลื่อนไฟฟ้า V_1 โวลท์ ที่ขด Primary จะทำให้เกิดการเหนี่ยวนำแรงเคลื่อนไฟฟ้า V_2 ทางด้าน Secondary ขึ้น



รูปที่ 2.3 ทฤษฎีหม้อแปลงอุดมคติ

เมื่อมี Load มาต่อทางด้าน Secondary ทำให้เกิดกระแส I_2 ไหลทาง Secondary และมีแรงเคลื่อนไฟฟ้าตกคร่อม Load = V_2 ($V_2 \neq E_2$) และทางด้าน Primary นั้นจะมีกระแส I_1 ไหลมาจากแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้า (Source) จากการทดลองจะพบว่าอัตราส่วนของ V_1 / V_2 นั้นมีค่าใกล้เคียงกับอัตราส่วนของ N_1 / N_2 และใกล้เคียงกับอัตราส่วน I_2 / I_1

นั้นก็คือ $$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{I_2}{I_1}$$

จะได้ว่า $$V_1 I_1 = V_2 I_2$$

เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของ I_2 เกิดขึ้นทางด้าน Secondary จะมีผลทำให้ I_1 เปลี่ยนแปลงด้วย เส้นแรงแม่เหล็กส่วนใหญ่เกิดขึ้นจะ Link ทั้งขดลวดทางด้าน Primary และ Secondary พร้อม ๆ กัน จึงทำให้เกิดการเหนี่ยวนำแรงเคลื่อนไฟฟ้าขึ้น ทั้ง 2 ขด (E_1 และ E_2) และค่าแรงเคลื่อนไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจะเป็นสัดส่วนกับจำนวนรอบของขดลวดของแต่ละขด

นั่นคือ $$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = a$$ อัตราส่วนการเปลี่ยนแปลงของหม้อแปลง (Transformer Ratio)

เมื่อ E_1 และ E_2 คือ แรงเคลื่อนไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในขดลวด Primary และ Secondary ตามลำดับ

N_1 กับ N_2 คือ จำนวนของขดลวดทาง Primary และ Secondary

สำหรับแรงเคลื่อนไฟฟ้าที่ขั้วของ Primary และ Secondary นั้นจะแตกต่างจากแรงเคลื่อนไฟฟ้าที่เกิดจากการเหนี่ยวนำก็เพียงเล็กน้อยเท่านั้น จึงไม่ทำให้เวคเตอร์ (Vector) ของ V_1 และ V_2 มีมุมแตกต่างไปจากเวคเตอร์ของ E_1 และ E_2 มากนัก

ในความเป็นจริงแล้วจะมีค่าสูญเสียหลายอย่างเกิดขึ้น ไม่ว่าจะเป็นขณะไม่มีโหลด (No Load) หรือมีโหลด (With Load) เพื่อความเข้าใจขอให้พิจารณาค่าการสูญเสียออกเป็นอย่าง ๆ ดังนี้

2.1.2 โครงสร้างของหม้อแปลง (Transformer Construction)

หม้อแปลงระบบจำหน่ายชนิดแช่ในน้ำมัน ประกอบด้วยส่วนต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

- แกนเหล็กหม้อแปลง (Transformer Core)
- ขดลวดหม้อแปลง(ขดลวดปฐมภูมิ (Primary Winding) ,ขดลวดทุติยภูมิ (Secondary Winding))
- น้ำมันหม้อแปลง (Oil Transformer)
- ถังหม้อแปลง

- Bushing Transformer
- อุปกรณ์ป้องกันต่างๆ
- อุปกรณ์ชิ้นส่วนประกอบ (Accessories)

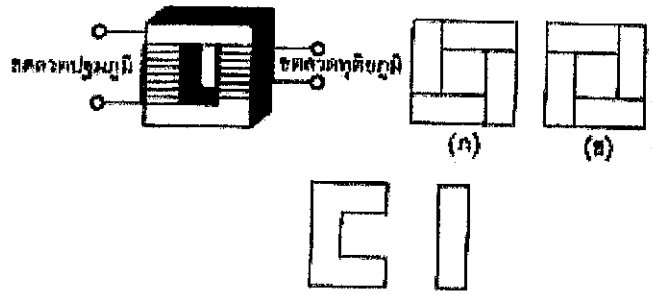
2.1.2.1 แกนเหล็กของหม้อแปลง(Transformer Core) ประกอบด้วยแผ่นเหล็กหนา 0.23-0.37 มม. เคลือบด้วยสารฉนวนทั้งสองด้าน ตัดให้มีขนาดและรูปทรงต่างกัน ตามขนาดกำลังของหม้อแปลง นำแต่ละแผ่นมาประกอบรวมกันเป็นกลุ่ม (Item) ซึ่งมีขนาดเท่ากัน ขนาดจะแตกต่างกันในกลุ่มต่างกัน และนำแต่ละกลุ่มมาประกอบเข้าด้วยกัน (Stacking) ขึ้นรูปเป็นลักษณะสี่เหลี่ยม ด้านล่างเรียกว่า Bottom Yoke ด้านบนเรียกว่า Top Yoke ด้านข้างสองด้านเรียกว่า Core Legs การประกอบแกนเหล็กที่มุมเป็นการนำขอบของแผ่นเหล็กที่ตัดเป็นมุมแหลม 45 องศา มาชนกันและเหลื่อมสลับกันในชุดต่อไปไม่ให้ขอบของแกนเหล็กของแต่ละชุดแตะกันเรียกว่า Mitered Core ส่วนแผ่นเหล็กที่ชนกันจะจัดให้ชิดกันมากที่สุด เพื่อหลีกเลี่ยงความสูญเสียในแกนเหล็ก (Eddy Current Loss) การประกอบแกนเหล็กในแต่ละ Leg หรือ Yoke จะทำให้กลมหรือเป็นรูปเหมือนวงกลมมากที่สุดเพื่อให้ขดลวดซึ่งเป็นทรงกระบอกสวมเข้ากับแกนเหล็กได้แน่นพอดี แต่หม้อแปลงขนาดกำลังต่ำๆ แกนเหล็กตัดเป็นรูปสี่เหลี่ยมผืนผ้านำมาชนกัน และสลับเหลื่อมกัน(Overlapped) การประกอบแกนเหล็กแบบนี้เรียกว่า Butt and Lap Core การรักษารูปทรงแกนเหล็กให้คงรูปเดิมโดยการพันรัดด้วยเชือกหรือเทปทนความร้อน ทนน้ำมันหรือเทปคาร์บอนเพื่อให้แกนเหล็กยึดเข้าด้วยกันแน่น ทำให้ลดเสียงดังจากการสั่นสะเทือนของแกนเหล็ก

ขั้นตอนสุดท้ายในการประกอบแกนเหล็กคือการยึดประกบแกนเหล็ก (Core Clamping) ให้แน่น หากการประกอบแกนไม่แน่นจะสั่นและมีเสียงดัง และสุดท้ายหม้อแปลงก็เสียหาย วิธีที่นิยมคือใช้ Bolt ซึ่งทำจากเหล็กที่มี Tensile สูง พันรอบด้วยฉนวน ร้อย Bolt ผ่านแกนเหล็กซึ่งเจาะรู เอาไว้ ประกบแกนเหล็กด้วยเหล็กหนา (Core Clamping Beam) ขันประกบ Bolt เข้ากับ Beam นี้ ทำเช่นนี้ทั้ง Bottom Yoke และ Top Yoke ในกรณีหม้อแปลงที่ขนาดใหญ่ จะใช้ Bolt ชนิดเดียวกันแต่มีขนาดใหญ่กว่าร้อยขันระหว่าง Beam ของ Bottom Yoke และ Top Yoke เพื่อให้รับแรงดึงในแนว Vertical

ส่วน Core Legs จะพันรัดเข้าด้วยกันให้แน่นโดยใช้เชือกหรือเทปที่ ทนความร้อน ทนน้ำมันหม้อแปลง และมีคุณสมบัติเป็นฉนวนไฟฟ้า

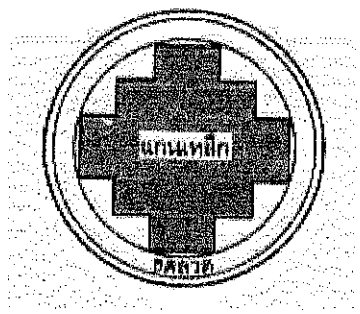
แกนเหล็กแบบต่างๆ ที่ใช้ในหม้อแปลงไฟฟ้า

1. แบบ Core Type แกนเหล็กแบบนี้ใช้กันมากในการทำหม้อแปลงไฟฟ้าแบบแรงดันสูงเพราะขดลวดที่พันบนแกนเหล็กง่าย และประกอบแกนเหล็กได้ดีกว่าแบบอื่น เพราะมีช่องหน้าต่างมาก แต่ทิศทางของเส้นแรงแม่เหล็กวิ่งได้เพียงทางเดียวเท่านั้น จึงมีค่า Reluctance สูง บางทีแกนเหล็กเป็นรูปตัว U และ I ก็มี ขดลวดที่พันจะเป็นสี่เหลี่ยม ดังรูปที่ 2.4



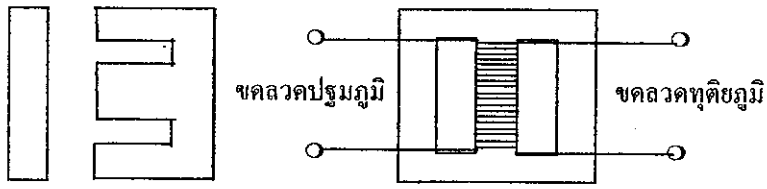
รูปที่ 2.4 แกนเหล็กแบบ Core Type การจัดวางแผ่นเหล็กของแกนเหล็กวางสลับเป็นชั้นๆ

2. แบบ Cruciform Core การสร้างแกนหม้อแปลงไฟฟ้าแบบนี้ ราคาต้นทุนสูงมาก เพราะต้องตัดแผ่นเหล็กหลายขนาด เวลาประกอบก็ลำบาก การพันขดลวดเป็นแบบวงกลม ซึ่งขดลวดแบบวงกลมนี้พันง่ายและไม่ทำให้เกิดลัดวงจร แสดงดังรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 แกนเหล็กแบบ Cruciform และขดลวดแบบวงกลม

3 แบบ Shell Type แกนเหล็กแบบนี้มีลักษณะเป็นตัว E และ I โดยพันลวดอยู่ตรงกลางมีคุณสมบัติของเส้นแรงแม่เหล็กดีกว่าแบบ Core Type เพราะเส้นแรงแม่เหล็กเกิดได้ทั้งสองข้าง ดังรูปที่ 2.6



รูปที่ 2.6 แกนเหล็กรูปตัว E และ I และที่ตั้งของขดลวด

2.1.2.2 ขดลวดของหม้อแปลง

ขดลวดหม้อแปลงมี 2 ขดคือ ขดปฐมภูมิ (Primary Winding) และ ขดทุติยภูมิ (Secondary Winding)

1. ขดลวดปฐมภูมิ (Primary Winding) เป็นขดลวดแรงดันสูงที่รับกระแสไฟฟ้าจากระบบจำหน่าย และเหนี่ยวนำเกิดเส้นแรงแม่เหล็กไปตามแกนเหล็กไปคล้องกับขดลวดทุติยภูมิและเหนี่ยวนำเกิดเป็นแรงดันไฟฟ้าด้านทุติยภูมิ ลักษณะของขดลวดปฐมภูมิ จะเป็นขดลวดเส้นเล็กซึ่งสามารถทนกระแสทางด้านปฐมภูมิ (Primary current) ได้ตามพิกัด มีจำนวนรอบสูง การพันลวดจะพันทับอยู่บนขดลวดทุติยภูมิโดยใช้กระดาษฉนวนหนารองรับกั้นระหว่างขดลวด อาจพันแบบต่อเนื่องจนครบในแต่ละชั้นและพันกลับในชั้นถัดไปเรื่อยๆ ขดลวดแต่ละชั้นจะมีกระดาษฉนวนรองไม่ให้เส้นลวดแต่ละชั้นแตะกัน (Layer) หรือพันต่อเนื่องซ้อนเป็นชั้นๆ แต่พันเป็นชุดแล้วจึงนำแต่ละชุดมาวางซ้อนกัน ระหว่างชุดกั้นด้วยกระดาษฉนวนแข็งและต่อถึงกัน กระดาษฉนวนแข็งเรียกว่า Barrier Spacer ส่วนหม้อแปลงที่มีกำลังสูงๆ จะพันขดลวดปฐมภูมิ แบบ Disk Winding ใช้เส้นลวดแบนพันเป็นจาน นำจานมาวางซ้อนกันกั้นด้วยกระดาษฉนวนแข็ง

2. ขดลวดทุติยภูมิ Secondary Winding เป็นขดลวดแรงดันต่ำ ที่จ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนมากเป็นขดลวดทองแดงที่มีขนาดพื้นที่หน้าตัดสูง หรือนำเอาลวดหลายเส้นมารวมกันพันแล้วต่อหัวท้ายเป็นเส้นเดียวกัน ถ้าเส้นลวดแต่ละเส้นมีฉนวนหุ้มอยู่ การพันลวดต้องพยายามให้ลวดแต่ละเส้นมีความยาวเท่ากัน เพื่อป้องกันกระแสไหลวนในเส้นลวด และให้กระแสไฟฟ้าไหลได้มากตามพิกัด ขดลวดทุติยภูมินี้จะพันอยู่ชิดกับแกนเหล็กมากที่สุดโดยมี Insulation Cylinder กั้นระหว่างแกนเหล็กและขดลวดทุติยภูมิลักษณะการพันจะพันแบบต่อเนื่อง อาจจะพันมากกว่า 1 ชั้น ใช้กระดาษฉนวนแข็งกั้นระหว่างชั้น การต่อสายจากขดลวดไปยัง Bushing จะใช้ Rigid Conductor ขนาดที่สามารถนำกระแสได้เพียงพอ เมื่อหม้อแปลงรับภาระและ Radial Force ในลักษณะของ Compression Stress ในขดลวดแรงต่ำ และ Tension stress ในขดลวดแรงดันสูง นอกจากนั้นยังมีแรงที่เกิดขึ้นกับขดลวด Tap winding และ Tention winding ได้ กระแสสูงอย่างทันทีทันใด หรือเกิด Fault ขึ้นจะมีแรงในแนวแกน (Axial Force) ระหว่างขดลวด Primary และขด Secondary ทำให้เกิด

แรงดันขึ้นของขดลวดทั้งสอง จึงจำเป็นต้องมีอุปกรณ์กดทับ (Press Plate or Press Ring) เพื่อบังคับไม่ให้ขดลวดดันออกหรือทะลักออก อุปกรณ์กดทับนี้ทำด้วยกระดาษฉนวนหนา แผ่น Pressboard หรือ Wooden Block กั้นอยู่ระหว่าง Coil End และ Core Clamping Beam ถ้าทำด้วย Press Plate จำเป็นต้องมี Radial Spacer เพื่อเป็นทางไหลของน้ำมัน (Oil Duct) ไหลผ่านขดลวดเพื่อระบายความร้อนออกจากขดลวด

2.1.2.3 น้ำมันหม้อแปลง (Transformer Oil)

ส่วนมากเป็น Mineral Oil ที่กลั่นมาจาก น้ำมันดิบ โดยที่กระบวนการกลั่นจะให้น้ำมันที่มีคุณสมบัติต่างกันตามเกรด น้ำมันหม้อแปลงจะมีคุณสมบัติอยู่ระหว่างน้ำมันดีเซลและน้ำมันหล่อลื่นเป็น Paraffin-Base และ Napthene-Base ใช้เป็นฉนวนไฟฟ้าและระบายความร้อนให้กับขดลวดที่ถูกบรรจุอยู่ภายในถัง

การระบายความร้อน (Cooling Method)

การสูญเสียต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นภายในหม้อแปลง ทั้งการสูญเสียในแกนเหล็ก และการสูญเสียในขดลวดทองแดงในขณะหม้อแปลงจ่ายโหลด การสูญเสียทั้งหมดดังกล่าวจะเปลี่ยนรูปเป็นพลังงานความร้อน ทำให้อุณหภูมิของวัสดุต่าง ๆ เพิ่มสูงขึ้นเกินจุดสูงสุดที่วัสดุนั้น ๆ จะทนทานได้ จะทำลายฉนวนของหม้อแปลงทำให้หม้อแปลงชำรุด ไม่สามารถใช้งานได้ ดังนั้น การระบายความร้อนจึงเป็นสิ่งสำคัญที่จำเป็นอย่างยิ่ง

การระบายความร้อนถ้ากระทำได้ถูกวิธี สามารถจะเพิ่มพิกัดกำลัง (Rating) ของหม้อแปลงได้ โดยขนาดของหม้อแปลงเท่าเดิม หรืออาจลดขนาดของหม้อแปลงลงโดยที่ขนาดพิกัดกำลังของหม้อแปลงยังมีค่าเท่าเดิม

วิธีการระบายความร้อนของหม้อแปลง แบ่งออกได้ดังนี้

1. แบบแห้ง (Dry-Type)

การระบายความร้อนแบบนี้อาศัยอุณหภูมิของบรรยากาศช่วยระบายความร้อนที่ฝาครอบหม้อแปลงจะมีปั้มรองไว้สองด้าน เพื่อให้อากาศถ่ายเทผ่านตัวหม้อแปลงได้สะดวก ความร้อนที่เกิดขึ้นในแกนเหล็ก และขดลวดของหม้อแปลงจะถูกถ่ายเทออกสู่บรรยากาศ ซึ่งอยู่รอบ ๆ หม้อแปลง การระบายความร้อนด้วยวิธีนี้ จะทำให้หม้อแปลงมีประสิทธิภาพต่ำ ฉนวนที่หุ้มจะหนา ขนาดและน้ำหนักของหม้อแปลงจะมาก ฝุ่นละอองเข้าไปจับได้ง่าย ด้วยข้อเสียดังกล่าวหม้อแปลงแบบนี้จึงมีขนาดเล็ก สัญลักษณ์ของวิธีการระบายความร้อนแบบนี้ คือ AA (Dry-Type Self-Cooled = แบบแห้งระบายความร้อนตัวเอง)

การระบายความร้อนแบบแห้ง ยังมีอีกวิธีหนึ่งคือ ใช้พัดลมในการถ่ายเทอากาศ พัดลมนี้จะติดตั้งไว้ด้านล่างของหม้อแปลง เพื่อเป่าลมผ่านช่องว่างระหว่างขดลวดไปออกด้านหน้าของหม้อแปลงทางหนึ่ง และผ่านช่องว่างระหว่างแกนเหล็กไปออกด้านบนของหม้อแปลงอีกทางหนึ่ง หม้อแปลงที่ระบายความร้อนด้วยวิธีนี้จะมีขนาดปานกลาง สัญลักษณ์ของวิธีการระบายความร้อนแบบนี้คือ AFA (Dry-Type Forced-Air Cooled = แบบแห้งระบายความร้อนด้วยลม)

2. แบบแช่ในน้ำมัน (Oil-Immersed)

หม้อแปลงที่ใช้กันโดยทั่วไปจะเป็นแบบแช่ในน้ำมัน ทั้งนี้เพราะว่าน้ำมันที่ใช้ในหม้อแปลงนั้น สามารถทำหน้าที่เป็นฉนวนได้อย่างดี และมีคุณสมบัติที่สามารถแทรกซึมเข้าไปตามส่วนต่าง ๆ ของหม้อแปลงได้ดี การแช่หม้อแปลงไว้ในน้ำมัน เพื่อช่วยให้น้ำมันสัมผัสกับฉนวนของขดลวด นอกจากนั้นยังสามารถทำหน้าที่ระบายความร้อนได้ดีกว่าอากาศ ทั้งนี้เพราะว่าน้ำมันเป็นตัวนำความร้อนได้ดีกว่าอากาศ หลักการระบายความร้อน โดยใช้น้ำมันก็คือ น้ำมันส่วนที่นำความร้อนออกจากแกนเหล็กและขดลวดจะมีอุณหภูมิสูงขึ้น ทำให้มีความถ่วงจำเพาะลดลง และลอยขึ้นสู่ด้านบน น้ำมันส่วนที่มีอุณหภูมิต่ำกว่าจะไหลเข้าไปแทนที่ยังด้านล่าง นั่นหมายความว่า การหมุนเวียนของน้ำมันภายในถังหม้อแปลงจะเกิดขึ้นเองโดยธรรมชาติ และการหมุนเวียนของน้ำมันนี้เองจะถ่ายเทความร้อนแบบนี้ คือ OA (Oil Immersed, Self Cooled = แบบแช่ในน้ำมันระบายความร้อนด้วยตัวเอง) หม้อแปลงในระบบจำหน่ายที่ติดตั้งตามเสาไฟฟ้าทั่ว ๆ ไป มักจะใช้การระบายความร้อนด้วยวิธีนี้

3. แบบแช่ในน้ำมันและใช้พัดลมช่วย (Oil-Immersed Self-Cooled/Force-Air Cools)

การระบายความร้อนแบบนี้จะเหมือนกับในหัวข้อ 2.5.2 ทุกประการ จะต่างกันตรงที่แบบนี้มีพัดลมติดตั้งไว้สำหรับทำหน้าที่เป่าลมไปยังตัวแผ่รังสีความร้อน (Radiator) การระบายความร้อนด้วยวิธีนี้ทำให้หม้อแปลงสามารถเพิ่มพิกัดการรับโหลดได้มากขึ้น และช่วยประหยัดปริมาณน้ำมันและขนาดตัวถัง แต่ควรนำมาเปรียบเทียบกับราคาพัดลมและค่าพลังงานไฟฟ้าที่ต้องใช้หมุนพัดลม สัญลักษณ์ของวิธีการระบายความร้อนแบบนี้ คือ (OA/FA (Oil-Immersed Self-Cooled/Force-Air Cools = แบบแช่ในน้ำมันและใช้พัดลมช่วย)

4. แบบแช่ในน้ำมัน ใช้พัดลมช่วยและช่วยทำให้น้ำมันหมุนเวียน (Oil-Immersed Self-Cooled/Force-Air, Force-Oil-Cooled)

การระบายความร้อนแบบนี้จะใช้วิธีปั๊มน้ำมันผ่านแกนเหล็กขดลวดและตัวแผ่รังสี ความร้อน ดังนั้น จึงช่วยให้สามารถถ่ายเทความร้อนออกจากแกนเหล็กและขดลวดได้อย่างทั่วถึงและรวดเร็ว ซึ่งสามารถเพิ่มขนาดพิกัดกำลังของหม้อแปลงได้ถึง 33.33 เปอร์เซ็นต์ หม้อแปลงบางแบบ โดยเฉพาะหม้อแปลงสามเฟสขนาดใหญ่ จะมีพิกัด เอ็ม.วี.เอ. (MVA) ถึงสามค่า ซึ่งหมายความว่าสามารถใช้งานได้ตามขนาดพิกัดกำลังทั้งหมด ตัวอย่างเช่น มีพิกัดกำลัง 600/800/1,000 MVA ซึ่งขึ้นอยู่กับระบบของการระบายความร้อนแบบ OA, FA และ FOA ตามลำดับ สัญลักษณ์ของวิธีการระบายความร้อนแบบนี้คือ OA/FA/FOA (Oil-Immersed Self-Cooled/Force-Air Cooled/Force-Air, Force-Oil-Cooled = แบบแช่ในน้ำมัน ใช้พัดลมช่วย และช่วยทำให้น้ำมันหมุนเวียน)
ชุดพัดลมของหม้อแปลงที่ระบายความร้อนแบบ FA และแบบ FOA ใช้เฉพาะช่วงเวลาที่หม้อแปลงรับโหลดสูงสุด (Peak Load) เท่านั้น การควบคุมอาจกระทำได้ทั้งแบบควบคุมด้วยมือหรือแบบอัตโนมัติ โดยมีอุปกรณ์ควบคุมทำหน้าที่ตรวจสอบอุณหภูมิของน้ำมัน และส่งสัญญาณไปเปิดพัดลมเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้นถึงจุด ๆ หนึ่ง และในทางกลับกัน เมื่ออุณหภูมิลดลงถึงจุด ๆ หนึ่ง ก็จะส่งสัญญานไปปิดพัดลม

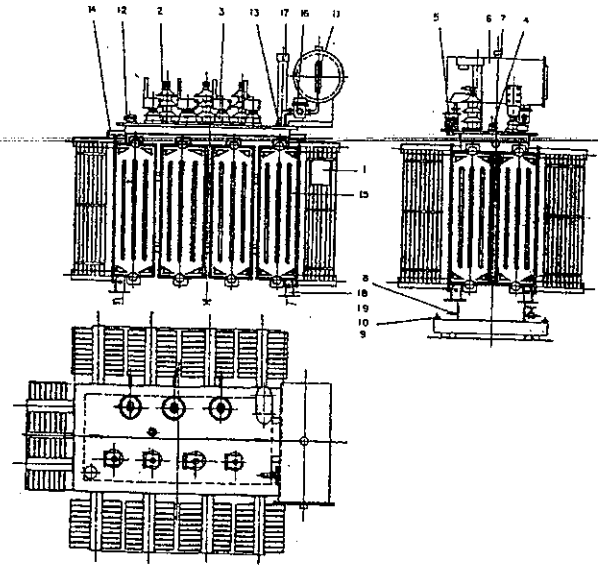
2.1.2.4 ถังหม้อแปลง ใช้สำหรับบรรจุน้ำมันหม้อแปลง

2.1.2.5 Bushing Transformer ใช้เป็นตัวกลางในการส่งเข้าและออกของกระแสไฟฟ้าสายส่งหรือ Load โดยจะติดตั้งอยู่บนฝาถังหม้อแปลงไฟฟ้า

2.1.2.6 อุปกรณ์ป้องกันต่างๆ ที่อยู่กับตัวถังหม้อแปลงไฟฟ้า Lightning Arresters, Protective Fuse Links และ LV. CB (Low Voltage Circuit Breaker) (รายการที่ 4 นี้จะนิยมมีอยู่ในหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีขนาดตั้งแต่ 1000 kVA. ขึ้นไป)

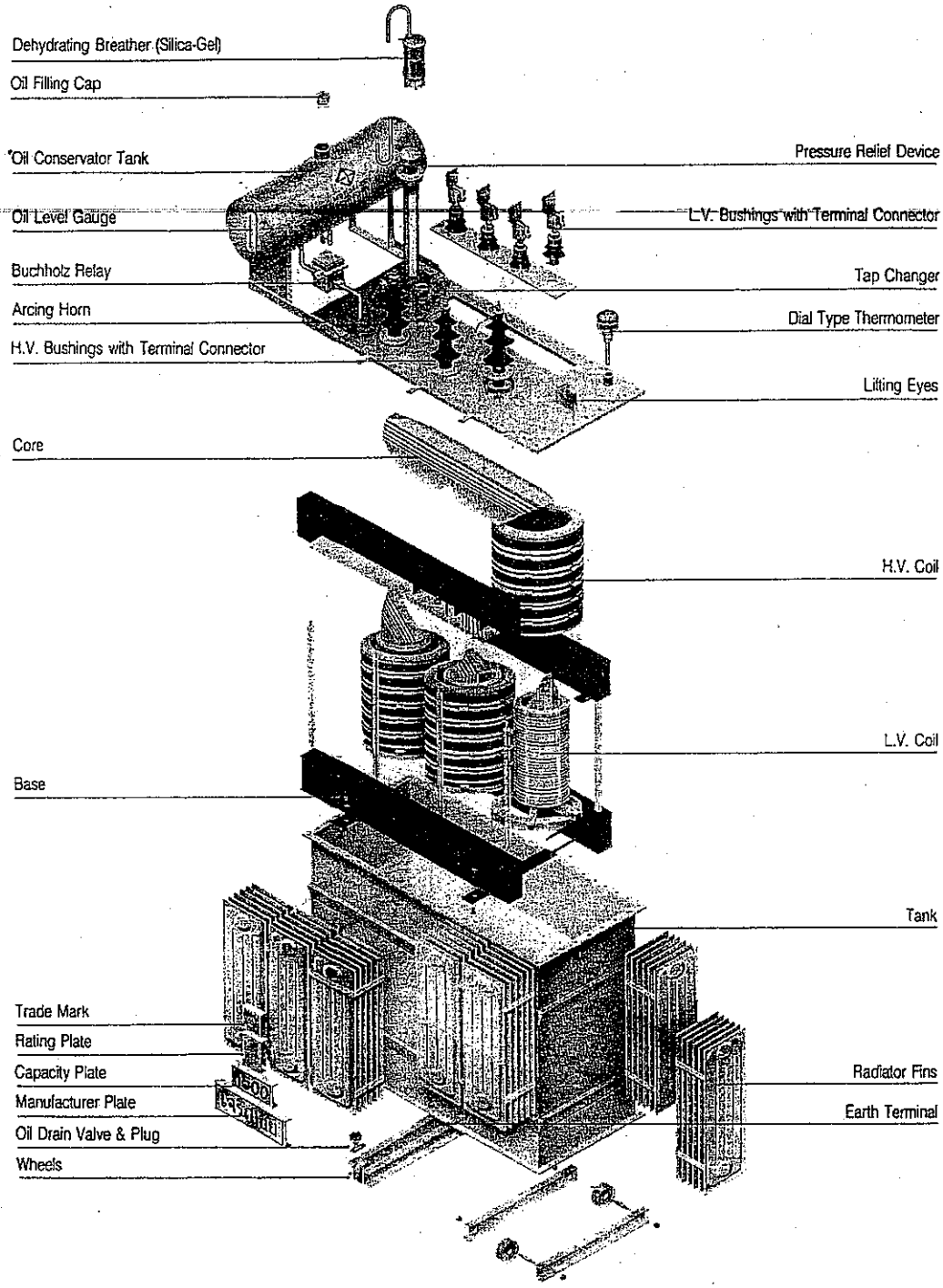
2.1.2.7 อุปกรณ์ชิ้นส่วนประกอบ (Accessories) เช่น ล่อฟ้า, คอนเน็คเตอร์ด้านแรงสูงและแรงต่ำ ที่กันนก (Birdguard), วาวล์ต่าง ๆ และอื่น ๆ

ภาพแสดงส่วนประกอบต่างๆ ของหม้อแปลง



รูปที่ **2.7** แสดงส่วนประกอบต่างๆ ของหม้อแปลง

1.	ป้าย (Nameplate)	11.	ระดับน้ำมัน (Oil Level Indicator)
2.	บุชชิ่งแรงสูง (HV Bushing) และขั้วต่อสาย	12.	อุปกรณ์วัดอุณหภูมิ (Temp. Detector)
3.	บุชชิ่งแรงต่ำ (LV Bushing) และขั้วต่อสาย	13.	ที่ยกบนฝาถัง (Untank)
4.	อุปกรณ์ปรับเปลี่ยนแรงดัน Off load (Tap Changer)	14.	ที่ยกหม้อแปลงทั้งตัว (Lifting Lug)
5.	ห้องหายใจและดูดความชื้น (Air Breather)	15.	ครีบระบายความร้อน (Radiator)
6.	ถังน้ำมันสำรอง (Oil Conservator Tank)	16.	บุชโฮลท์รีเลย์ (Buchholtz Relay)
7.	ที่เติมน้ำมัน (Oil Filling Plug)	17.	อุปกรณ์ระบายความดัน (Pressure Relief)
8.	จุดถ่ายน้ำมัน (Drain Valve)	18.	แท่นรองรับแม่แรง (Jacking Pad)
9.	จุดเก็บตัวอย่างน้ำมัน(Sampling Valve)	19.	หางลาก (Pulling Lug)
10.	จุดต่อสายดิน (Grounding Terminal)		



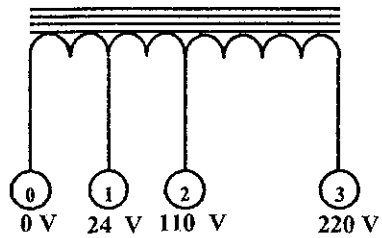
รูปที่ 2.8 หม้อแปลงระบบไฟ 3 เฟส ขนาดสมรรถนะ 1500 kVA ที่ระบายความร้อนด้วยน้ำมัน ของบริษัทเจริญชัยหม้อแปลงไฟฟ้า จำกัด

2.1.3 ชนิดหรือแบบของหม้อแปลงไฟฟ้า

หม้อแปลงไฟฟ้าแบ่งการพันเป็น 2 วิธี แบบ Autotransformer และแบบ Power Transformer

2.1.3.1 หม้อแปลงออโต้ (Autotransformer)

หม้อแปลงแบบออโต้ขดลวดปฐมภูมิ และขดลวดทุติยภูมิ เป็นขดลวดอันเดียวกัน มีสายแยก (Taping) ออกมาจากตอนกลางของขดลวด เพื่อให้เกิดวงจรขึ้น หม้อปลงไฟฟ้าแบบหม้อแปลงออโต้นี้ ส่วนมากเป็นหม้อแปลงขนาดเล็ก มีประสิทธิภาพใช้อากาศเป็นตัวระบายความร้อน แสดงดังรูปที่ 2.9



รูปที่ 2.9 หม้อแปลงไฟฟ้าแบบหม้อแปลงออโต้

จากรูป ถ้าป้อนกำลังไฟฟ้าเข้าที่ 0 และ 2 ด้วยไฟ 110 V

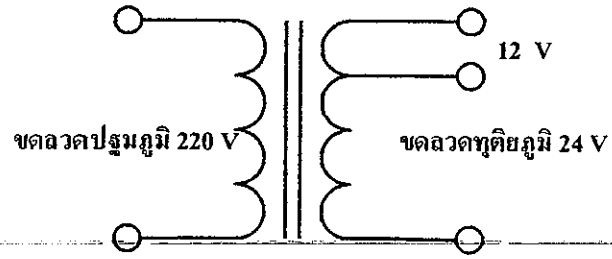
วัดทางออก ที่ 0 และ 3 เท่ากับ 220 V ที่ 0 และ 1 เท่ากับ 25 V

ที่ 2 และ 3 เท่ากับ 110 V ที่ 1 และ 2 เท่ากับ 86 V

ที่ 1 และ 3 เท่ากับ 196 V

2.1.3.2 หม้อแปลงกำลัง (Power Transformer)

หม้อแปลงกำลังแบบนี้ขดลวดปฐมภูมิและขดลวดทุติยภูมิพันอยู่บนแกนเหล็กทั้งสองชุดแยกกันและไม่มีวงจรต่อถึงกันเลย หม้อแปลงกำลังนี้มีทั้งขนาดเล็กจนถึงขนาดใหญ่ที่มีใช้อยู่ตามโรงไฟฟ้า และโรงงานอุตสาหกรรมใหญ่ ๆ หม้อแปลงไฟฟ้าแบบนี้มีประสิทธิภาพดี ถ้าเป็นขนาดใหญ่ใช้น้ำมันเป็นตัวหล่อ มีการถ่ายเทน้ำมนในตัว เพื่อระบายความร้อน และบางทีมีพัดช่วยเป่า หม้อแปลงกำลังมีทั้งแบบลดแรงดัน (Step Down) และแบบเพิ่มแรงดัน (Step Up) ดังรูปที่ 2.10



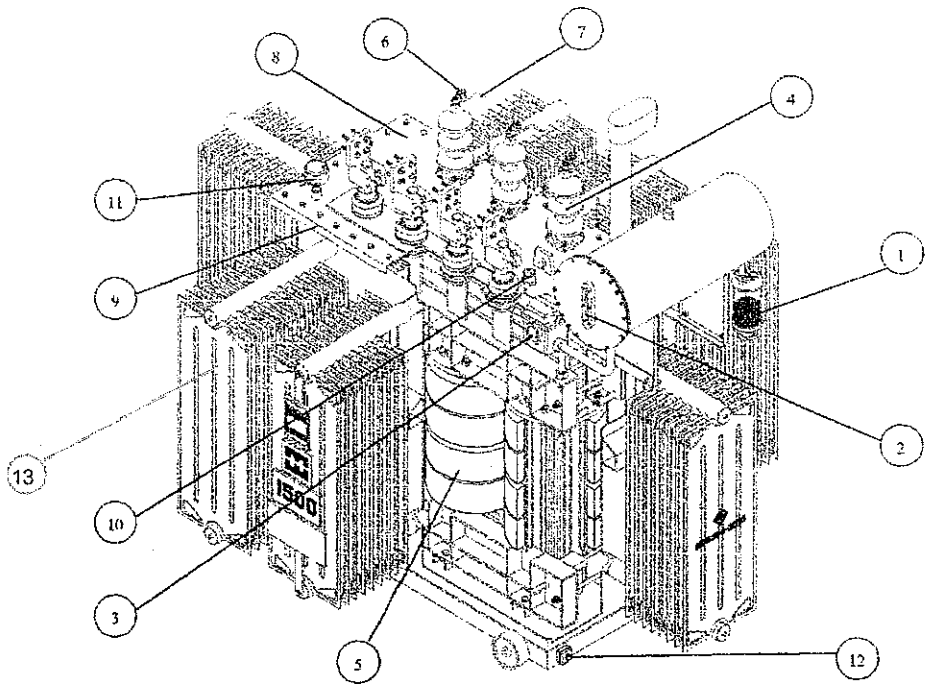
รูปที่ 2.10 แสดงรูปหม้อแปลงแบบลดแรงดัน

2.1.4 การบำรุงรักษาหม้อแปลง

เนื่องจากหม้อแปลงเป็นเครื่องมือไฟฟ้าที่ไม่มีส่วนหนึ่งส่วนใดเคลื่อนที่เลย ดังนั้น การบำรุงรักษาหม้อแปลงไฟฟ้าประเภทนี้ จึงน้อยกว่าอุปกรณ์ไฟฟ้าชนิดอื่น การบำรุงรักษาหม้อแปลงนี้อาจจะไม่เหมือนกันเสมอไปในหม้อแปลงทุกเครื่อง ขึ้นอยู่กับลักษณะการใช้งานของแต่ละหม้อแปลง การบำรุงรักษาหม้อแปลงแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ดังนี้

2.1.4.1 การตรวจสอบสภาพภายนอก

การตรวจสอบสภาพภายนอกของหม้อแปลงต้องกระทำเป็นระยะเวลาสม่ำเสมอทุกเดือน ทั้งนี้ต้องขึ้นอยู่กับลักษณะการใช้งานของหม้อแปลงด้วย โดยทั่วไปแล้ว การตรวจสอบบำรุงรักษาจะกระทำตามหัวข้อดังต่อไปนี้



รูปที่ 2.11 แสดงตำแหน่งตรวจสอบสภาพหม้อแปลงภายนอก

1. ตรวจดูสารกรองความชื้นของห้องหายใจดูดความชื้น (Dyhydrating Breather) (หมายเลข 1) โดยปกติสารกรองความชื้นเป็นสารซิลิก้า (Siliga gel) ภาวะปกติมีสีน้ำเงิน เมื่อดูดความชื้นแล้ว จะเปลี่ยนเป็นสีชมพู หากสารนี้เปลี่ยนเป็นสีชมพู ควรเปลี่ยนสารนี้ใหม่ทั้งนี้ เพราะว่าความชื้นอาจเข้าไปทำปฏิกิริยากับน้ำมันหม้อแปลงภายใน

2. ตรวจดูรอยรั่วซึมโดยรอบ เช่น

- ที่ซีลยาง, ปะเก็นที่ขอบฝาถัง (หมายเลข 9), ลูกถ้วย (หมายเลข 4) หากพบรอยคราบน้ำมันแสดงว่ามีการซึมของน้ำมันผ่าน Seal Gasket จะต้องเปลี่ยน Seal Gasket ใหม่
- แนวเชื่อมตัวถัง และแผ่นครีบระบายความร้อน (หมายเลข 13)

ตรวจดูระดับน้ำมัน (หมายเลข 2) ปริมาณน้ำมันต้องมีปริมาณที่ไม่น้อยกว่าขีดบนระดับน้ำมัน หากมีปริมาณน้อยกว่า ควรจัดหาน้ำมันหม้อแปลงที่ผ่านการกรองและไล่ความชื้นแล้วมาเติมให้ถึงระดับ

3. ตรวจดูและอ่านค่าอุณหภูมิของเทอร์โมมิเตอร์ที่ติดตั้งบนหม้อแปลง วัดอุณหภูมิของน้ำมัน (หมายเลข 11) หากมีค่าสูงผิดปกติไม่สอดคล้องกับภาระทางไฟฟ้า (โหลด) โดยเฉพาะหากมีอุณหภูมิสูงเกิน 100°c ควรตั้งข้อสงสัยมีสิ่งผิดปกติเกิดขึ้น ควรดำเนินการแก้ไขด่วน

4. สังเกตฟังเสียงผิดปกติขณะใช้งานโดยปกติขณะหม้อแปลงทำงานจะมีเสียงครางดัง ๆ (เสียงนี้เกิดจากเส้นแรงแม่เหล็กที่ไหลวนในแกนเหล็กตามความถี่ 50 ไซเกิล) ในขณะที่เข้าใกล้หม้อแปลง แต่ถ้าหากได้ยินเสียงดังผิดปกติควรติดต่อผู้รับผิดชอบเกี่ยวข้อง หรือผู้ผลิตเพื่อมาหาข้อบกพร่องและทำการแก้ไขต่อไป

5. การเปลี่ยนแปลงของสภาพการติดตั้ง เมื่อกาลเวลาผ่านไป สภาพของการติดตั้งอาจเปลี่ยนแปลงไปจึงควรสังเกตและตรวจสอบ เช่น เสาที่แขวนหม้อแปลง (Pole mount) นั่งร้าน (Plat form) และ ฐานรองรับหม้อแปลง (Foundation) มีรอยแตกร้าว, เอียง หรือทรุด อย่างใดหรือไม่

2.1.4.2 การตรวจสอบและบำรุงรักษาประจำปี

การตรวจสอบและบำรุงรักษาประจำปีจะกระทำได้ต้องหยุดการใช้หม้อแปลงตัวนั้น โดยปลดวงจรทางด้านแรงดันไฟเข้าและออกเท่านั้น ความถี่ในการตรวจประมาณ 1-2 ปี ต่อครั้ง (สำหรับหม้อแปลง Station Service) ถ้าความถี่ในการตรวจประมาณ 5-7 ปี ต่อครั้ง (สำหรับหม้อแปลง Power) หัวข้อการตรวจสอบมีดังนี้

1. ตรวจสอบและขันขั้วต่อสาย ทั้งทางด้านแรงสูงและแรงต่ำ (หมายเลข 6) ให้กระชับแน่นเสมอ เพื่อป้องกันการอาร์คและเกิดออกไซด์ อันอาจจะ ทำให้หม้อแปลงชำรุดได้

2. ทำความสะอาดบนลูกถ้วย ทั้งทางด้านแรงสูงและแรงต่ำ (หมายเลข 4)

3. ตรวจไม่ให้ช่องทางที่จะให้สัตว์เลื้อยคลานหรือแมวขึ้นไปบริเวณ Bushing ซึ่งอาจทำให้ เกิดการ Flashover บริเวณภายนอก อาจเกิดความเสียหายได้

4. ตรวจเช็คการทำงานของแท็ป (หมายเลข 10) ว่าสามารถที่จะปรับเปลี่ยนตำแหน่งได้เหมือนเดิมหรือไม่

5. ตรวจเช็คฟังก์ชั่นการทำงานของชุดอุปกรณ์ป้องกันให้ทำงานได้อย่างถูกต้อง และปรับแต่งค่าให้เที่ยงตรงตามความเป็นจริงของอุปกรณ์นั้น

- บุชโฮลรีเลย์ (Buchholz Relay) (หมายเลข 3)
- อุปกรณ์วัดอุณหภูมิ (Thermometer) (หมายเลข 11)
- อุปกรณ์ระบายความดัน (Pressure Device) ถ้ามี
- อุปกรณ์ป้องกันอื่นๆ

6. ตรวจเช็คระบบสายดิน (หมายเลข 12) มีการสึกกร่อน หลุด หรือหลวม และ ยังคงต่อลงดินหรือไม่

7. ตรวจสอบทางไฟฟ้า โดยใช้เกณฑ์ตัดสินตามมาตรฐานการทดสอบหม้อแปลงไฟฟ้า (มท.กฝผ. 1-2544) ดังนี้

7.1 การวัดค่ากระแสด้านแรงดันต่ำ

7.2 การวัดค่า Leakage Impedance

7.3 - การวัดค่า Leakage Impedance หนึ่งเฟส

- การวัดค่ากระแสลัดวงจรเทียบเท่าสามเฟส

7.4 การทดสอบค่าอัตราส่วนของขดลวด (Voltage ratio)

7.5 การวัดค่าความต้านทานฉนวนกระแสตรงของขดลวด (Winding Insulation resistance)

7.6 การวัดค่าตัวประกอบกำลังของฉนวนหม้อแปลง(Insulation power Factor)

7.7 การวัดค่ากระแสกระตุ้นด้วยแรงดันสูง

7.8 การวัดค่าความต้านทานของขดลวด

ตารางที่ 2.1 ความถี่ในการทดสอบทางไฟฟ้า

ลำดับ	หัวข้อทดสอบ	ขนาด	ทดสอบเมื่อ
1-8	**ทุกหัวข้อ**	**ทุกขนาด**	1. การตรวจรับก่อนใช้งานครั้งแรก 2. การทดสอบตามวาระ 3. เมื่อพบความผิดปกติ 3.1 ค่าทางน้ำมัน (DGA) พบ Arc, Overheat 3.2 มีกลิ่น/เสียง และรั่วซึม 4. เก็บไว้นานและจะนำเข้าใช้งาน 5. มีเหตุการณ์ที่หม้อแปลง trip ด้วยเบรกเกอร์ หรืออยู่ใน Zone ที่เกี่ยวข้องและกรณี Fuse ขาด

7.9 ทดสอบน้ำมันหม้อแปลง ประกอบด้วย

- Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Oil
- Dissolved Gas Analysis (DGA)
- Water Content
- Insulation Power Factor
- Inhibitor Content

ตารางที่ 2.2 ความถี่ในการทดสอบน้ำมันหม้อแปลง Station Service

ลำดับ	หัวข้อทดสอบ	ขนาด	
		< 500 kVA	>500 kVA – 4999kVA
1	D.G.A.	a, c2	a, b2, c2
2	Water Content	a, c1	a, b2, c1
3	Dielectric Breakdown Voltage	a, b1, c1	a, b2, c1
4	Insulation Power Factor	-	a, c1
5	Inhibitor content	-	a

a หมายถึง การตรวจรับก่อนใช้งานครั้งแรก, เก็บไว้นานมากกว่า 1 ปีและจะนำเข้าใช้งาน

b1 หมายถึง ทุก 5-6 ปี สำหรับหม้อแปลง < 500 kVA

b2 หมายถึง ทุก 5-6 ปี สำหรับหม้อแปลง ≥ 500 kVA - 999 kVA

ทุก 2-3 ปี สำหรับหม้อแปลง > 999 kVA - 4999 kVA หรือขึ้นอยู่กับความสำคัญของหม้อแปลงความถี่อาจกำหนดเร็วขึ้น

c1 หมายถึง เมื่อมีการรั่วซึม, Silica gel เปลี่ยนสีเร็ว

c2 หมายถึง ทันทีเมื่อเกิดเหตุการณ์ trip ที่หม้อแปลงมีส่วนเกี่ยวข้องหรืออยู่ใน Zone, มีกลิ่น/เสียงผิดปกติและรั่วซึม

ตารางที่ 2.3 แผนการทดสอบคุณสมบัติน้ำมันหม้อแปลง

คุณสมบัติ		การทดสอบ			
	ตรวจรับ	ตามวาระ	เกิดเหตุการณ์	ย้าย	ซ่อม
Color	/	*//	/	/	/
Interfacial Tension	/	*//	/	/	/
Neutralization Number	/	*//	/	/	/
Dielectric Breakdown Voltage	/	*//	/	/	/
Power Factor at 25°, 90°C	/	*//	/	/	/
Water Content	/	/	/	/	/
Flash Point	/	//	Δ		
Specific Gravity	/	//	Δ		
Viscosity	/	//	Δ		
Corrosive Sulfur	/				
Inhibiter Content	/	//	Δ	/	
PCB	/	Δ		/	
Oxidation Stability		Δ	Δ		
(Rotating Bomb)	/				
(Acidity, Sludge)					
Particles Count		Δ	Δ	Δ	Δ
Metals in Oil		Δ	Δ		Δ
Percent Sludge		Δ	Δ		Δ
Impulse Breakdown	/	Δ	Δ		Δ

ตรวจรับ สำหรับการตรวจรับ New Oil ที่พัสดุ หัวข้อทดสอบและระยะเวลา อาจเปลี่ยนแปลงได้ ขึ้นอยู่กับสภาพอุปกรณ์ หรือความสำคัญ

ตามวาระ / ทดสอบทุก 1 ปี

// ทดสอบที่ Site ได้

Δ เลือกทดสอบเมื่อมีข้อสงสัย

เกิดเหตุการณ์ ต้องทดสอบเมื่อมีการทำน้ำมัน

Δ เลือกทดสอบเมื่อมีข้อสงสัย

ย้าย ทดสอบก่อนและหลังย้าย

Δ ทดสอบกรณีมีการทำ Reclaim หรือมีข้อสงสัย

ซ่อม Δ ต้องทดสอบก่อนและหลังซ่อมเพื่อเปรียบเทียบ

ทดสอบกรณีมีการทำ Reclaim หรือมีข้อสงสัย

ตารางที่ 2.4 Limits สำหรับน้ำมันในหม้อแปลงใหม่ (ก่อนจ่าย)

หัวข้อการทดสอบ	วิธีการ	ค่าจำกัด ระดับแรงดัน		
		≤ 69 kV	>69 kV≤ 288 kV	>288 kV
Color (max)	ASTM D1500	1.0	1.0	1.0
Power Factor 25°C,100°C,%(max)	ASTM D924	1.0	1.0	1.0
**Interfacial Tension,mN/m (min)	ASTM D971	39	39	39
Dielectric Breakdown Voltage*,kV((min)	ASTM D877 ASTM D1816 (0.04)	30 20	35* 25	* 30
Water Content,ppm (max)	ASTM D1533	20	10	10

*D877 ไม่ควรใช้กับอุปกรณ์ขนาด ≥ 230 kV

**IEEE Std 62-1995 ใช้ค่า min, 35 mN/m

ตารางที่ 2.5 Limits สำหรับการทดสอบน้ำมันหม้อแปลงขณะใช้งานตามวาระ

หัวข้อการทดสอบ	วิธีการ	ค่าจำกัด ระดับแรงดัน			อ้างอิง
		≤69 kV	>69 kV≤ 288 kV	>288 kV	
Water Content (ppm) (max)	ASTM D1533	35	25	20	Doble
Dielectric Breakdown	ASTM D877	26	30*	*	Doble
Voltage, kV (min)	ASTM D1816 (0.09)	20	20	25	
Interfacial Tension,mN/m (max)	ASTM D971	22	25	25	Doble
Neutralization Number,mgKOH/g(max)	ASTM D974	0.2	0.15	0.15	Doble
Inhibitor Content,% by wt (min)	ASTM D1473,D2668	0.11	0.11	0.11	
Power Factor 25°C,%(max)	ASTM D924	0.5	0.5	0.5	Doble
Power Factor 100°C,% (max)	ASTM D924	4	4	4	
Color (max)	ASTM D1500	2.5	2.5	2.5	IEEE C57 106-1991
Pour Point, °C (max)	ASTM D97	-40	-40	-40	
Specific Gravity,15/15°C, (max)	ASTM D1298	0.865-0.910	0.865-0.910	0.865-0.910	
Viscosity,cst at °C (max)	ASTM D88	12	12	12	
PCB Content,ppm	Test Kit	<50	<50	<50	
Metals in Oil (Al,Fe,Cu,Pb,Si,Sn)	FAS	เปรียบเทียบ			
Particles Count 3-150/10ml (max)		<1500	<1500	<1500	IEEE std62-1995

* D877 ไม่ควรใช้กับอุปกรณ์ขนาด ≥ 230 kV

ป TK
2995
ป๓๗๑
๒๕๔๖

4740406

22 ก.ค. 2547 สำนักหอสมุด

2.2 ทฤษฎีน้ำมันหม้อแปลง

น้ำมันหม้อแปลง เป็นด่านแรกของการเสื่อมสภาพของฉนวนในอุปกรณ์ไฟฟ้าชนิดฉนวนน้ำมัน-กระดาษ การเสื่อมสภาพของน้ำมันสามารถจะตรวจวินิจฉัยโดยเทคนิคทางไฟฟ้าและเคมีด้วยการวิเคราะห์ก๊าซที่เกิดในน้ำมันนอกจากจะทำให้ทราบถึงการเสื่อมสภาพชนิดต่างๆที่เกิดในอุปกรณ์แล้ว ยังทำให้ทราบถึงลักษณะความผิดพร่องที่เกิดและต้นเหตุของปัญหาทำให้สามารถกำหนดแนวทางการบำรุงรักษาได้ถูกต้อง

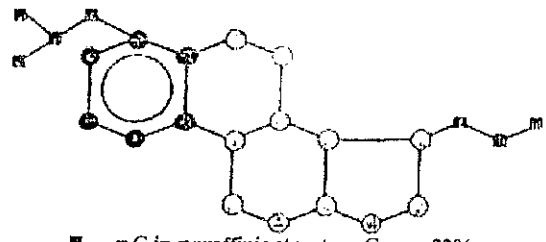
2.2.1 บทนำเกี่ยวกับน้ำมันหม้อแปลง

การเติบโตอย่างรวดเร็วของอุตสาหกรรมภายในประเทศในระยะ 6-7 ปีที่ผ่านมา ทำให้ความต้องการพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 13 - 14 % ซึ่งจัดอยู่ในเกณฑ์ที่ค่อนข้างสูง จากความต้องการที่เพิ่มขึ้นนี้เองทำให้หม้อแปลงที่ติดตั้งในระบบของการไฟฟ้า ไม่ว่าจะเป็นการไฟฟ้าฝ่ายผลิต การไฟฟ้านครหลวง หรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จำเป็นต้องเพิ่มทั้งพิกัด ขนาดและปริมาณเพื่อสนองกับความก้าวหน้าของภาคอุตสาหกรรมในหม้อแปลงไฟฟ้า (Power Transformer, Distribution Transformer) น้ำมันและกระดาษเป็นฉนวนหลักที่ยังคงความนิยม ตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบันด้วยเหตุผลที่ประนีประนอมระหว่างราคากับคุณสมบัติในการใช้งาน ในปัจจุบันคุณภาพของฉนวนทั้งน้ำมันและกระดาษที่ใช้มีการปรับปรุงขึ้นมากทำให้หม้อแปลงสามารถใช้งานที่อุณหภูมิสูงขึ้นและด้วยอายุใช้งานที่ยืนยาวขึ้นการบำรุงรักษาตามวาระ (Routine Maintenance) เช่น การคอยตรวจสภาพของน้ำมันและการปรับปรุงสภาพเมื่อถึงเวลาอันสมควรนับว่ามีส่วนสำคัญในการยืดอายุใช้งานให้นานขึ้นตราบเท่าที่การออกแบบได้กำหนดไว้เช่นเดียวกับการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance) ได้เข้ามามีบทบาทมากขึ้น ในการลดอัตราความล้มเหลว (Failure rate) ของหม้อแปลง

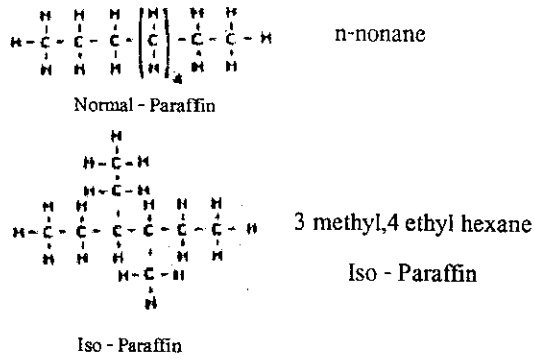
2.2.2 น้ำมันและโครงสร้างของน้ำมัน

ในหม้อแปลงไฟฟ้าที่ใช้ฉนวนชนิดน้ำมัน-กระดาษนั้น อายุของกระดาษจะขึ้นกับเสถียรภาพของน้ำมัน (ปัจจัยการเสื่อมสภาพของกระดาษคือความร้อนและความชื้น น้ำมันทำหน้าที่ระบายความร้อนให้กระดาษและหน่วงการแพร่ของความชื้นจากภายนอกที่เข้าสู่กระดาษให้ช้าลง) เมื่อน้ำมันเสื่อมลงใยเซลลูโลสซึ่งเป็นองค์ประกอบของกระดาษจะถูกเร่งให้เกิดการแตกแยกเร็วขึ้นความแข็งแรงทางกลของกระดาษจะลดลงจนกระดาษยุ่ยเปื่อยในที่สุดและนั้นหมายถึงวาระสุดท้ายของหม้อแปลง น้ำมันหม้อแปลงเมื่อเสื่อมลงจะสามารถเปลี่ยนหรือปรับสภาพให้ดีขึ้นได้แต่กระดาษเซลลูโลสที่เสื่อมแล้วจะปรับคืนสภาพให้กลับคืนใหม่ไม่ได้ ดังนั้นความรู้ความเข้าใจเพื่อพิจารณา

เลือกใช้น้ำมันตลอดจนหลักเกณฑ์ในการบำรุงรักษาและวิเคราะห์สภาพความเสื่อมของน้ำมัน จึงเป็นหนทางที่จะสร้างสรรค์สุขภาพที่ดีให้แก่อุปกรณ์ตลอดจนอายุการใช้งาน ในหัวข้อนี้ขอกล่าวถึงรายละเอียดเฉพาะน้ำมันซึ่งเป็นฉนวนในส่วนที่สามารถบำรุงรักษาโดยตรงได้เท่านั้น น้ำมันหม้อแปลงผลิตจากน้ำมันธรรมชาติ (Crude Oil) ซึ่งมีด้วยกัน 3 ชนิดคือ 1.Naphthenic Crude 2.Paraffinic Crude 3. Mixed Base Crude แต่ละชนิดเป็นสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่ประกอบด้วยโครงสร้างที่เป็น Paraffins , Naphthenic และ Aromatics ด้วยอัตราส่วนที่แตกต่างกัน (รูปที่ 2.12 แสดงโครงสร้างของตัวอย่างน้ำมันชนิดที่หนึ่ง) น้ำมันที่ผลิตจาก Paraffinic Crude จะมีโครงสร้างของ Paraffinic ที่เป็น Straight type N-alkanes (หรือที่เรียกว่า N- Paraffinic) ซึ่งรู้จักกันในนามของ Waxes (รูปที่ 2.13) น้ำมันที่มีโครงสร้างของ N- Paraffinic นี้จะต้องนำไป Dewaxed หรือ เติมสารเพื่อให้มี Pour Piont ต่ำ หากต้องใช้งานในที่อุณหภูมิต่ำมากเช่นในประเทศที่มีภูมิอากาศหนาว นอกจากนี้โมเลกุลของโครงสร้างดังกล่าวยังมีความสามารถในการละลายน้ำ และ Oxidation Products ได้ต่ำจึงอาจสร้างปัญหาในรูปของตะกอน Sludge ภายใน Oil Duct หรือ Oil Channel ของหม้อแปลงและเพิ่มความแห้งให้กับโครงสร้างของกระดาษ

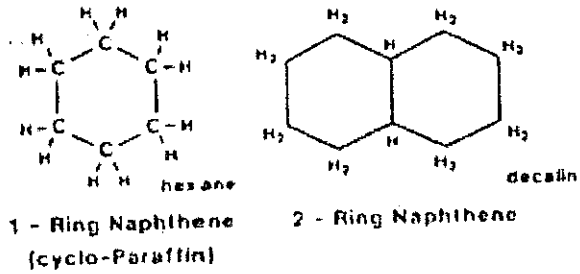


รูปที่ 2.12 โครงสร้างของน้ำมัน



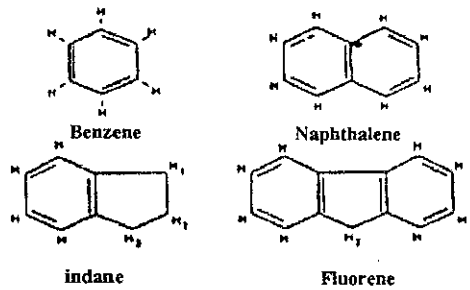
รูปที่ 2.13 โครงสร้างของ Paraffins

น้ำมันที่ผลิตจาก Napthenic Crudes ประกอบด้วยโครงสร้างส่วนใหญ่ของ Cycloalkanes หรือที่เรียกว่า Napthenic (จึงเป็นที่มาของชื่อ Napthenic Crude's) บางแหล่งอาจมีประมาณของ N-Paraffins แต่ก็ต่ำมากจนเกือบจะวัดไม่ได้น้ำมันชนิดนี้จึงมีค่า Pour Point ต่ำและมีความสามารถในการละลายดี ไม่ต้องนำไป Dewaxed หรือเติมสารก่อนน้ำไปใช้ ข้อดีอีกประการของน้ำมันชนิดนี้ก็คือความหนืดแปรตามอุณหภูมิได้เร็ว จึงมีความสามารถในการส่งผ่านความร้อนสูงนอกจากนี้น้ำมัน Naphthenes ส่วนใหญ่ยังมีคุณสมบัติของ Gas Absorption ในขณะที่น้ำมัน Paraffinic มักขับ (Evolve) ไฮโดรเจนออกจากน้ำมัน (โครงสร้างของ Naphthenes ได้แสดงในรูปที่ 2.14)

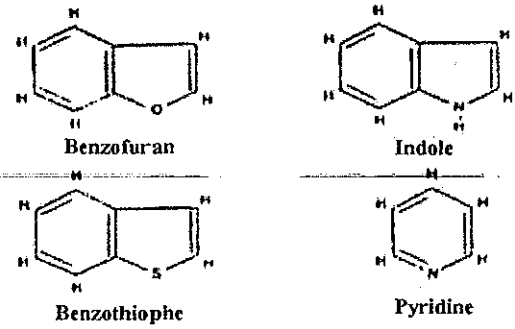


รูปที่ 2.14 โครงสร้างของ Naphthenes

สำหรับ Aromatics (รูปที่ 2.15) ซึ่งเป็นส่วนประกอบที่อยู่ในน้ำมันหม้อแปลงทุกชนิดนั้นมีด้วยหลายชนิดทั้งชนิดมีขั้วและไม่มีขั้วบางชนิดเช่น Monoaromatics มีคุณสมบัติทางไฟฟ้าดี พวก Polyaromation ที่อาจเกิดจากธรรมชาติหรือจากขบวนการผลิต มีทั้งคุณลักษณะที่ดีคือเป็น Oxidation inhibitor และมีความสามารถด้าน Gas Absorption สูงกับมีคุณลักษณะที่ไม่ดีคือมี Impulse Strength ต่ำ บางชนิดละลายฉนวนแข็งที่อยู่ในน้ำมันและโมเลกุลบางชนิดพบว่าเป็นสารก่อมะเร็ง

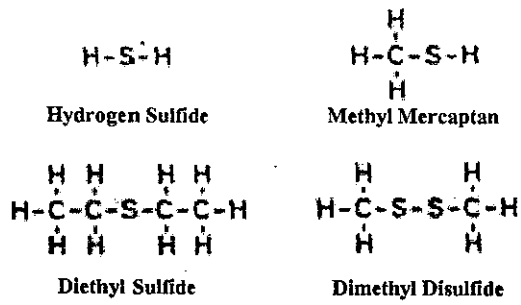


รูปที่ 2.15 โครงสร้างของ Aromatics

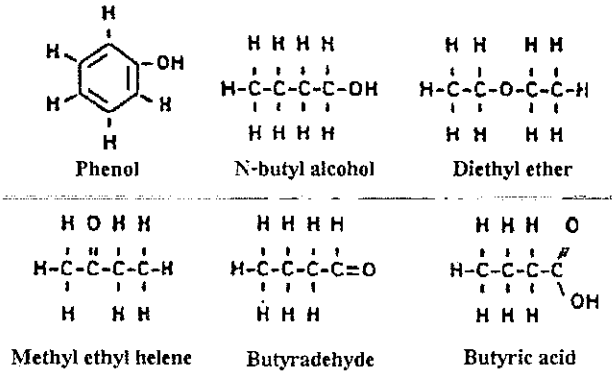


รูปที่ 2.16 Heterocyclic Aromatics

นอกจากสารประกอบไฮโดรคาร์บอนแล้วใน Crude Oil ยังมีสารประกอบที่ไม่ใช่ไฮโดรคาร์บอนซึ่งมีโครงสร้างคล้ายกันแต่อะตอมของคาร์บอนจะถูกแทนที่ด้วยไนโตรเจน, ออกซิเจน หรือ ซัลเฟอร์ เรียกโดยทั่วไปว่า Polar Compounds (รูปที่ 2.16) พวก Heterocyclic Aromatics ที่ประกอบด้วย ไนโตรเจนบางชนิดดีคือเป็น Oxidation Inhibitor แต่ส่วนใหญ่มีคุณสมบัติไม่ดีคือเป็น Chauge Carries ในสนามไฟฟ้าและบางชนิดเป็น Initiator ของขบวนการ Oxidation สำหรับ Sulphur Compounds (รูปที่ 2.17) ให้ทั้งคุณและโทษคือบางชนิดเป็น Inhibitor ในการทำลายพวก Peroxider ในขณะเดียวกันก็จะกัดกร่อนทองแดงและเงิน พวก Polar Oxygenates (รูปที่ 2.18) เป็นสารที่ไม่ต้องการเพราะจะสลายเป็นกรด เพิ่ม Dissipation Factor และลด Interfacial Tension ของน้ำมัน ในน้ำมันเก่า Oxygen Compounds จะมีปริมาณมากขึ้นจากปฏิกริยา Oxidation ตัวอย่างเช่น กรด Ketones และ Phenols ในขบวนการแรกๆ Phenols จะทำหน้าที่เป็นตัวทำลาย Inhibitors นอกจากนี้ น้ำก็จัดเป็น Oxidation Product น้ำเป็นตัวการที่สำคัญของการเสื่อมสภาพทั้งน้ำมันและกระดาษ



รูปที่ 2.17 Sulphur Compounds



รูปที่ 2.18 Polar Oxygenates

ขบวนการกลั่น (Refining Process) จะต้องสามารถกำจัดสารประกอบที่ไม่ต้องการออก และคงสิ่งที่มีคุณลักษณะดีไว้ ขบวนการกลั่นมีหลายชนิดชื่อขบวนการจะเรียกตามสารที่ใช้ เช่น Acid Treat ใช้กรดซัลฟุริค 90-99% เป็นตัวทำปฏิกริยาเป็นวิธีที่สามารถกำจัด Compounds ที่ไม่ต้องการโดยไม่ทำลายสารพวก Inhibitors แต่ก็เลิกใช้แล้วในสหรัฐอเมริกา เพราะเป็นอันตรายต่อสุขภาพและสิ่งแวดล้อม วิธี Clay Treat ใช้ Clay เป็นตัวดูดซับสาร เช่นเดียวกับ Solvent extraction ที่ใช้ Solventเป็นตัวดึงส่วน Hydrotrent และ Hydrogenation ใช้ Hydrotreat gas ในการทำปฏิกริยา แต่อุณหภูมิแตกต่างกัน Hydrogenation แม้จะมีประสิทธิภาพในการกำจัด Compounds ที่ไม่ต้องการ แต่จะกำจัดสารที่เป็น Inhibitors ด้วยจึงต้องมีการเติม Inhibitors หลังขบวนการทำให้ Base Oil มีเสถียรภาพไม่ดีตารางที่ 2.6 แสดงขบวนการที่ใช้ได้ผลในการกำจัดสารที่ไม่ต้องการออกจาก Crude Oil

ตารางที่ 2.6 แสดงขบวนการที่ใช้ได้ผลในการกำจัดสารที่ไม่ต้องการออกจาก Crude Oil

Unwanted Compounds	**Process Effected**
- Olefins	A,B,C,D
- Highly condensed Aromatics	A,C,D,E
- Benzothiophenes	A,C,D
- Polar Nitrogen Compounds	A,B,C,D,E
- Polar Sulphur Dompounds	A,C,D
- Polar Oxygen Compounds	A,B,C,D
Notes : A:Acid Treat, B:Clay Treal, C:Hydrotreat D:Hydrogenation, E:Solvent Extraction	

การเลือกน้ำมันที่มี Base ดีทำให้ได้น้ำมันที่มีอายุใช้งานยืนยาว ซึ่งหมายถึง Reliatiliry ของอุปกรณ์ การวิเคราะห์โครงสร้างและสารประกอบของน้ำมันเหล่านี้ ทำได้โดยหาองค์ประกอบของคาร์บอน (Carbon type composition) ตามมาตรฐาน ASTM D2140 หรือโดยวิธีของ Infrared (IR) Spectroscopy การตรวจสอบและวิเคราะห์สภาพน้ำมันใหม่ที่ซื้อ จะเป็นน้ำมันสำหรับหม้อแปลงใหม่ก็ดี หรือน้ำมันที่จะนำมาเปลี่ยนในหม้อแปลงเก่าก็ดี ถือเป็นก้าวแรกของงานบำรุงรักษาอุปกรณ์ไฟฟ้าชนิดน้ำมัน-กระดาษ ข้อกำหนดขั้นต่ำเกี่ยวกับน้ำมันหม้อแปลงใหม่มีหลายมาตรฐานด้วยกัน เช่น มาตรฐาน BS 148 ,ASTM D 3487 , IEC 296 , VDE 0370 และ IEEE C57.106-1991 ผู้ใช้งานอาจกำหนดคุณสมบัติที่เคร่งครัดขึ้น หรือ มีขีดจำกัดดีขึ้น ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับลักษณะเฉพาะของอุปกรณ์ การใช้งานและปัญหาที่เคยประสบ

2.2.3 มาตรฐานน้ำมันหม้อแปลงทางฟิสิกส์

2.2.3.1 ความหนืดและการขยายตัว

ประสิทธิภาพของการระบายความร้อนขึ้นอยู่กับค่าความหนืด (Viscosity) ค่าความหนืดยิ่งมีค่าต่ำ ประสิทธิภาพการระบายความร้อนจะยิ่งมีค่าสูงขึ้น แต่โดยธรรมชาติแล้วนั้นค่าความหนืดจะลดลงเมื่ออุณหภูมิเพิ่มขึ้น และขณะเดียวกันปริมาตรจะขยายตัวตามอัตราการเปลี่ยนแปลงของน้ำมัน แต่ละชนิดนั้นโดยแตกต่างกันไปตามคุณสมบัติทางเคมี เครื่องมือที่ใช้ในการวัดความหนืดเรียกว่า วิสคอมิเตอร์ (Viscometer) ส่วนหน่วยที่วัดเรียกว่าเซนติสต็อค (Centistoke = cst)

2.2.3.2 ความแข็งแรงเชิงกำบังไฟฟ้า (dielectric strength)

ความถี่ (Power frequency) ไม่มีผลต่อความแข็งแรงเชิงกำบังไฟฟ้า ส่วนอุณหภูมินั้น มีผลต่อความแข็งแรงดังกล่าวนอกจากนี้ความแข็งแรงเชิงกำลังไฟฟ้ายังขึ้นอยู่กับก๊าซที่ละลายในน้ำมัน (dissolved gas)

2.2.3.3 จุดวาบไฟ (Flash point)

คือ อุณหภูมิซึ่งไอบนผิวน้ำมันติดไฟขึ้นเองโดยธรรมชาติ น้ำมันที่มีจุดวาบ ไฟต่ำ หมายความว่า ระเหยง่าย และขยายตัวได้มาก ค่านี้มีความสำคัญมากใน หม้อแปลงเล็กๆ ที่ไม่มีห้องรองรับน้ำมัน เพราะถ้าใช้น้ำมันที่มีจุดวาบไฟต่ำ ความดันในหม้อแปลงจะสูง ซึ่งอาจเป็นสาเหตุให้เกิดความเสียหายได้ในที่สุด การกำหนดค่าปกติจะกำหนดจุดวาบไฟปิด (Closed flash point) ไม่ต่ำกว่า 140 °C สำหรับการหาจุดใกล้วาบไฟนั้นหาได้จากเครื่องมือเพสกีย์-มาร์-เทนส์ (pesky – martens apparatus) โดยวัดที่อุณหภูมิที่ทำให้น้ำมันระเหยการเป็นไอ มากขึ้น ในส่วนที่เป็นช่องว่างของเครื่องมือ แล้วใส่เปลวไฟอุณหภูมิที่ทำให้เกิดวาบไฟ (flash) นั้น เรียกว่าจุดวาบไฟปิด โดยทั่วๆไปแล้วน้ำมันในหม้อแปลงจะมีอุณหภูมิต่ำกว่าจุดวาบไฟมาก

2.2.3.4 จุดติดไฟ (Fire point)

คืออุณหภูมิที่ซึ่งน้ำมันจะเริ่มเกิดการสันดาปและเกิดการเผาไหม้ต่อไป อุณหภูมิดังกล่าวมีค่าประมาณ 200 °C หรือ 1.25 เท่าของจุดวาบไฟ

2.2.3.5 ความหนาแน่น (Density)

เป้าหมายในการกำหนดความหนาแน่น (Density) ของน้ำมันในมาตรฐานนั้นก็เพื่อมิให้น้ำมันกลายเป็นน้ำแข็งที่อุณหภูมิต่ำ มาตรฐานใน BS 148 : 1972 ได้กำหนดค่าความหนาแน่นน้ำมันในปริมาตร 1 ลูกบาศก์เซ็นติเมตร หนัก 0.895 g ณ ที่อุณหภูมิ 20 °C

2.2.3.6 จุดเท (Pour Point)

จุดเท (Pour Point) มีความสัมพันธ์กับความหนาแน่นเป็นอุณหภูมิที่ต่ำที่สุด ที่น้ำมันยังไหลได้ ตามมาตรฐาน BS 148 : 1972 ได้กำหนดไว้ -30 °C

2.2.4 มาตรฐานน้ำมันหม้อแปลงทางเคมี

2.2.4.1 ค่ามูลน้ำมัน

เมื่อน้ำมันทำปฏิกิริยากับอากาศ (Oxidation) จะเกิดกรดอันมีส่วนผสมของ เปอร์ออกไซด์ (Peroxide) แอลดีไฮท์ (Aldehydes) คีโทสส์ (Ketoses) ลอสทอนส์ (Lostones) เป็นต้น ตัวกำเนิดปฏิกิริยากับอากาศ คือ น้ำและคาร์บอนมอนออกไซด์ (Carbon monoxide) ทำให้ได้สารแข็ง (Solid matcrial) ใหม่ มีลักษณะเป็นเมือก เรียกว่า มูลน้ำมัน (Sludge) มูลน้ำมันนี้ เมื่อเกาะอยู่บนผิวน้ำหรือฉนวน จะลด ประสิทธิภาพของน้ำมันในการทำความเย็น นอกจากนั้นยังไปอุดตันท่อน้ำมัน (Cooling duct) ของขดลวด เป็นเหตุให้น้ำมันไหลวนเวียนไม่สะดวก

ค่ามูลน้ำมันที่กำหนดนี้ จะอยู่ในรูปของขีดจำกัด ซึ่งเป็นร้อยละของน้ำหนักเทียบกับน้ำมันของส่วนที่ไม่รวมตัว สำหรับมาตรฐาน BS 148 : 1972 ได้กำหนดขีดค่ามูลน้ำมัน ขีดจำกัดสูงสุดเพียง 0.1% เท่านั้น

2.2.4.2 การทดสอบเพื่อหาค่าเสถียรภาพในการทำปฏิกิริยากับอากาศ

มูลน้ำมันที่เกิดขึ้นในน้ำมัน เป็นสิ่งที่ไม่ต้องการ ฉะนั้นผู้ใช้หม้อแปลง จึงจำเป็นต้องนำตัวอย่างของน้ำมันมาทดสอบอยู่เสมอ เพื่อหาความเป็นกรด (Acidity) ในน้ำมัน อันจะพาไปสู่การเสียสภาพของน้ำมันในการทดสอบจะใช้ตัวอย่าง 25 กรัม ใส่ลงในสารทองแดง (Metallic copper) แล้วจึงทำให้ร้อนขึ้น 100°C อัดฟองอากาศ (Oxygen) เข้าไปเป็นเวลา 164 ชั่วโมง หลังจากนั้นจึงทำให้น้ำมันเย็นลงโดยใช้เวลา 1 ชั่วโมง นำน้ำเย็นที่เย็นลงแล้วนี้มาเจือจาง ด้วยเฮปเทน (Normal heptane) ทิ้งไว้ 24 ชั่วโมง จะพบว่ามีมูลน้ำมันเกิดขึ้น แยกมูลน้ำมันออกไปชั่ง เพื่อหาค่ามูลน้ำมัน

ส่วนสารละลายที่เหลือนำไปหาค่าความเป็นกรด หลังจากทำปฏิกิริยากับอากาศแล้ว ค่าที่ได้ทั้งสองนี้ก็คือ ค่าเสถียรภาพในการปฏิบัติกับอากาศ

2.2.4.3 การทดสอบความเป็นกรดหลังจากเกิดปฏิกิริยากับอากาศแล้ว

ความเป็นกรดของน้ำมัน หลังจากทำปฏิกิริยากับอากาศแล้ว จะกลายเป็นสื่อไฟฟ้าอย่างดี ทำให้ความแกร่งเชิงไฟฟ้า (Electric strength) ของน้ำมันลดลง วิธีการทดสอบค่านี้หลังจากน้ำมันได้ใช้งานไปแล้ว กระทำได้โดยนำสารละลายที่ได้จากหัวข้อ 2.2.4.1 มาทำการไตรเตรต (Tritrate) กับโปรเตสเซียมไฮดร็อกไซด์ (Alcoholic KOH) 0.1% ผลที่วัดจะต้องไม่เกิน 0.4 มิลิกรัม ของ KOH / กรัม ตามมาตรฐาน BS 148 : 1972

2.2.4.4 ค่าความเป็นกรด

ค่าความเป็นกรดของน้ำมันหรือจุดสะเทิน (Acid or neutralization value) ที่เกิดในกระบวนการกลั่นน้ำมันเป็นคุณสมบัติเฉพาะที่ไม่สามารถจะลดค่าลงได้ ซึ่งมาตรฐาน BS 148:1972 ได้กำหนดค่าขีดจำกัดความเป็นกรดต้องไม่เกิน 0.03 มิลลิกรัม KHO/กรัมน้ำมัน เมื่อยังไม่ได้กลั่นจะมีกรดเนปทามิค (Nephthenic acid) อยู่ เมื่อผ่านกระบวนการกลั่น จะเกิดความล้มเหลวอันเนื่องมาจากการทำปฏิกิริยากับอากาศ (Oxidation breakdown) เป็นผลให้มีกรดอินทรีย์ (Organic acid) เกิดขึ้นผสมอยู่ใน น้ำมัน ในการหาค่าดังกล่าวใช้สารละลายพวกโปรแตช (Caustic potash solution) มาทำให้กลายเป็นกลาง (Neutralization) กับน้ำมัน ค่าที่ได้ให้คิดจากน้ำหนักของ KOH ต่อน้ำหนักน้ำมัน

2.2.4.5 กำมะถันกัดกร่อน

การตรวจสอบกำมะถันกัดกร่อน (Corrosive) เพื่อหากำมะถันนั้นกระทำได้ด้วยการจุ่มแผ่นทองแดง (Copper strip) ที่ขัดถูสะอาดเรียบร้อยแล้ว ลงในภาชนะที่บรรจุน้ำมันที่จะทดสอบ ภายใต้อุณหภูมิที่สูงถึง 140°C เป็นเวลา 19 ชั่วโมงในบรรยากาศที่มีก๊าซไนโตรเจนอยู่ หลังจากนั้นจึงนำชิ้นทองแดงดังกล่าวขึ้นมา เพื่อสังเกตว่ามีส่วนใดที่มีสีเทามืด น้ำตาลมืด หรือสีดำ เป็นต้น ถ้าผลที่ได้ปรากฏว่ามีสีดังกล่าว ก็แสดงว่ามีสารจำพวกกำมะถันผสมอยู่ในน้ำมัน น้ำมันดังกล่าวจะใช้ไม่ได้

2.2.4.6 ปริมาณน้ำที่มีอยู่ในน้ำมัน

น้ำมันที่ดีต้องสะอาด และปราศจากสิ่งเจือปน อันจะทำให้คุณสมบัติของมันเสื่อม ฉะนั้นทุกครั้งที่การทดสอบ จะต้องจำแนกสิ่งสกปรก (Contaminants) หรือน้ำที่เจือปนอยู่ เพื่อรักษาความเป็นฉนวน และคุณภาพในการระบายความร้อนของน้ำมันมาตรฐาน BS 148:1972 ได้กำหนดค่ามากที่สุดที่น้ำอาจมีอยู่ในน้ำมันได้ ต้องไม่เกิน 35 ppm

2.2.5 การเสื่อมสภาพของน้ำมัน

สาเหตุการเสื่อมสภาพของน้ำมัน

- Oxidation degradation
- Hydrolytic degradation
- Electrical degradation
- Thermal degradation

2.2.5.1 Oxidation degradation

การเสื่อมสภาพของน้ำมันเริ่มต้นตั้งแต่น้ำมันถูกใส่เข้าไปในอุปกรณ์โดยสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่ไม่อยู่ตัว (unstable) ในน้ำมันจะทำปฏิกริยากับออกซิเจนภายในอุปกรณ์ (ซึ่งอาจเป็นออกซิเจนที่ละลายมากับน้ำมันหรือตกค้างหลังการผลิตจากโรงงานหรืออาจมาจากอากาศโดยตรงในกรณีหม้อแปลงระบบเปิดที่หายใจผ่านSilicagel) ภายใต้ Catalysts (เช่นความชื้น ทองแดง เหล็ก) และตัวเร่งปฏิกริยา (ความร้อนสนามไฟฟ้า) เกิด Oxidation by-products ในรูปของ Peuoxides , Alcohols , Ketones , และกรดปฏิกริยา Oxidation จะดำเนินไปอย่างต่อเนื่องกรดที่เกิดขึ้นจะทำปฏิกริยากับทองแดง เหล็ก หรือสีในหม้อแปลงเกิดสารที่ค่อนข้างนำไฟฟ้าและละลายในน้ำมันได้ปานกลาง เรียกว่า Sludge เมื่อ Sludge มีการสะสมตัวมากขึ้น ๆ ความสามารถในการละลายจะลดลงเกิดการตกตะกอนและก่อสารที่ข้นหนืดเกาะผิวกระดาษ ผนังตัวถัง Oil duct หรือ Cooling fins ทำให้การระบายความร้อนของอุปกรณ์แย่ลง สารเสื่อมสภาพที่เกิดจากปฏิกริยา Oxidation จะทำให้สีของน้ำมันเหลืองมากขึ้น จนกลายเป็นน้ำตาลอ่อนและน้ำตาลเข้มเมื่อปริมาณ Sludge มากขึ้น น้ำมันที่เดิมใสจะข้นขึ้น ความสามารถในการส่งผ่านความร้อนของน้ำมันจะลดลงนอกจากนี้ Polar compounds ที่เกิดจะลดความเป็นฉนวนไฟฟ้าของน้ำมันส่วนสารเจือปนหรือพวก Contamination ได้แก่ น้ำ ฝุ่น เศษผงตัวนำ (Conductive particles) จะทำให้น้ำมันขุ่นมัวและการนำไฟฟ้าเพิ่มขึ้น

2.2.5.2 Hydrolytic degradation

เนื่องจากน้ำเป็นสารมีขั้วมีค่า Dielectric constant สูง (ราว 80) ในขณะที่ของน้ำมันมีค่า 2.2 น้ำในรูปของ Free water ที่อยู่ในบริเวณที่มีความเครียดสนามไฟฟ้าสูง จะสร้างปัญหาของการเกิด Dissolved ในน้ำมัน ทำให้ความแข็งแรงทางฉนวนลดลงนอกจากนี้ Dissolved water ทำให้เกิดการสูญเสียทางฉนวน (Dielectric loss) เพิ่ม Dissipation factor และการนำไฟฟ้า

2.2.5.3 Electrical degradation

ความเครียดของสนามไฟฟ้าทำให้ Dielectric loss ของน้ำมันสูงขึ้นน้ำมันเสื่อมสภาพเร็วขึ้น สารประเภท Infibetors ที่เติมในน้ำมันเพื่อปรับปรุงสภาพด้าน Antioxidation ส่วนใหญ่จะลดคุณสมบัติด้าน Impulse strength ของน้ำมัน

2.2.5.4 Thermal degradation

ความร้อนเร่งให้ปฏิกริยา Oxidation ของน้ำมันเกิดเร็วขึ้น น้ำมันจึงเสื่อมสภาพเร็วขึ้น นอกจากนี้ความร้อนเป็นศัตรูที่สำคัญในการทำให้กระดาษเสื่อมสภาพ หากสภาพการระบายความร้อนของน้ำมันแย่ลง อายุใช้งานของกระดาษจะสั้น

2.2.6 การตรวจวินิจฉัยน้ำมัน

น้ำมันหม้อแปลงก็เปรียบเหมือนเลือดในร่างกายของมนุษย์ ที่สามารถบอกถึงโรคภัยที่เกิดขึ้นภายในร่างกายได้ จากการตรวจวินิจฉัยตัวอย่างน้ำมันเราจะสามารถทราบถึงสุขภาพของหม้อแปลงหรืออุปกรณ์ชนิดน้ำมันกระดาษได้เช่นกัน สุขภาพไม่สมบูรณ์และการเกิดโรคในอุปกรณ์แบ่งเป็น 2 พวกดังนี้

2.2.6.1 การเสื่อมสภาพของฉนวนตามปกติ

การเสื่อมสภาพของน้ำมันเนื่องจากปฏิกริยา Oxidation ในข้อ 2.1.5.1 จัดเป็นการเสื่อมสภาพตามปรกติคือเป็นการเสื่อมสภาพที่เราสามารถชะลอหรือลดความรุนแรงลง เพื่อยืดอายุใช้งานได้ถ้าเราหมั่นบำรุงรักษาและตรวจเช็คสภาพอาจจะมีปัจจัยที่เร่งให้เกิดการเสื่อมเร็วขึ้นเช่น ความชื้นเข้าสู่ ฉนวนมากหรือความร้อนที่เกิดขึ้นสูงขณะใช้งานเกินพิกัดถือเป็นการเสื่อมสภาพอย่างปกติที่อาจเกิดขึ้นได้บ่อยๆตรวจพบได้ด้วยการทดสอบตามวาระแม้แต่การเสื่อมสภาพของฉนวนกระดาษที่มีสาเหตุจากความร้อนก็ดีหรือจากปฏิกริยาเสื่อมสภาพของน้ำมันก็ดีจัดเป็นโรคที่กินเวลาไม่เกิดฉับพลันสามารถป้องกันหรือลดอัตราการเสื่อมได้ การตรวจวินิจฉัยตัวอย่างน้ำมันเพื่องานบำรุงรักษาอุปกรณ์ ประกอบด้วยการทดสอบต่าง ๆ ซึ่งการสรุปผลการวิเคราะห์จำเป็นต้องใช้ข้อมูลจากการทดสอบมากกว่าหนึ่งการทดสอบในการตัดสินใจ ความเข้าใจถึงโครงสร้างและขบวนการเสื่อมสภาพมีส่วนอย่างมากที่จะทำให้ผลที่ได้ถูกต้องและแม่นยำการทดสอบดังกล่าวประกอบด้วยหัวข้อต่อไปนี้ :

1. Dielectric Breakdown Strength (AC)

การวัด AC Breakdown Strength ของน้ำมันเป็นการวัดความสามารถของน้ำมันในการคงทนต่อความเครียดของสนามไฟฟ้ากระแสสลับโดยปราศจาก Failure วิธีการทดสอบและเครื่องมือวัดตลอดจนเกณฑ์การตัดสินขึ้นกับมาตรฐานที่ใช้ (IEC 156, ASTM D877, D1816) เนื่องจากวิธีการทดสอบง่ายและสามารถทำในสนามได้จึงใช้กันแพร่หลายมาก Dielectric Breakdown Strength จะบอกสารเจือปนในรูป Contamination เช่นเศษตัวนำ , น้ำ หรือผงฝุ่น ไม่ให้ข้อมูลเกี่ยวกับกรดหรือ Sludge ที่เป็น Detereoration และไม่ให้ข้อมูลเกี่ยวกับขบวนการผลิตเหมือนอย่างการวัด

Impulse Breakdown Strength เพียงการ Recondition (Mechanical Removal) ก็สามารถทำให้ค่า Baeakdown voltage สูงขึ้นได้

2. Dissipation Factor or Power Factor

เป็นการวัดความสูญเสียทางฉนวนของน้ำมันภายใต้สนามไฟฟ้ากระแสสลับวิธีการวัดและเครื่องมือวัดจะขึ้นกับมาตรฐานที่ใช้ IEC 247 หรือASTM D924 การทดสอบนี้จะวัดที่อุณหภูมิ 2 ค่าเพื่อเปรียบเทียบในกรณีน้ำมันใหม่ค่าที่ 90 องศา (หรือ100 องศา) จะมากกว่าค่าที่ 20 องศา (หรือ 25 องศา) ไม่เกิน7-10 เท่า แสดงว่าเป็นน้ำมันที่ผ่านคุณสมบัติดีในด้านขบวนการผลิตถ้าเป็นน้ำมันที่ใช้แล้วค่าที่แปรตามอุณหภูมิมากจะแสดงถึง Conductive Impureties ในน้ำมันที่ไม่ใช้น้ำมักเป็นพวก Polar Products ที่เกิดจากปฏิกริยา Oxidation (เปรียบเทียบกับข้อมูลแรกเริ่มเมื่อยังเป็นน้ำมันใหม่) นอกจากนี้การทดสอบควรทำที่ความเครียดสนามไฟฟ้าแตกต่างกันราว 2-3 ค่า และการวัดเปรียบเทียบให้ทำที่ความเครียดของสนามไฟฟ้าเดียวกัน น้ำมันใช้แล้วที่มีสารเจือปนประเภทตัวนำนั้น tg δ จะแปรตามความเครียดสนามไฟฟ้ามากกว่าน้ำมันใหม่ การทดสอบนี้จะให้ข้อมูลทั้ง Contamination และ Deterioration Products ในรูปกรด ค่า Dissipation factor และค่า De Conductiviry ในหัวข้อ 3 ขึ้นกับ

- ปริมาณทองแดงที่ละลายในน้ำมัน
- ปริมาณของ Peroxides ในน้ำมัน
- ปริมาณกรดที่ละลายได้ในน้ำมัน

จากประสบการณ์ของการตรวจสอบไฟฟ้าค่า tg δ ที่ 90 องศาไม่เกิด 7% เป็นค่าที่ปลอดภัยสำหรับน้ำมันเก่าที่จะสามารถปรับสภาพให้ดีได้

3. DC Conductivity

ไม่มีการกำหนดค่านี้ใน ASTM D3487 เพราะข้อมูลจากการวัด Power Factor อาจเพียงพอสำหรับน้ำมันใหม่แต่ที่การไฟฟ้าผ่ายผลิตจะวัดค่านี้ประกอบค่า tg δ หรือ Power Factor เสมอ การ Reclamation น้ำมันด้วย Fuller's earth จะกำจัดเฉพาะกรดเท่านั้นเมื่อนำน้ำมันกลับไปใช้งานใหม่ พวกที่ไม่ใช้ดกรดจะยังคงอยู่และพวกนี้เป็น Acid precursors คือเร่งให้เกิดปฏิกริยา Oxidation เร็วขึ้น

4. Interfacial Tension

เป็นการวัดแรงดึงผิวตรงรอยต่อของของเหลว 2 ชนิดคือน้ำมันและน้ำ การทดสอบใช้มาตรฐาน ASTM D971 ค่าIFT นี้จะให้ข้อมูลทั้ง Contaminants และ Products ของ Deterioration Polar groups ของน้ำมันในบางโมเลกุล พบว่าไม่ทำให้ค่า tg δ เพิ่มขึ้นแต่ทำให้ค่า IFT ลดลง

5. Neutralization Number

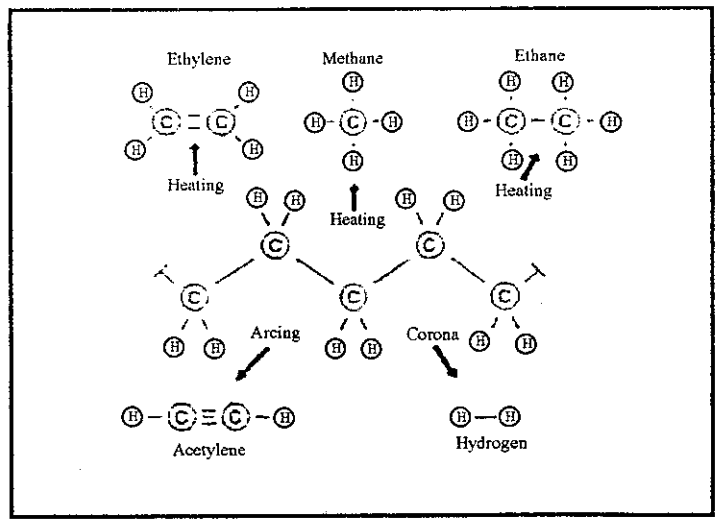
เป็นตัวเลขที่บอกมิลลิกรัมของด่าง Potassium hydroxide ซึ่งใช้ในการทำให้กรด 1 กรัมในน้ำมันมีสภาพเป็นกลางถือเป็นตัวที่สำคัญที่สุดในการบอกถึงการเปลี่ยนแปลงทางเคมีที่เป็น Deterioration ของน้ำมันในรูปกรด การวัดใช้ได้ทั้งมาตรฐาน ASTM D974 และ ASTM D664

6. Moisture Content

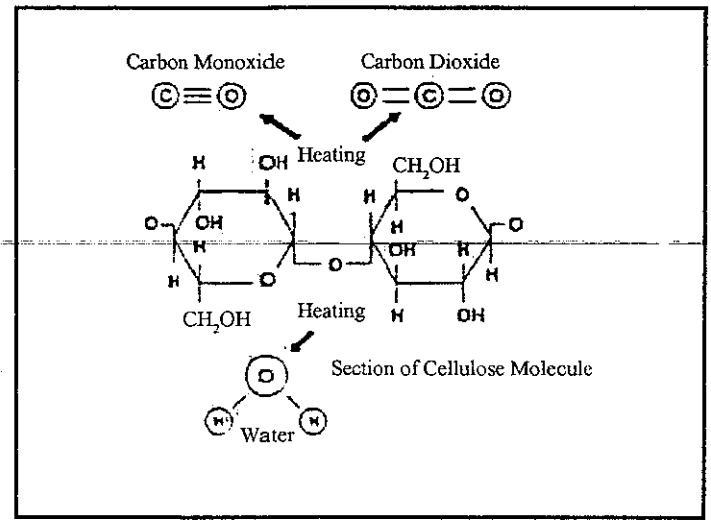
น้ำสามารถอยู่ในน้ำมันด้วยรูปแบบต่างๆกัน อาจอยู่ในลักษณะของ Free water ซึ่งสามารถเห็นได้ด้วยตาเปล่าที่ก้นถังหรือทำให้น้ำมันดูขุ่นน้ำในลักษณะของ Free water สามารถกำจัดโดยการกรองส่วนน้ำที่ละลายในน้ำมัน (Dissolved water) มองไม่เห็นด้วยตาเปล่าและไม่สามารถทราบปริมาณโดยทางฟิสิกส์หรือเคมีแต่จะมีผลทำให้ค่า Dielectric Breakdown Strength ต่ำลง การวัดน้ำในน้ำมันด้วยวิธี Karl Fischer สามารถบอกปริมาณน้ำทุกลักษณะที่อยู่ในน้ำมัน

7. Dissolved Gas Analysis

ภายใต้ความร้อนและความเครียดทางไฟฟ้าขณะใช้งาน ฉนวนทั้งน้ำมันและกระดาษจะเกิดการเสื่อมสภาพเกิด Decomposition และให้ก๊าซต่างกัน (รูปที่ 2.19 แสดงก๊าซที่เกิดจากปฏิกริยาของน้ำมัน) (ส่วนรูปที่ 2. 20 แสดงก๊าซที่เกิดจาก Decomposition ของกระดาษ) ก๊าซที่เกิดขึ้นนี้อาจสะสมอยู่ในช่องว่าง (Gas Blanket) เหนือระดับน้ำมันปริมาณของก๊าซแต่ละชนิดที่พบในน้ำมัน ขึ้นกับความสามารถในการละลาย (Solybiliry) ของก๊าซนั้นๆ ตารางที่ 2.7 แสดง Solubility ของก๊าซที่ละลายในน้ำมัน



รูปที่ 2.19 Oil Structure And Associated Gases



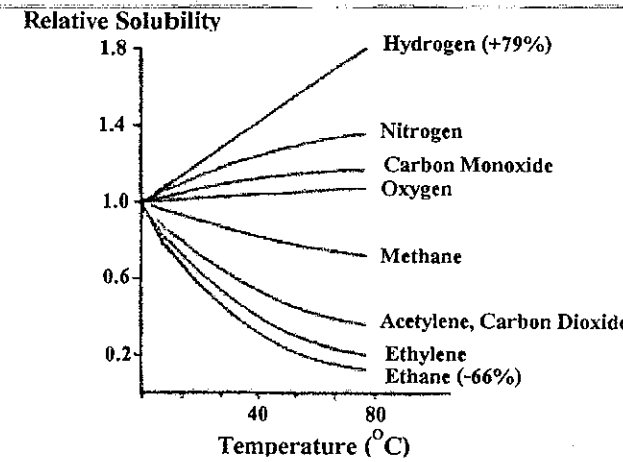
รูปที่ 2.20 Cellulose And Decomposition

ตารางที่ 2.7 แสดง Solubility ของก๊าซที่ละลายในน้ำมัน

Solubility of Gases in Transformer Oil (Present by volume)	
Hydrogen (H_2)	7
Nitrogen (N_2)	8.6
Carbon Monoxide (CO)	9
Oxygen (O_2)	16
Methane (CH_4)	30
Carbon Dioxide (CO_2)	120
Ethane (C_2H_0)	280
Ethylene (C_2H_4)	280
Acerylene (C_2H_2)	400
Static equilibrium @ 760 mmHg. 25 ^{O}C	

จากตารางจะเห็นว่าแม้แต่ก๊าซไฮโดรเจนที่ละลายในน้ำมันได้น้อยที่สุด ก็มีปริมาณมากทีเดียว 7 % โดยปริมาตรจะเทียบเท่ากับ 70000 ppm (ส่วนในล้าน) ดังนั้นการตรวจวัดก๊าซที่ละลายในน้ำมันจึงจัดว่าเป็นวิธีที่ให้ข้อมูลได้ sensitine ดีด้วยเทคนิคของ Gas Chromatography จะให้

ทราบระดับของก๊าซเหล่านี้ในสภาพใช้งาน-ปกติเมื่อมีความผิดปรกติขึ้นอัตราการเกิดของก๊าซบางตัวจะเพิ่มขึ้น ซึ่งสามารถนำมาวินิจฉัยหาสาเหตุแต่เนิ่นๆ รูปที่ 2.21 แสดงผลของอุณหภูมิที่มีต่อ Gas Solubility



รูปที่ 2.21 แสดงผลของอุณหภูมิที่มีผลต่อ Gas Solubility

ก๊าซที่พบในสภาพใช้งานปรกติจะมี O_2, N_2, C_2H_6, CO, CO_2 ก๊าซเหล่านี้ ส่วนหนึ่งเป็นก๊าซที่ตกค้างหลังการผลิตจากโรงงาน ก๊าซพวกไฮโดรคาร์บอน (CH_4, C_2H_6, C_3H_8) มาจากการเสื่อมสภาพของน้ำมัน ส่วน คาร์บอน (CO , CO_2) ส่วนใหญ่เกิดจาก Decomposition ของกระดาษเซลลูโลสภายใต้ความร้อน ปริมาณการเกิด CO_2 ต่อ CO ในสภาวะปรกติจะเป็น 7-10 ก๊าซที่เกิดจากการเสื่อมสภาพของฉนวนมีดังนี้

- ความชื้นที่อยู่ในกระดาษฉนวน มีผลต่อการเกิด CO_2 มากแต่จะมีผลต่อการเกิด CO เพียงเล็กน้อย
- หม้อแปลงจะมีสภาพใช้งานดี ถ้าปริมาณของ Combustible Gas ในน้ำมันน้อยกว่า 0.05
- การ Deterioration จากปฏิกริยา Oxidation จะให้ CO_2 จากการสำรวจหม้อแปลงที่ใช้งานพบว่า CO_2 แปรตามค่ากรด ถ้า CO_2 เพิ่มมากโดยค่ากรดไม่เพิ่ม ให้สงสัยว่ากระดาษเซลลูโลสกำลังมีปัญหา

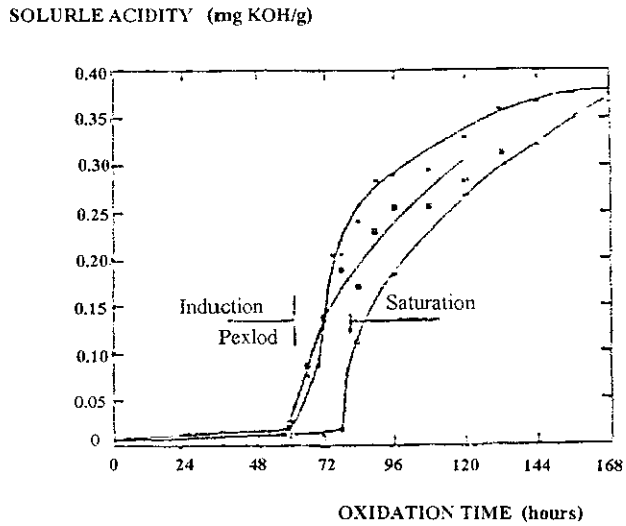
8. Furfuraldehyde-in-oil

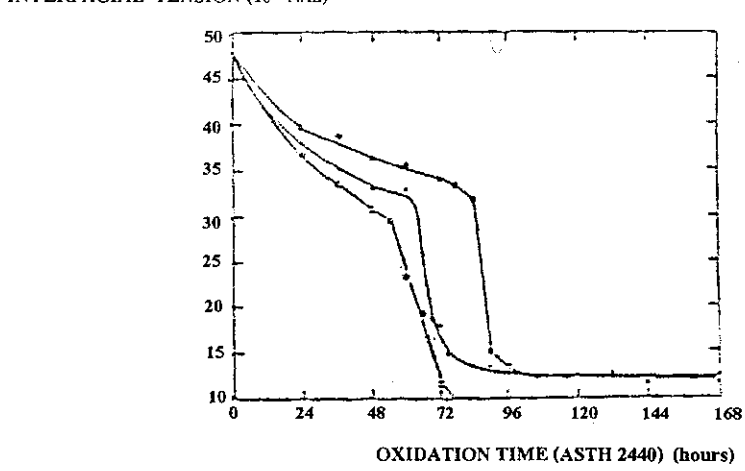
ดังได้กล่าวในหัวข้อ 2.2.2 ว่าวาระสุดท้ายของหม้อแปลงเกิดขึ้นเมื่อกระดาษสูญเสียความแข็งแรงทางลบโดยสิ้นเชิง หรืออาจกล่าวได้ว่าเกิดการสลายตัวของเซลลูโลสเนื่องจากความร้อน O_2 หรือความชื้น ซึ่งทำลาย Glycosidic bond ที่เป็นตัวยึดระหว่างโมเลกุลของกลูโคสในเซลลูโลส

หนึ่งๆ การสลายตัวของเซลลูโลสจะให้สารประกอบที่เรียกว่า Furfuraldehyde หรือ Furans และอนุพันธ์ของ Furans ซึ่งสามารถตรวจความเข้มข้นได้โดยใช้ HPLC อนุพันธ์ของ Furans ที่นิยมตรวจกันคือ 2- Furfural เพราะมีความสัมพันธ์โดยตรงกับการลดของ Degree Of Polymerization (DP) และการลดความแข็งแรงทางกลของกระดาษ

9. Inhibitor Content

น้ำมันไม่ควรถูกใช้งานเกิน Induction period (ดูรูปที่ 2.22) คือ ช่วงที่ไม่มี Inhibitor เหลืออยู่แล้ว (Inhibitor ที่กล่าวถึงรวมทั้งที่เกิดโดยธรรมชาติดังกล่าวในหัวข้อ 2.2.2 และที่เติมลงในน้ำมัน) การทำงานตั้งแต่หลัง Induction period จนถึง Saturation period จะทำให้ไม่สามารถปรับปรุงสภาพน้ำมันให้ดีขึ้นด้วยการ Reclamation จึงจำเป็นต้องทราบปริมาณของ Inhibitor ที่ยังเหลืออยู่ในน้ำมันเพื่อการวางแผนด้านบำรุงรักษาหรือเพื่อวิเคราะห์ความคุ้มในการ Reclamation





รูปที่ 2.22 รูปแสดงช่วงการใช้น้ำมันหม้อแปลงไม่ควรเกิน Induction Period

10. Impulse Breakdown Strength

เป็นตัวที่บอกถึงความคงทนของน้ำมันต่อสภาพ Lightning หรือ Switching surge ที่อาจขึ้นขณะใช้งานสาร Aromatics ในน้ำมันธรรมชาติ (Crude Oil) ที่มีคุณสมบัติเป็น Oxidation Inhibitors ก็ดีสาร Inhibitor ที่เติมลงไปในน้ำมันในขบวนการกลั่น (Refining Process) หรือขณะ Reclamation ก็ดีมีคุณสมบัติที่ดีคือเป็น Antioxidant แต่จะมีคุณสมบัติที่ไม่ด้าน Impulse strength การทดสอบหัวข้อนี้เพื่อดูความพอดีของ antioxidant ในน้ำมันว่าจะไม่ทำให้ค่า Impulse strength ต่ำกว่าค่ากำหนดเมื่อทดสอบตามมาตรฐาน ASTM D3300

2.2.6.2 ความผิดพร่องภายใน (Internal fault)

เมื่อหม้อแปลงเกิดความผิดพร่องภายในเนื่องจากความเครียดทางไฟฟ้าหรือความร้อน ปริมาณของก๊าซซึ่งเกี่ยวข้องกับเหตุการณ์ที่เกิดจะมากขึ้นกว่าการเสื่อมสภาพตามปกติอัตราส่วนของก๊าซที่เกิดขึ้นกับชนิดของวัสดุที่เกี่ยวข้องกับความผิดพร่องอุณหภูมิและความหนาแน่นของพลังงาน ณ ตำแหน่งก๊าซก่อตัวขบวนการเสื่อมเนื่องจากความผิดพร่องภายในสามารถแบ่งได้เป็น 3 ประเภท ตามระดับความหนาแน่นของพลังงานที่เกิดซึ่งวิเคราะห์โดยใช้ Gas Chromatography ได้ดังนี้

- การเสื่อมสภาพที่มีสาเหตุจากความเครียดทางไฟฟ้าทำให้เกิด Low intensity partial discharge ซึ่งบ่อยครั้งจะเกิดภาพใน Gaseous voids ความหนาแน่นของพลังงานในปรากฏการณ์ประเภทนี้จะต่ำกว่าประเภทอื่นๆ ก๊าซที่เกิดขึ้นจะมีปริมาณมาก
- การเสื่อมสภาพที่มีสาเหตุจากความเครียดทางความร้อนมาก ๆ รอบบริเวณของจุดร้อนในน้ำมันหรือกระดาษปรากฏการณ์ในประเภทนี้มีความหนาแน่นของพลังงานมากขึ้น ก๊าซที่เกิดในกรณีมีทั้ง H_2 ,C_2H_6 ซึ่งมีปริมาณที่เพิ่มตามอุณหภูมิของจุดร้อน
- การเสื่อมสภาพที่มีสาเหตุมาจากความเครียดทางไฟฟ้าทำให้เกิดความเข้มของ Partial Discharges ในน้ำมันหรือกระดาษหรือเกิด Arc ระหว่างตัวนำที่ให้พลังงานในระดับต่างๆ กันปรากฏการณ์ในประเภทนี้มีความหนาแน่นของพลังงานสูงที่สุด ก๊าซที่เกิด H_2 และ Alkanes โดยเฉพาะ Acetylene : C_2H_2 ในปริมาณมากตามความหนาแน่นของพลังงานในตำแหน่งนั้น

การแยกประเภทดังกล่าวจะบอกธรรมชาติของความเครียดและปราฏการณ์ที่เกี่ยวข้องกับการเสื่อมสภาพโดยไม่คำนึงถึงชนิดของวัสดุที่เสียหายในกรณีของกระดาษเซลลูโลสนั้นThermal decomposition จะให้ CO และ CO_2 ในปริมาณที่มากกว่าการเสื่อมสภาพตามปกติ (CO > 500 ppm CO2 > 5000 ppm) และอัตราส่วนของ CO_2 : CO จะลดลงกว่าสภาพปกติ (เช่นน้อยกว่า 7) ทำให้เราทราบว่าแนวกระดาษเกี่ยวข้องกับความผิดพร่องภาพในนั้นหรือไม่

นอกจากส่วนประกอบหลักของหม้อแปลงแล้ว ยังสามารถตรวจวินิจฉัยอุปกรณ์ประกอบอย่าง on load changer (OLTC) ด้วยการวิเคราะห์ชนิดและปริมาณของก๊าซที่เกิดขึ้นใน OLTC ชนิดที่ใช้ในระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตพบว่าในสภาพใช้งานปกติ ขณะที่ OLTC ทำงานและเกิดการ Arc ในน้ำมันนั้น ปริมาณก๊าซส่วนใหญ่จะเป็น H_2 , C_2H_2 และ C_2H_4 โดยมี $C_2H_2 > C_2H_4$ 2 เท่าขึ้นไปและพบ CO , CH_4 ,C_2H_6 , C_3H_6 เล็กน้อย ปริมาณของก๊าซเหล่านี้เพิ่มขึ้นตามจำนวนครั้งที่ใช้งานความผิดปกติที่พบ ส่วนมากจะเป็น Bad contact ก๊าซที่เกิดมีลักษณะของ Overheat in Oil โดยพบ C_2H_6 , C_3H_8 เพิ่มขึ้นจากค่าปกติและถ้าอุหภูมิสูงขึ้นจะพบ C_2H_4 , C_3H_6 แต่ไม่มีการเพิ่มของ C_2H_2 ส่วนความผิดปกติอีกชนิดหนึ่งที่อาจพบคือการ Arc เนื่องจากสาย lead ขาดซึ่งพบ C_2H_2 ในปริมาณมากกว่าปกติ และ C_3H_6 , CO จะเพิ่มขึ้นด้วย

2.2.7 การตรวจสอบคุณสมบัติน้ำมัน

การทำงานที่น่าเชื่อถือของน้ำมันใน Insulation System ขึ้นอยู่กับคุณลักษณะเบื้องต้นซึ่งจะมีผลต่ออุปกรณ์น้ำมันต้องมีคุณสมบัตพื้นฐานที่แน่นอน ขณะใช้งานระบบ Mineral Oil ทำให้คุณสมบัติบางอย่างหรือหลายอย่างเปลี่ยนไปการทดสอบที่พอเพียงจะเป็นตัวกำหนดว่าจะยอมรับน้ำมันสำหรับการใช้งานต่อไปได้หรือไม่การตรวจสอบทำโดยทดสอบคุณสมบัติ

2.2.7.1 คุณสมบัติทางกายภาพ (Physical Property)

2.2.7.2 คุณสมบัติทางไฟฟ้า (Electrioal Property)

2.2.7.3 คุณสมบัติทางเคมี (Chemical Property)

2.2.7.1 คุณสมบัติทางกายภาพ

Color ค่าสีนี้ไม่ใช่คุณสมบัติที่ Critical แต่จะช่วยเปรียบเทียบและประเมินผล ค่าสีที่เปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็วหรือมีค่าสูงอาจจะชี้ถึงการเสื่อมหรือมีการปนเปื้อนของน้ำมัน Flash Point ค่า Low Flash Point จะเป็นตัวชี้ว่ามี Volatlle Combustible เกิดขึ้นในน้ำมัน Pour Point เป็นอุณหภูมิที่ต่ำที่สุดที่น้ำมันยังไหลได้ยังไม่ชัดเจนว่าเมื่อ Oil Deterioration จะมีผลต่อคุณสมบัติข้อนี้ ประโยชน์คือระบุชนิดฐานน้ำมัน Specific Gravity ประโยชน์คือทดสอบหาชนิดของน้ำมัน (สำหรับตรวจรับน้ำมันใหม่) Viscosety การ Aging และ Oxidation ของน้ำมันมีแนวโน้มที่จะทำให้ค่า Viscosety เพิ่มขึ้น แต่ยังไม่ชัดเจนอาจมีประโยชน์ในการหาชนิดของน้ำมัน Visual Examination ต้องใสและสะอาด

2.2.7.2 คุณสมบัติทางไฟฟ้า

Dielectric Breakdown Voltage จะเป็นตัวบอกถึง Contamenant ต่างเช่น น้ำ , ฝุ่นหรือ Conducting Partecles การทดสอบมี 2 มาตรฐาน ASTM D877 สำหรับ Routine Test , อุปกรณ์

ไฟฟ้าแรงดันไม่เกิด 230 kV , เพื่อตรวจรับน้ำมัน (ใหม่) ASTM D1816 สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าแรงดันเกิน 230 kV ,ทดสอบน้ำมันที่ผ่านกรรมวิธีต่างๆ เช่น Purify Dielectric Breakdown Voltage (Impulse) เป็นการทดสอบความคงทนต่อ Impulse Stress เช่น Lightning Strikes ปริมาณ Aromatic Hydrocarbon จะมีผลต่อการทดสอบนี้ Power Factor จะ Sensitive มากต่อการแสดงค่าของ Soluble Polar Contaminates ในน้ำมัน เนื่องจาก Aromatic Hydrocarbon (กรณีที่ไม่สามารถตรวจสอบทางเคมีได้เนื่องจากมีน้อย) จะมีการวัดที่ 2 ค่า คือที่ 25 องศา และ ที่ 90 องศา (100องศา) Gassing Tendency

ก๊าซจะเกิดเสมอในหม้อแปลงถ้าก๊าซเกิดจาก Fault และ โครงสร้างไม่ยอมให้ระเหยไปGas Bubbleจะเกิดซึ่งอาจเป็นอันตรายต่อหม้อแปลง

2.2.7.3 คุณสมบัติทางเคมี

Water Content น้ำอาจจะเกิดจาก Atmalphere หรือจากการเสื่อมของ Insulating Materials Dissolve Water อาจจะมีผลหรือไม่มีผลต่อคุณสมบัติทางไฟฟ้า Free Water อาจจะมาในรูปของหยดน้ำเล็กๆ ไม่มีผลต่อหม้อแปลง Neutralization Number (Acid Number) จะเป็นผลมาจากการเกิด Oxidation ของน้ำมันกรดอินทรีย์ที่มีปริมาณมากจะเป็นอันตรายต่อระบบฉนวน

Inhibator Content inhibitor Oil จะ Deteriorated ช้ากว่า Uninhibited Oil ตราบเท่าตัว Inhibitor ยังคงมีอยู่และ Response กับน้ำมัน Oxidation Stabillty เพื่อหาค่าเสถียรภาพในการทำปฏิกริยากับอากาศจะพบว่ามี Sludge (มูลน้ำมัน) และ Acid (กรด) เกิดขึ้นหลังจากทำปฏิกริยากับอากาศ

Corrosive Sulphur ตรวจสอบกำมะถันกัดกร่อน โดยจุ่มทองแดงลงในภาชนะที่บรรจุน้ำมัน ถ้าทองแดงเปลี่ยนสีเป็นสีดำ , เทามือ แสดงว่ามีสารกำมะถันมาก ซึ่งจะทำให้เกิด Corrosive ที่ Iron หรือ Steel

2.2.8 การทดสอบ D.G.A.

น้ำมันหม้อแปลงนั้นหน้าที่หลักคือ เป็นฉนวนและ Cooling แล้วยังสามารถที่จะใช้ประโยชน์ในการแจ้งเหตุถึงความผิดปกติภายในหม้อแปลงได้ด้วย เปรียบเสมือนเลือดที่จะบอกถึงความผิดปกติภายในร่างกายของมนุษย์ สามารถที่จะบอกให้ทราบล่วงหน้าได้ก่อนที่หม้อแปลงจะเสียหายมากซึ่งจะทำให้เกิดไฟดับโดยไม่มีการวางแผน ผลคือเสียทั้งหม้อแปลง เวลา และผลผลิตซึ่งใหญ่หลวงมากการวิเคราะห์ก๊าซที่เกิดขึ้นและละลายอยู่ในน้ำมัน (Disscived Gas Analysis) ขณะหม้อแปลงใช้งานโดยใช้ Gas Chaumatograph จะเป็นตัวแสดงถึงความผิดปกติภายในของหม้อแปลงได้ในตัวหม้อแปลงจะมีขดลวด, แกนเหล็กและส่วนประกอบที่เป็นฉนวนของแข็งเช่น

กระดาษ ซึ่งทั้งหมดจะจุ่มอยู่ในน้ำมัน วัสดุเหล่านี้จะมีขีดจำกัดของอุณหภูมิ ดังนั้นเมื่อเกิดร้อนเกินอาจเนื่องจากการทำงานตามปกติหรือจากสภาวะ Fault เช่น ขดลวดลัดวงจร น้ำมันหม้อแปลงที่อยู่ใกล้จุดเสียหายจะ Decompose เกิดเป็นก๊าซขึ้น ก๊าซเหล่านี้จะละลายลงในน้ำมันหม้อแปลง อัตราการเกิดก๊าซขึ้นอยู่กับความรุนแรงและชนิดของความเสียหายวิธี D.G.A. คือน้ำมันหม้อแปลงเพียงเล็กน้อยไปทำการแยกก๊าซที่ละลายออกมาและการวิเคราะห์ว่าเป็นก๊าซที่เกิดจากอะไร หม้อแปลงเสียหายหรือไม่ ความผิดปกตินี้แม้เกิดเพียงเล็กน้อยโดยที่บางครั้งระบบ Protection ของหม้อแปลงยังมองไม่เห็นแต่ D.G.A. สามารถตรวจสอบได้การทดสอบวิธีอื่นๆ เช่นการทดสอบทางไฟฟ้าหม้อแปลงต้องปลดจากระบบแต่ด้วยวิธีนี้หม้อแปลงยังคงสามารถจ่าย Load ได้ตามปกติ

2.2.8.1 การทดสอบ D.G.A. จะช่วย

1. หม้อแปลงเริ่มมีความผิดปกติหรือยัง
2. ถ้าผิดปกติเกิดที่บริเวณไหน เป็นวัสดุอะไร ความรุนแรงขนาดไหน
3. สามารถ Plan ได้ว่าหม้อแปลงต้องควบคุมอย่างไร ในกรณีที่พบว่าผิดปกติและสามารถวางแผนเปลี่ยนตัวเพื่อซ่อมได้
4. ถ้าเป็นหม้อแปลงที่ใช้งานมานานหรือใช้งาน Load หนักๆ สามารถบอกสภาพได้ว่าขณะนี้หม้อแปลงมีอาการอย่างไร ต้องปรับปรุงหรือไม่ สามารถทนต่อสภาพลักษณะนี้ได้ไหม

2.2.8.2 ก๊าซที่แสดงถึงความผิดปกติในหม้อแปลง

ชนิดของความผิดปกติ	ก๊าซ
Overheat	H_2 ,CH_4 , $\underline{C_2H_4}$, C_2H_6 , C_3H_6
Arcing	H_2 ,CH_4 , C_2H_4 , $\underline{C_2H_2}$, C_3H_6
Portial Discharge	$\underline{H_2}$,CH_4 , C_3H_8 , C_2H_6

หมายเหตุ - โดยก๊าซที่ขีดเส้นใต้เป็นก๊าซหลัก

- ถ้าในความผิดปกติมีการเสื่อมหรือเสียหายของกระดาษรวมอยู่ด้วย จะพบก๊าซ CO, CO_2

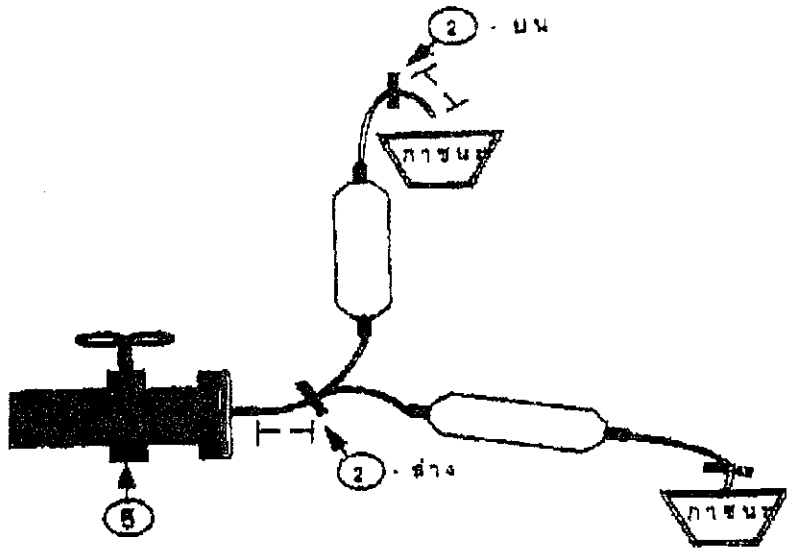
2.2.8.3 การทดสอบ D.G.A. สำหรับการบำรุงรักษา

<u>ทดสอบตามวาระ</u> ทดสอบเพื่อดูอัตราการเพิ่มขึ้นของปริมาณก๊าซและหาก๊าซที่จะแสดงถึงความผิดปกติเป็นลักษณะ Preventive Maintenance สามารถทราบสภาพของหม้อแปลงได้ตลอดเวลา

<u>ทดสอบเนื่องจากการเกิดเหตุการณ์</u> เมื่อเกิดเหตุการณ์ในระบบไฟฟ้าและสงสัยว่าหม้อแปลงจะมีผลกระทบและ ระบบ Protection ของหม้อแปลงทำงานจะทำให้ทราบว่าหม้อแปลงมีผลกระทบไหม หรือเกิดอะไรขึ้นในหม้อแปลงกรณี Protection ทำงาน

<u>การทดสอบเนื่องจากย้ายหรือติดตั้งใหม่</u> ขณะขนส่งหม้อแปลงอาจมีการเคลื่อนตัวหรือขณะติดตั้งอาจเกิด Error สมควรเก็บมาทดสอบหลังติดตั้งเสร็จและเมื่อใช้งานแล้ว 1 เดือนสมควรเก็บมาให้ทดสอบอีกครั้ง หม้อแปลงใหม่ที่ติดตั้งขณะ Commissioning ก็สมควรเก็บมาทดสอบ D.G.A. ด้วย เพราะอาจมีผลกระทบจากการทดสอบทางไฟฟ้าที่โรงงานหรือที่ Site ได้ ที่กล่าวมาแล้วจะเป็นการทดสอบทั่วๆไปสำหรับน้ำมันที่ควรปฏิบัติเป็นประจำเพราะราคาค่าทดสอบน้ำมันเมื่อเทียบกับความเสียหายของหม้อแปลง ผลผลิต และเวลาที่จะต้องเสียไปแล้วไม่สามารถเปรียบเทียบกันได้เลย ถ้าท่านต้องการรักษาชีวิตให้ยืนนาน โปรดตรวจสอบสุขภาพโดยการ Check เลือดทุกๆปี เช่นเดียวกัน ถ้าท่านต้องการรักษาหม้อแปลง และผลผลิต จะต้องทำการตรวจสอบน้ำมันหม้อแปลงทุก ๆ ปี

2.2.8.4 วิธีปฏิบัติในการ Sampling น้ำมันหม้อแปลง



รูปที่ 2.23 วิธีการ Sampling น้ำมันหม้อแปลง

1. นำ Flange มาต่อดังรูปทำความสะอาดหน้า Flange และ Valve โดยปล่อยน้ำมันทิ้งไปส่วนหนึ่ง (เพื่อให้ส่วนที่มีน้ำปนอยู่ทิ้ง)

2. นำหลอดมาต่อกับ Flange เปิด Valve 5 ให้ผ่านหลอดทำความสะอาด : ทิ้ง (ตำแหน่งหลอดนอน)

3. เตรียม Clamp ใส่ติดกับหลอดระยะห่าง 2 cm (ตำแหน่งจุด 2)
4. เริ่มเปิด Valve 5 (เปิดช้าๆ) ไม่ให้น้ำมันมีฟองจนกว่าน้ำมันล้นลงภาชนะ (ตำแหน่งหลอดตั้งฉาก)
5. ปิด Clamp (ด้านบน) ----- ปิด Clamp (ด้านล่าง) ให้แน่น สังเกตอย่าให้มีช่องว่างในหลอด
6. ปิด Valve 5 ทำความสะอาด

คำเตือน ต้องทดสอบทันทีหลังเก็บหรือภายใน 1 สัปดาห์

2.2.9 การบำรุงรักษาน้ำมัน

น้ำมันหม้อแปลงเป็นด่านแรกของการเสื่อมสภาพทางฉนวนในอุปกรณ์ชนิดใช้ฉนวนน้ำมัน-กระดาษการเลือกซื้อน้ำมันที่ดีเติมในอุปกรณ์จึงเป็นการสร้างความมั่นใจ ให้ผู้ออกแบบในขั้นหนึ่งว่าอุปกรณ์นั้นจะมีอายุยืนยาวดังที่ตั้งใจไว้ในแง่ของผู้ใช้งาน น้ำมันที่มีคุณภาพจะหมายถึงการลดงานด้านบำรุงรักษา น้ำมันที่ได้จากแหล่งน้ำมันธรรมชาติ (Crude Oil) ที่ไม่ดีหรือน้ำมันที่ผ่านขบวนการกลั่นที่ไม่มีคุณภาพอาจมีการเสื่อมสภาพที่รวดเร็วมาก จากประสบการณ์พบว่าน้ำมันในหม้อแปลงบางยี่ห้อมีค่า tg δ ที่ 90 องศา สูงหลักการทดสอบจากโรงงาน

(Temperature rise หรือ Heat run test) หรือเพียงทิ้งไว้กลางแดดจัดๆ นานๆโดยที่ยังไม่ได้นำเข้าใช้งาน การวิเคราะห์ผลการทดสอบน้ำมันของ Suppier และการทดสอบเพื่อตรวจรับน้ำมันก่อนเติมในอุปกรณ์จึงเป็นจุดเริ่มต้นของการควบคุมคุณภาพของผู้ผลิต ในขณะที่การตรวจสอบคุณภาพของน้ำมันก่อนนำอุปกรณ์เข้าใช้งาน เป็นจุดเริ่มต้นของงานบำรุงรักษา ถือเป็นข้อมูลเริ่มแรกที่จะใช้ในการอ้างอิงหรือวิเคราะห์ตลอดอายุการใช้งาน การทดสอบน้ำมันหม้อแปลง (D.G.A., IFT , tg δ , กรด , ความชื้น .....) ตามวาระ เป็นขั้นตอนหนึ่งของงานบำรุงรักษา ทำให้ทราบถึงสุขภาพและปัญหาที่เกิดขึ้นในตัวอุปกรณ์ ทำให้สามารถยับยั้งความรุนแรง ในกรณีที่เกิดความผิดพร่องขึ้น (Fault) หรือชะลอการเสื่อมสภาพ ยืดอายุใช้งานในกรณีหม้อแปลงมีความเสื่อมสภาพตามปกติ ผลการตรวจวินิจฉัยความเสื่อมของน้ำมันสามารถนำมาวางแผน ปรับปรุงสภาพน้ำมันให้ดีขึ้น หากผลการวิเคราะห์สรุปว่า น้ำมันเสื่อมสภาพเนื่องจาก Contamination ก็สามารถปรับปรุงง่าย ๆ ด้วยการ Recondition ถ้าความเสื่อมสภาพเกิดจาก Deterioration ในระดับความรุนแรงที่กำหนดดังที่กล่าวมาจะต้องมีการกู้สภาพด้วยการ Reclamation ซึ่งจะให้ผลเป็นที่น่าพอใจหรือไม่ขึ้นอยู่กับสภาพน้ำมันก่อน Reclamation และระดับของ Inhibitor ในน้ำมันนั้น

2.2.10 บทสรุปของน้ำมันหม้อแปลง

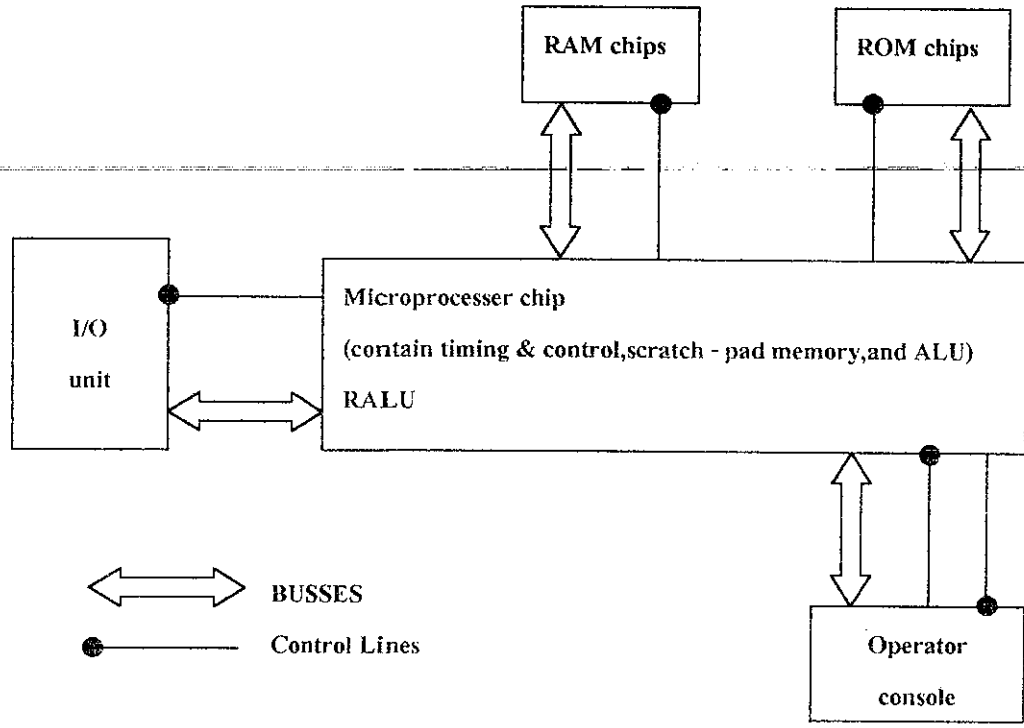
การบำรุงรักษาอุปกรณ์ชนิดน้ำมัน – กระดาษตามวาระทำให้สามารถทราบถึงสุขภาพ ชนิดของการเสื่อมสภาพและระดับความรุนแรงของการเสื่อมสภาพเป็นประโยชน์ในการตัดสินใจและกำหนดหลักเกณฑ์ในการบำรุงรักษาเพื่อยืดอายุใช้งานให้ได้มากที่สุดเท่าที่เป็นไปได้ การตรวจวินิจฉัยตัวอย่างน้ำมันนอกจากจะทำให้ทราบข้อมูลด้านการเสื่อมสภาพตามปกติแล้วยังบอกถึงความผิดพร่องภายในที่เริ่มเกิดหรือกำลังเกิดและทราบถึงสาเหตุของความผิดพร่องนั้น ทำให้สามารถกำหนดแนวทางในการบำรุงรักษาป้องกัน แผนการบำรุงรักษา การจัดสรรงบประมาณในการบำรุงรักษาตลอดจนการเตรียมจัดหาทดแทนในอนาคต เพื่อให้ระบบคงไว้ซึ่งประสิทธิภาพและเสถียรภาพในการสนองความก้าวหน้าของภาคอุตสาหกรรมในประเทศต่อไป

2.3 ไมโครคอนโทรลเลอร์

ในช่วงทศวรรษที่ผ่านมา วิวัฒนาการของไมโครโพรเซสเซอร์ เป็นไปอย่างสูงและรวดเร็วจากชิปไมโครโพรเซสเซอร์ที่รวมเอาทรานซิสเตอร์ขนาดไม่กี่หมื่นตัวลงบนชิปเดียว ในปัจจุบันก็สามารถที่จะรวมทรานซิสเตอร์หนึ่งล้านถึงสองล้านตัวขึ้นไปลงบนชิปเดียว อีกทั้งโรงงานที่ผลิตและวิจัยออกแบบโพรเซสเซอร์ขนาดต่าง ๆ ได้เพิ่มพลังความสามารถในการประมวลผลของซีพียูให้ใช้ชุดคำสั่งน้อยลง และสามารถทำงานได้หลายคำสั่งภายในหนึ่งวัฏจักรแมชชีน แทนที่จะทำงานในหนึ่งคำสั่งต่อหลายวัฏจักร ซึ่งก็จะเป็นการเพิ่มความเร็วในการประมวลผลตามคำสั่งโปรแกรม และยังสามารถที่จะกำหนดเลขที่อยู่แอดเดรสได้ขนาดใหญ่ขึ้นเป็นหลาย ๆ เมกกะไบต์ ตัวโพรเซสเซอร์เหล่านี้เราจะพบได้ในเครื่องระดับพีซีทั่ว ๆ ไป หรือระดับเวิร์กสเตชัน ซึ่งจะเป็นเครื่องมือช่วยที่สำคัญในการวิจัยและพัฒนาของวิศวกร นักวิทยาศาสตร์ สถาปนิกและอื่น ๆ อีกหลายอาชีพ

โดยลักษณะโครงสร้างของเครื่องคอมพิวเตอร์เหล่านี้ จะประกอบด้วยไมโครโพรเซสเซอร์ เป็นตัวประมวลผลกลางหรือซีพียู และที่พักชั่วคราวของข้อมูลชนิดต่าง ๆ หรือที่เรียกว่า เรจิสเตอร์ก่อนประมวลผล นอกจากนี้ยังต้องมีอุปกรณ์ต่อพ่วงหรือชิปชนิดอื่น ๆ เช่น หน่วยอินพุทเอาต์พุท

หน่วยความจำ หน่วยควบคุมงานบริการ การอินเตอร์รับต์ต่าง ๆ หน่วยจับเวลาและนับเป็นต้น ประกอบกันเป็นเครื่องพีซีหรือไมโครคอมพิวเตอร์ ดังรูปที่ 2.24 ที่มีอยู่ทั่วไป และเป็นที่รู้จักกันอย่างแพร่หลาย



รูปที่ 2.24 วงจรหลักของระบบไมโครคอมพิวเตอร์

เทคโนโลยีทางไมโครโพรเซสเซอร์ ยังมีอีกแขนงหนึ่งที่โรงงานที่ผลิตชิปเหล่านี้ ออกแบบมาเพื่อจุดมุ่งหมายที่จะให้ชิปไมโครโพรเซสเซอร์มีความสามารถสูงทางด้านการควบคุมอีกด้านหนึ่งคือ แทนที่จะออกแบบให้มีความสามารถทางด้านประมวลผลให้มีขนาดคำที่มีจำนวนบิท (Bit) ที่ประกอบกันเป็นหนึ่งคำที่ฮาร์ดแวร์ สามารถรับรู้ทางสถาปัตยกรรมมีขนาดใหญ่ขึ้น หรือสามารถกำหนดเลขที่อยู่หน่วยความจำให้ขนาดใหญ่มาก ๆ ขึ้น หรือให้มีความสามารถทำคำสั่งได้เร็วยิ่งยวดขึ้น แต่ไมโครโพรเซสเซอร์ชนิดนี้ยังต้องอาศัยชิปอื่น ๆ ประกอบกันจึงจะครบระบบการทำงานทางด้านไมโครคอมพิวเตอร์อย่างสมบูรณ์ ซึ่งแทนที่จะออกแบบในลักษณะเช่นนี้ก็ได้พยายามออกแบบที่จะรวม เพื่อที่จะให้เหมาะกับการใช้งานทางด้านระบบการควบคุมงานอัตโนมัติต่าง ๆ ได้ และสามารถจะทำงานด้วยชิปเพียงตัวเดียวด้วยตัวมันเองได้ โดยใช้อุปกรณ์อื่น ๆ ภายนอกมาต่อกับชิปตัวนี้ให้น้อยที่สุด ชิปลักษณะนี้ โดยพื้นฐานก็คือไมโครคอมพิวเตอร์นั่นเองที่รวมเอาซีพียู หน่วยความจำที่มีขนาดพอเหมาะ อินพุทเอาต์พุท การควบคุมงานบริการการอินเตอร์รัพต์ ตัวจับเวลาและตัวนับไว้บนชิปเดียวกันหรือที่เรียกว่า ซิงเกิ้ลชิป (SinGle Chip) ตามลักษณะการใช้งานที่มีเพียงชิปเดียวก็ทำงานได้ หรือที่เรียกเป็นทางการอีกอย่างว่า ไมโครคอนโทรลเลอร์ (Microcontroler) ซึ่งเรียกตามลักษณะการนำชิปตัวนี้ไปใช้งานควบคุมเป็นส่วนใหญ่ ชิปไมโครคอนโทรลเลอร์บางตัวในตระกูลเดียวกันอาจจะเพิ่มเอา A/D และ D/A Converter และอาจรวมเอาไดรว์เวอร์พิเศษตามลักษณะชิปไมโครคอนโทรลเลอร์ที่ต้องการทำงานเพิ่มวงจร Watch Dog ซึ่งจะเป็นตัวช่วยในการตรวจจับการทำงานของซีพียูของไมโครคอนโทรลเลอร์ว่ายังทำงานเป็นปกติอยู่หรือไม่

เพราะการใช้กระบวนการควบคุมในอุตสาหกรรมจะมีโอกาสที่จะให้การทำงานของไมโครคอนโทรลเลอร์หยุดชะงักได้เสมอ วงจร Watch Dog จะช่วยจุดให้ไมโคร-คอนโทรลเลอร์ทำงานกลับคืนมาใหม่ได้เสมอ การใช้งานไมโครคอนโทรลเลอร์ อาจจะใช้ในเครื่องมือวัดกระเป๋าหิ้ว ดังนั้น การสร้างชิปไมโครเหล่านี้ให้มีโหมด Idle และโหมด Standby เพื่อเป็นการใช้พลังงานไฟฟ้าให้น้อยที่สุด จึงเป็นสิ่งจำเป็นสำหรับงานลักษณะนี้ ลักษณะพิเศษของชิปไมโครคอนโทรลเลอร์นี้ นอกจากจะรวมเอาคุณสมบัติต่าง ๆ ที่จำเป็นของไมโครคอมพิวเตอร์ไว้ในชิปเดียวกันแล้ว โดยลักษณะทางกายภาพยังสามารถขจัดปัญหาทางด้านการต่อพ่วงด้วยสายบัสต่าง ๆ ของระบบลงได้ และทำให้ขนาดของระบบไมโครคอมพิวเตอร์มีขนาดเล็กลง จึงเหมาะสมที่จะไปออกแบบใช้งานกับเครื่องมืออัตโนมัติต่าง ๆ เพื่อเพิ่มขีดความสามารถของอุปกรณ์เหล่านี้ได้อย่างกว้างขวางและทำงานได้อย่างต่อเนื่องน่าเชื่อถือ และประการที่สำคัญคือ สามารถเพิ่มระบบผู้เชี่ยวชาญให้กับอุปกรณ์เครื่องมือเหล่านี้ให้มันทำงานได้อย่างฉลาดเป็นอิสระ โดยใช้คนควบคุมน้อยที่สุด อุปกรณ์ที่ใช้ไมโครคอนโทรลเลอร์ เช่น เครื่องรับวิทยุ, โทรศัพท์มือถือ, คอมพิวเตอร์, เครื่อง Printer, เครื่องพิมพ์ดีดไฟฟ้า,เครื่องค้นหาสัตว์น้ำในทะเล,เครื่องควบคุมการจ่ายน้ำมัน,เครื่องวัดออสซิโลส-โคป ฯลฯ

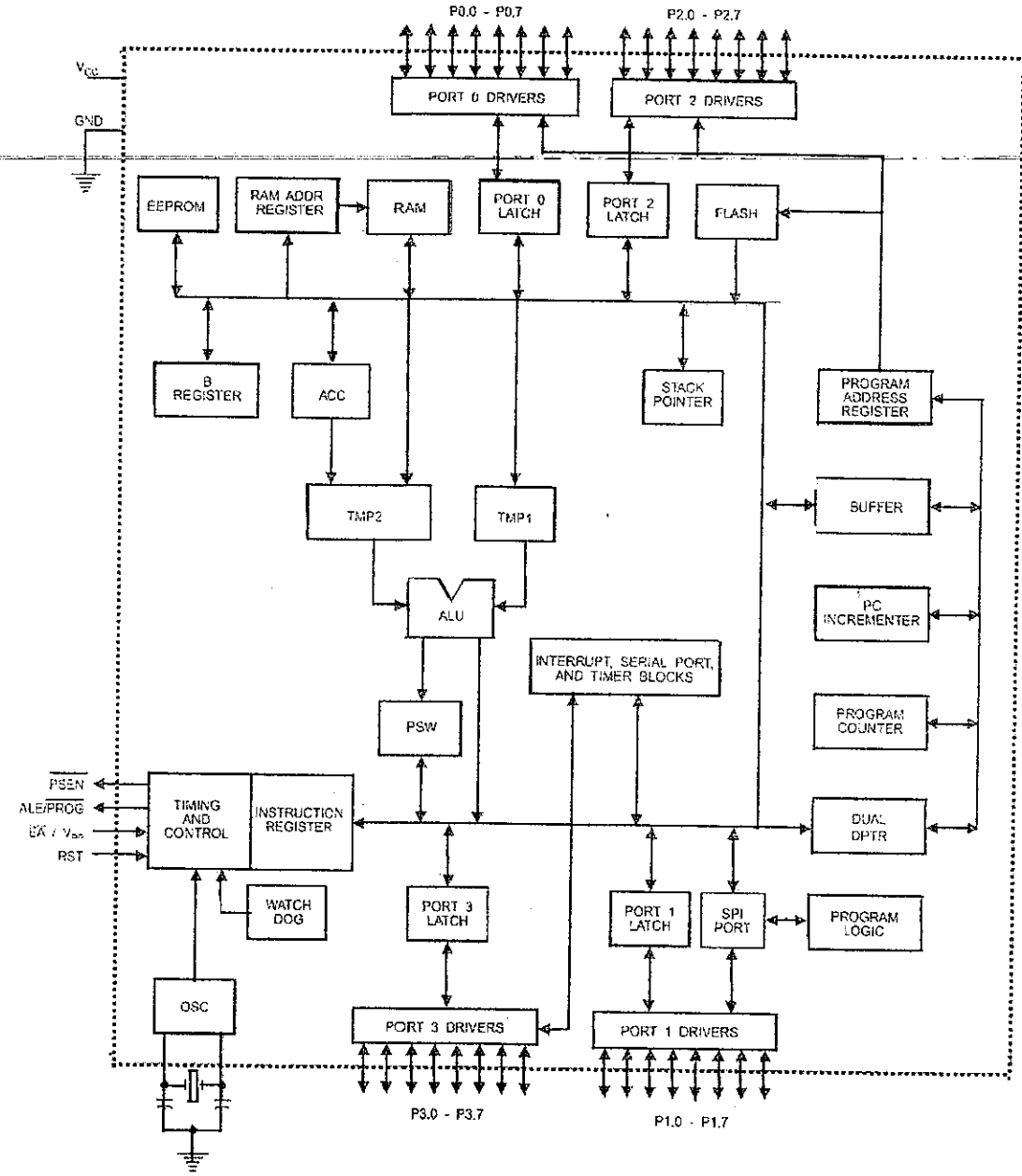
อุปกรณ์ที่นำมาเป็นระบบควบคุมประมวลผล เลือก ไมโครคอนโทรลเลอร์ AT89S8252 เป็นอุปกรณ์หลักในระบบ เนื่องจากโครงสร้างการทำงานมี EPROM ภายในตัว ไม่ต้องใช้อุปกรณ์ไอซี (IC) ตัวอื่นๆ ร่วมกันมาก

ไมโครคอนโทรลเลอร์ AT89S8252

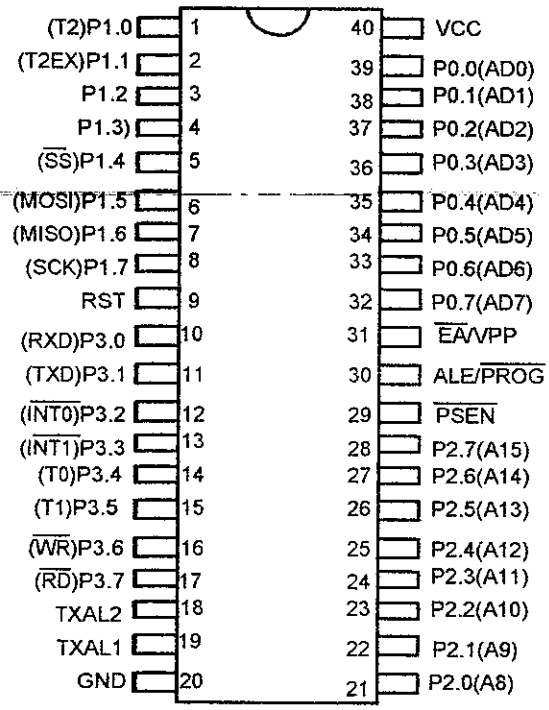
คุณสมบัติทั่วไปของ AT89S8252 มีดังนี้

- เป็นไมโครคอนโทรลเลอร์ตระกูล MCS-51
- เป็นไมโครคอนโทรลเลอร์ ขนาด 8 เคไบต์
- สามารถเขียนโปรแกรม EEPROM 2 เคไบต์
- แหล่งจ่ายไฟขนาด 4 V ถึง 6 V
- ใช้งานในระดับความถี่ 0 Hz ถึง 24 MHz
- การโปรแกรมหน่วยความจำมี 3 ระดับ
- มีหน่วยความจำข้อมูล RAM 256vx 8 บิต
- มีขาสัญญาณอินพุทเอาต์พุทจำนวน 32 บิต
- มีไทเมอร์/เคาเตอร์ (Timer/Counters) ขนาด 16 บิต จำนวน 3 ตัว
- การอินเตอร์รัปต์ สามารถทำได้จาก 9 แหล่งกำเนิด
- มีพอร์ตสื่อสารอนุกรมภายในตัวเอง
- มีโปรแกรมวอตช์ด็อกไทเมอร์ (Programmable Watchdog Timer)
- สามารถติดต่อข้อมูลภายในได้
- สามารถอนุกรมโปรแกรม UART
- สามารถอนุกรม Interface SPI

โครงสร้างของ AT89S8252



รูปที่ 2.25 โครงสร้างภายใน AT89S8252



รูปที่ 2.26 โครงสร้างภายนอก และแสดงขาของAT89S8252

ไมโครคอนโทรลเลอร์เบอร์ AT89S8252 จะมีตำแหน่งขา ดังแสดงในรูปที่ 2.26 สำหรับหน้าที่การใช้งานของแต่ละขามีดังนี้

ความหมายของขาต่าง ๆ มีดังนี้

- ขา Vcc เป็นขาป้อนแรงดันไฟเลี้ยง 4 V ถึง 6 V
- ขา Vss เป็นขากราวด์
- ขาพอร์ต 0 (Port 0) มี 8 ขา ได้แก่ขา $P_{0.0}$ ถึง $P_{0.7}$ เป็นขาพอร์ตอินพุทเอาต์พุทแบบ 2 ทิศทาง สำหรับใช้งานทั่วไป โดยถ้าใช้งานเป็นอินพุตพอร์ตต้องทำการเขียนค่า 1 ไปยังแต่ละบิตของพอร์ต เพื่อกำหนดให้ขาพอร์ตเหล่านั้น อยู่ในสถานะปล่อยลอย ซึ่งในสถานะนี้เองที่สามารถนำมาใช้เป็นพอร์ตอินพุทอิมพีแดนซ์สูงได้ นอกจากพอร์ตนี้จะใช้งานเป็นพอร์ตอินพุทเอาต์พุทแล้วมันยังถูกใช้งานในการติดต่อกับหน่วยความจำภายนอกด้วย โดยทำหน้าที่ในการกำหนดตำแหน่งความจำภายนอกด้วยโดยทำหน้าที่ในการกำหนดตำแหน่งแอดเดรสไบต์ต่ำ (A0-A7) ซึ่งจะใช้งานเป็นแบบมัลติเดพล็กซ์กับการรับส่งข้อมูลขนาด 8 บิต (D0-D7)
- ขาพอร์ต 1 (Port 1) มี 8 ขา ได้แก่ขา $P_{1.0}$-$P_{1.7}$ เป็นขาพอร์ตอินพุทเอาต์พุทแบบ 2 ทิศทาง สำหรับใช้งานทั่วไป โดยถ้าใช้งานเป็นอินพุท พอร์ตต้องทำการเขียนค่า 1 ไปยังแต่ละบิตของพอร์ต

เพื่อกำหนดให้เป็นพอร์ตอินพุท นอกจากนี้สำหรับเบอร์ 8032 และ 8052 ขาพอร์ต $P_{1.0}$ และ $P_{1.1}$ จะถูกนำมาใช้งานเป็นขา T2 และ T2EX ตามลำดับด้วย

ตารางที่ 2.8 แสดงหน้าที่พิเศษของแต่ละขาของ พอร์ต P1

ขาพอร์ต	หน้าที่พิเศษ
P1.0	T2 (เป็นขาอินพุทสำหรับนับค่าของไทเมอร์2 และขาเอาต์พุทสัญญาณนาฬิกาโปรแกรมแบบได้
P1.1	T2EX (เป็นขาอินพุทสำหรับควบคุมการทำงานของไทเมอร์2/เคาน์เตอร์
P1.4	$\overline{SS}$ (เป็นขาอินพุทรับข้อมูลเข้ามา
P1.5	MOSI (เป็นข้อมูลหลักเอาต์พุท,เป็นขาที่รับข้อมูลจาก SPI)
P1.6	MISO (เป็นข้อมูลหลักอินพุท,เป็นขาเอาต์พุทข้อมูลจาก SPI)
P1.7	SCK (เป็นสัญญาณ นาฬิกาหลักเอาต์พุท,เป็นขารับข้อมูลจาก SPI)

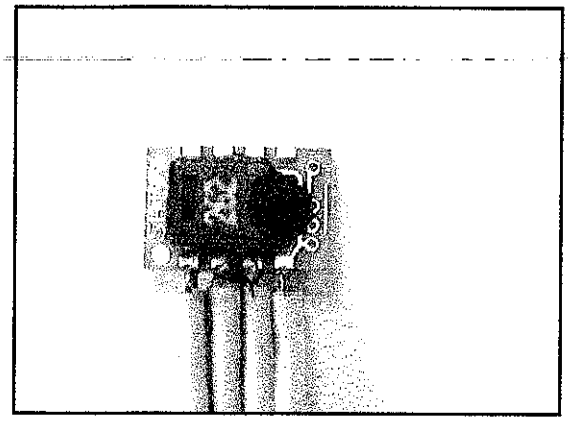
- ขาพอร์ต 2 (Port 2) มี 8 ขา ได้แก่ขา P2.0-P2.7 เป็นขาพอร์ตอินพุทเอาต์พุทแบบ 2 ทิศทาง สำหรับใช้งานทั่วไป โดยถ้าใช้งานเป็นอินพุท พอร์ตต้องทำการเขียนค่า 1 ไปยังแต่ละบิตของพอร์ต เพื่อกำหนดให้เป็นพอร์ตอินพุท นอจากพอร์ตนี้จะใช้งานเป็นพอร์ตอินพุทเอาต์พุทแล้วมันยังถูกใช้งานในการติดต่อกับหน่วยความจำภายนอกด้วย โดยทำหน้าที่ในการกำหนดตำแหน่งแอดเดรสไบต์สูง (A8-A15)
- ขาพอร์ต 3 (Port 3) มี 8 ขา ได้แก่ขา P3.0-P3.7 เป็นขาพอร์ตอินพุทเอาต์พุทแบบ 2 ทิศทาง สำหรับใช้งานทั่วไป โดยถ้าใช้งานเป็นอินพุท พอร์ตต้องทำการเขียนค่า 1 ไปยังแต่ละบิตของพอร์ต เพื่อกำหนดให้เป็นพอร์ตอินพุท นอกจากพอร์ตนี้จะใช้งานเป็นพอร์ตอินพุทเอาต์พุทแล้วมันยังถูกใช้งานในหน้าที่พิเศษต่าง ๆ ดังแสดงในตารางที่ 2.9

ตารางที่ 2 .9 แสดงหน้าที่พิเศษของแต่ละขาของพอร์ต P2

ขาพอร์ต	หน้าที่พิเศษ
P3.0	RXD (ใช้รับข้อมูลทางพอร์ตอนุกรม)
P3.1	TXD (ใช้ส่งข้อมูลทางพอร์ตอนุกรม)
P3.2	$\overline{INT0}$ (อินเทอร์รัพท์ภายนอกหมายเลข 0)
P3.3	$\overline{INT1}$ (อินเทอร์รัพท์ภายนอกหมายเลข 1)
P3.4	T0 (ตัวจับเวลา / ตัวนับ ตัวที่ 0)
P3.5	T1 (ตัวจับเวลา / ตัวนับ ตัวที่ 1)
P3.6	$\overline{WR}$ (สัญญาณเขียนข้อมูลหน่วยความจำภายนอก)
P3.7	$\overline{RD}$ (สัญญาณอ่านข้อมูลหน่วยความจำภายนอก

- ขารีเซต (RST) ใช้สำหรับการรีเซตการทำงานของไมโครคอนโทรลเลอร์ โดยการ รีเซตต้องคงสถานะเป็น 1 อย่างน้อยนาน 2 เมชีนไซเกิล ในขณะที่ออสซิลเลเตอร์ยังทำงานอยู่
- ขา $\overline{\text{ALE/PROG}}$ เป็นขาสัญญาณเพื่อทำหน้าที่ควบคุมการแลตช์ (latch) ค่าตำแหน่งแอดเดรสไบต์ต่ำ (Address Latch Enable) เมื่อต้องการติดต่อกับหน่วยความจำภายนอก นอกจากนี้ขานี้ยังทำหน้าที่เป็นอินพุตรับพัลส์ในการโปรแกรม (Program Pulse Input) ในส่วนของหน่วยความจำ EPROM สำหรับไมโครคอนโทรลเลอร์ในตระกูล MCS-51 ที่มีหน่วยความจำโปรแกรมภายในเป็น EPROM
- ขา $\overline{\text{PSEN}}$ (Program Store Enable) ทำหน้าที่เป็นสัญญาณสโตรบ เพื่ออ่านคำสั่งจากหน่วยความจำโปรแกรมภายนอก เมื่อไมโครคอนโทรลเลอร์ประมวลผลคำสั่งจากหน่วยความจำภายนอก ขานี้จะส่งสัญญาณสโตรบจำนวน 2 ครั้ง ในแต่ละแมชีนไซเกิล แต่ในขณะที่ติดต่อกับหน่วยความจำข้อมูลภายนอกจะไม่มีการส่งสัญญาณ สโตรบแต่อย่างใด
- ขา $\overline{\text{EA}}$ / VPP (External Access Enable/VPP) เป็นขาสำหรับการเลือกใช้หน่วยความจำโปรแกรมจากภายใน หรือจากภายนอก โดยถ้ามีสถานะเป็น 0 จะหมายถึงให้ไมโครคอนโทรลเลอร์รับคำสั่งจากหน่วยความจำภายนอกที่ตำแหน่งแอดเดรส 0-0FFFH (0-1FFFH ถ้าเป็นเบอร์ 8052) อย่างไรก็ตามถ้าปิดป้องกัน (Security Bit) ในหน่วยความจำ EPROM ถูกโปรแกรมไว้ ไมโครคอนโทรลเลอร์จะไม่รับคำสั่งจากหน่วยความจำภายนอกเลย นอกจากนี้ขานี้ยังทำหน้าที่รับแรงดันไฟฟ้าสำหรับการโปรแกรม (Vpp) ขนาด 21 โวลต์ เพื่อใช้ในระหว่างการโปรแกรม EPROM
- ขา XTAL1 และขา XTAL2 เป็นขาอินพุทและเอาต์พุทของวงจรอินเวอร์ติ้งออสซิลเลเตอร์แอมปลิไฟเออร์ (Inverting Oscillator Amplifier) สำหรับใช้ต่อร่วมกับคริสตอลภายนอก

2.3 เซนเซอร์ วัดอุณหภูมิและความชื้น (รุ่น SHT 11)



รูปที่ 2.27 SENSOR SHT1

2.4.1 คุณสมบัติของ SENSOR SHT11

- เซนเซอร์เปรียบเทียบค่าอุณหภูมิและความชื้น
- คำนวณหาค่า Dew Point
- สามารถ Calibrated ได้ในตัวเอง Out put เป็นค่าดิจิตอล
- สามารถนำมาเทียบค่าได้หลายค่าทำเป็นเชิงสถิติได้
- ใช้พลังงานในการตรวจจับต่ำ
- ความเชื่อถือค่อนข้างสูงความเสถียรค่อนข้างยาวนาน
- มีขนาดเล็ก
- ใช้พลังงานต่ำในการควบคุมอัตโนมัติ

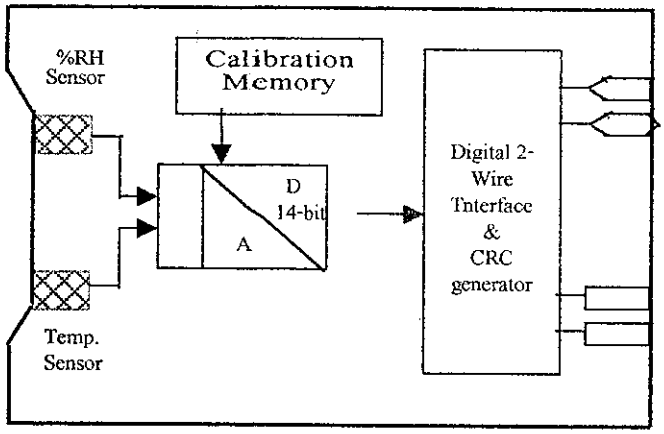
SHT11 เป็นเครื่องมือวัดอุณหภูมิและความชื้นภายในชิบตัวเดียวกัน เป็น Multi Sensor ในตัวเองสามารถสอบเทียบได้ และให้สัญญาณเอาท์พุท เป็นดิจิตอล Calibrated ออกมาเป็น Out put ดิจิตอลได้ สามารถนำไปประยุกต์ใช้กับ CMOS Processes ที่เป็นประเภทของไมโครแมชชีน (ค่าที่ออกมาจากเซนเซอร์ ใช้ความเชื่อถือได้และสามารถหาค่าเฉลี่ยออกมาได้ในรูปของสถิติ) ความสามารถที่จะวัดค่าได้ 2 อย่าง ภายในตัวเดียว คือ ค่าความชื้นและอุณหภูมิ ให้อยู่ภายในชิป เดียวกัน ค่า SOT ค่าสูงสุดที่วัดได้คือ 14 บิต สามารถที่ Convert กลับได้ ให้ค่าออกมาเป็นรูป ดิจิตอล และภายในต่อแบบอนุกรมอยู่ใน Chip สัญญาณที่ได้ออกมาจะมีคุณภาพสูง ผลตอบสนองเร็ว

ตัวของเซนเซอร์สามารถเทียบค่าได้ในตัวโดยส่งออกมาในรูปสัญญาณดิจิตอล ความเชื่อถือสูงความเสถียรค่อนข้างยาวนานค่า Calibrated จะเก็บไว้ใน Chip OTP ในรูปของ Memory ค่า Coefficient จะใช้ในการเทียบค่าภายในเครื่องมือวัดตามสัญญาณที่ออกมาจากเซนเซอร์

ความสามารถของเซนเซอร์สามารถประยุกต์ใช้ในงานอื่นได้ เช่น

- HVAC
- ทดสอบและวัดค่า
- ระบบอัตโนมัติ
- การหาข้อมูลโดยใช้ตรรกศาสตร์
- ระบบยานยนต์
- ระบบสถานีอุตุวิทยา
- ในทางการแพทย์

โครงสร้างภายในระบบ SENSOR SHT11



รูปที่ 2.28 โครงสร้าง SENSOR SHT 11

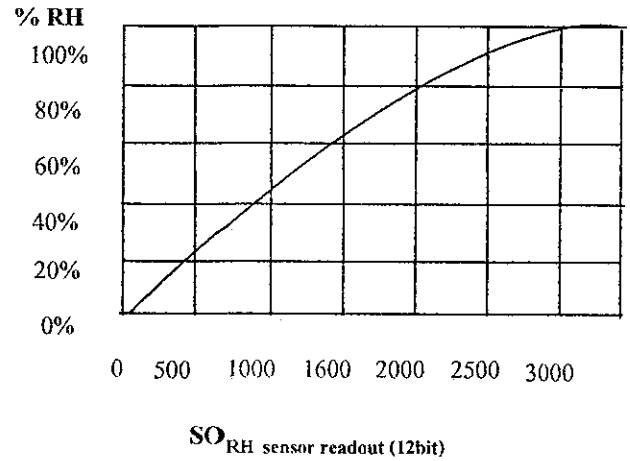
ค่าที่ออกมาจากการ Conver กลับของข้อมูล

- ค่าความชื้นที่ออกมาโดยใช้ SOR 12 บิต โดยจะใช้สูตร

$$RH_{liner} = C1 + C2 * SO_{RH} + C3 * SO_{RH}^{2} \quad -2.8*10^{-6}$$

ตารางที่ 2.10 ค่าตัวประกอบในการคำนวณหาค่าความชื้น RH_{linear}

SO_{RH}	C1	C2	C3
12 bit	-4	0.0405	$-2.8*10^{-6}$



รูปที่ 2.29 ตารางเทียบ SO_{RH} กับความชื้น

- ค่าอุณหภูมิจะอยู่ในรูป Bandgap ของ PTAT โดยจะออกมาแบบเป็นเส้นตรงที่มีความเที่ยงตรงและค่อนข้างแน่นอน โดยค่าที่ตั้งไว้คือ VDC 5 V และ SOT 14 bit โดยใช้สูตร

$$Temperature = d1 + d2 * SO_T$$

ตารางที่ 2.11 ค่าตัวประกอบในการคำนวณหาค่าอุณหภูมิ

SO_T	d1	d2
14 bit	0.01	0.018