

บทที่ 3

ทฤษฎี

3.1 น้ำมันดิบ

3.1.1 ลักษณะและองค์ประกอบ

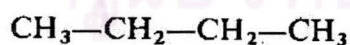
น้ำมันดิบเป็นสารประกอบที่ผสมกันอย่างสลับซับซ้อน องค์ประกอบส่วนใหญ่ได้แก่ สารประกอบไฮโดรคาร์บอนประเภทต่างๆ ที่มีโมเลกุลขนาดเล็กจนถึงโมเลกุลขนาดใหญ่รวมตัวกันอยู่ นอกจากนี้ยังมีสารอนินทรีย์และโลหะบางชนิดเป็นองค์ประกอบปนอยู่ในสารประกอบไฮโดรคาร์บอนดังกล่าว สารประกอบที่เป็นสารอนินทรีย์ ได้แก่ กำมะถัน ออกซิเจน และ ไนโตรเจน สารประกอบที่เป็นโลหะ ได้แก่ โครเมียม ทองแดง เหล็ก นิกเกิล โซเดียม และวาเนเดียม

น้ำมันดิบแต่ละแหล่งจะมีลักษณะและคุณสมบัติแตกต่างกันออกไปขึ้นอยู่กับสัดส่วนของไฮโดรคาร์บอนที่มีอยู่ในน้ำมันดิบแหล่งนั้นๆ ซึ่งจัดเป็นเรื่องสำคัญในการประเมินคุณค่าของน้ำมัน การกำหนดวิธีการและกระบวนการกลั่นให้เหมาะสม

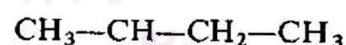
3.1.1.1 สารประกอบไฮโดรคาร์บอน

สารประกอบไฮโดรคาร์บอนสามารถจำแนกได้เป็น 3 ประเภท คือ

พาราฟิน (Paraffins or Alkanes) เป็นสารประกอบที่มีโมเลกุลในรูปอะตอมของคาร์บอนจับแขนต่อกันเป็นเส้นตรง ตัวอย่างเช่น



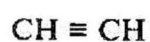
Butane



2-Methylbutane



Ethylene

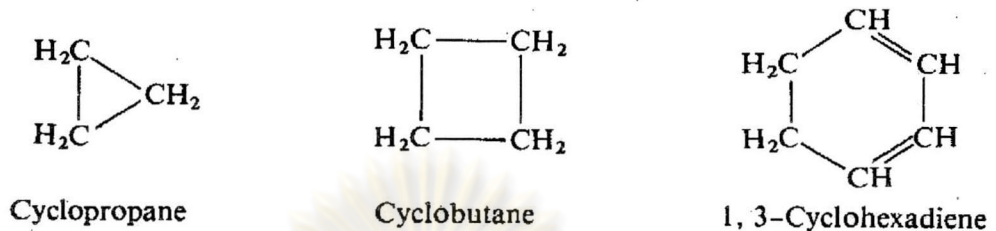


Acetylene

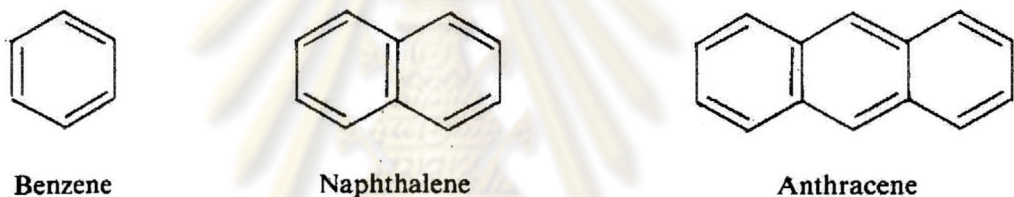


1-Propene

แนฟทีน (Naphthenes or Cyclo Alkanes) เป็นสารประกอบที่มีโมเลกุลเป็นรูปวงแหวนเกิดจากการจับแขนของอะตอมคาร์บอนเกิดเป็นวง ตัวอย่างเช่น



อะโรเมติกส์ (Aromatics) เป็นสารประกอบที่มีโมเลกุลเป็นรูปวงแหวนเกิดจากการจับแขนของอะตอมคาร์บอน 6 อะตอม ขึ้นไป หรือจับแขนต่อกันเป็นวงแหวน ตัวอย่างเช่น



ไฮโดรคาร์บอนทั้ง 3 ประเภทนี้จะอยู่รวมกันตั้งแต่โมเลกุลขนาดเล็กจนถึงโมเลกุลขนาดใหญ่ โมเลกุลขนาดเล็กจะมีจำนวนอะตอมของคาร์บอนอยู่น้อย เช่น ก๊าซมีเทน (CH_4) อีเทน (C_2H_6) โพรเพน (C_3H_8) และบิวเทน (C_4H_{10}) ไฮโดรคาร์บอนเหล่านี้จะเบาเมื่อทิ้งไว้ที่อุณหภูมิห้องจะเปลี่ยนสภาพเป็นก๊าซทันทีและติดไฟได้ง่ายเนื่องจากจุดเดือดของสารประกอบเหล่านี้ต่ำมาก โมเลกุลของไฮโดรคาร์บอนที่มีจำนวนคาร์บอนมากขึ้นจะมีจุดเดือดสูงขึ้น ดังนั้นในการแยกสารประกอบไฮโดรคาร์บอนออกเป็นส่วนต่างๆ จะอาศัยค่าของจุดเดือดที่แตกต่างกันนี้เป็นเกณฑ์ในการกลั่นแยก

ตามปกติแล้วการกลั่นแยกสารประกอบไฮโดรคาร์บอนออกให้เป็นสารบริสุทธิ์ทำได้ยากมาก ดังนั้นในการกลั่นแยกจะทำการกลั่นแยกโดยใช้ช่วงของจุดเดือดที่ใกล้เคียงกันเพื่อใช้ในการกลั่นแยก โดยเรียกช่วงการกลั่นดังกล่าวว่า คาบจุดเดือดการกลั่น (Boiling Range) เช่น

คาบจุดเดือดน้ำมันแอฟทาจะคัดเอาไฮโดรคาร์บอนที่มีจุดเดือดตั้งแต่จุดเดือด
ก๊าซเพนเทนจนถึงอุณหภูมิ 200 องศาเซลเซียสเป็นค่าในการกำหนดคาบจุดเดือดในการกลั่นแยก

คาบจุดเดือดน้ำมันก๊าดจะคัดเอาไฮโดรคาร์บอนที่มีจุดเดือดตั้งแต่อุณหภูมิ
200 - 250 องศาเซลเซียสเป็นค่าในการกำหนดคาบจุดเดือดในการกลั่นแยก

น้ำมันดีเซลจะคัดเอาไฮโดรคาร์บอนที่มีจุดเดือดตั้งแต่อุณหภูมิ 250 - 370
องศาเซลเซียสเป็นค่าในการกำหนดคาบจุดเดือดในการกลั่นแยก

เรซิดิว (Residue) หรือกากน้ำมันมีจุดเดือดตั้งแต่ 370 องศาเซลเซียสขึ้นไป

ตารางที่ 3.1 คุณสมบัติของไฮโดรคาร์บอน

สูตรเคมี	ไฮโดรคาร์บอน		จุดหลอมเหลว องศาเซลเซียส
	ชื่อ	จุดเดือด องศาเซลเซียส	
CH ₄	Methane	-161.5	-182.5
C ₂ H ₆	Ethane	-88.6	-183.3
C ₃ H ₈	Propane	-42.1	-187.7
C ₄ H ₁₀	n-Butane	-0.5	-138.1
C ₄ H ₁₀	iso-Butane	-11.7	-160.1
C ₅ H ₁₂	n-pentane	36.1	-130.1
C ₅ H ₁₂	iso-Pentane	27.9	-160.1
C ₆ H ₁₄	Hexane	68.7	-95.1
C ₇ H ₁₆	Heptane	98.4	-91.1
C ₈ H ₁₈	Octane	125.7	-57.1
C ₉ H ₂₀	n-Nonane	150.8	-54.1
C ₁₀ H ₂₂	n-Decane	174.2	-30.1

3.1.1.2 สารประกอบอื่นๆ

สารพวกนี้มักถูกเรียกว่าสารปนเปื้อนซึ่งมีอยู่หลายประเภทในน้ำมันดิบและสามารถเกิดขึ้นได้ในกระบวนการกลั่น สารปนเปื้อนหลักที่สำคัญประกอบด้วย กำมะถัน ออกซิเจน และไนโตรเจน สารจำพวกนี้แม้มีปริมาณไม่มากนัก แต่ก็มีอิทธิพลสำคัญต่อคุณภาพของผลผลิต และเป็นตัวกำหนดว่าต้องใช้กระบวนการผลิตอย่างไรในการกลั่นจึงจะเหมาะสม

แหล่งน้ำมันดิบแต่ละแหล่งจะมีปริมาณกำมะถันที่แตกต่างกันเช่นน้ำมันดิบเนเมบา และน้ำมันดิบทาปิสซึ่งเป็นแหล่งน้ำมันดิบจากแอฟริกาและตะวันออกไกลตามลำดับ จะมีปริมาณกำมะถันค่อนข้างต่ำ แต่น้ำมันดิบจากแหล่งตะวันออกกลาง เช่นน้ำมันดิบโอมานจะมีปริมาณกำมะถันค่อนข้างสูง ปริมาณกำมะถันจะมีการกระจายตัวในปริมาณที่สูงในคาบจุดเดือดที่สูงขึ้นดังแสดงในตารางที่ 3.2 ซึ่งเปรียบเทียบปริมาณกำมะถันของน้ำมันดิบจากแหล่งต่างๆ

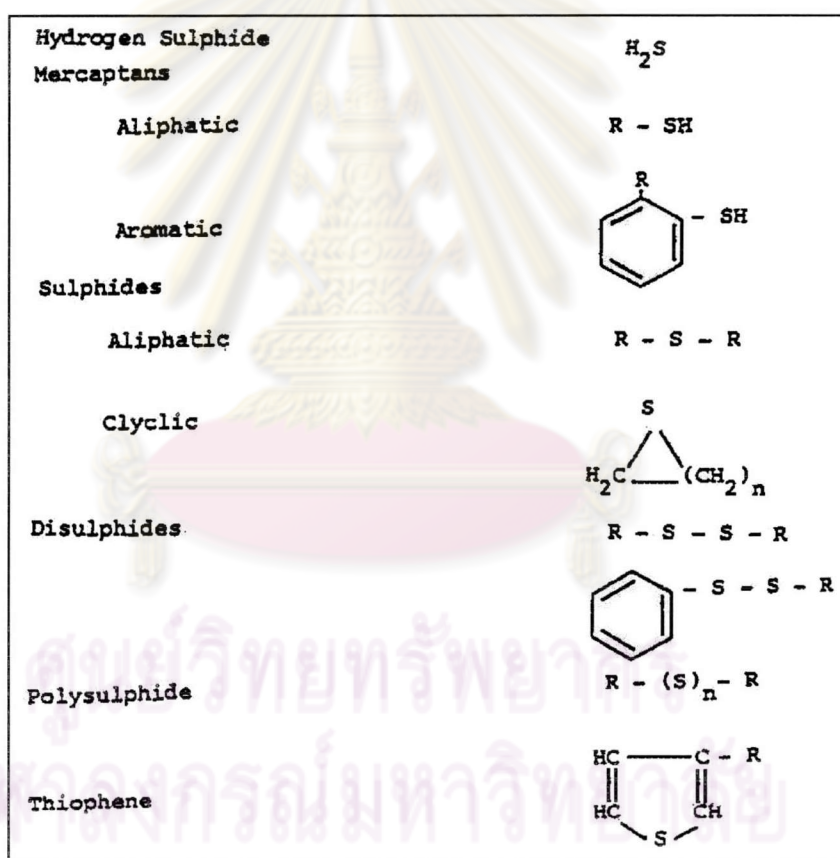
ตารางที่ 3.2 การกระจายตัวของปริมาณกำมะถันในคาบจุดเดือดต่างๆ ของน้ำมันดิบ

คาบจุดเดือด	ปริมาณกำมะถัน (ร้อยละโดยน้ำหนัก)		
	น้ำมันดิบทาปิส	น้ำมันดิบเนเมบา	น้ำมันดิบโอมาน
แนฟทา, C5 - 150 °C	0.0003	0.0048	0.0352
น้ำมันก๊าด, 150 - 250 °C	0.0061	0.1450	0.1167
น้ำมันดีเซล, 250 - 370 °C	0.0348	0.1410	0.5346
น้ำมันเตา, >370 °C	0.0800	0.3565	1.7800

ปริมาณสารประกอบอินทรีย์กำมะถันในน้ำมันดิบอาจมีตั้งแต่ร้อยละ 0.04 จนถึงร้อยละ 5 โดยน้ำหนัก ขึ้นอยู่กับชนิดของน้ำมันดิบ สำหรับน้ำมันดิบที่มีปริมาณกำมะถันสูง ปริมาณธาตุกำมะถันที่วิเคราะห์ได้อาจไม่สูงมากนัก แต่จำนวนสารประกอบอินทรีย์กำมะถันที่มีอยู่จะมีมาก ตัวอย่างเช่น น้ำมันดิบที่มีธาตุกำมะถันอยู่ร้อยละ 5 โดยน้ำหนักอาจมีจำนวนโมเลกุลของสารประกอบที่มีกำมะถันเป็นองค์ประกอบอยู่สูงถึงร้อยละ 50 ของสารประกอบทั้งหมดที่มีอยู่ในน้ำมัน โดยส่วนใหญ่แล้วน้ำมันที่มีความถ่วงจำเพาะสูงจะมีปริมาณกำมะถันสูงตามไปด้วย

สารประกอบอินทรีย์กำมะถันที่มีอยู่ในน้ำมันดิบมักมีโครงสร้างที่สลับซับซ้อนและจะสลายตัวเมื่อถูกความร้อนเปลี่ยนรูปไปเป็นก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์

รูปแบบของกำมะถันที่มีอยู่ในน้ำมันดิบส่วนใหญ่จะอยู่ในรูปของสารประกอบอินทรีย์ดังที่กล่าวมาแล้วในบทที่ 2 ซึ่งสามารถสรุปรูปแบบของสารประกอบอินทรีย์กำมะถันได้ ดังแสดงในรูปที่ 3.1 ซึ่งจะพบเป็นอยู่ในผลิตภัณฑ์น้ำมันทุกชนิดไม่ว่าจะเป็นก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas) ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) น้ำมันก๊าด (Kerosine) น้ำมันอากาศยาน (Jet Fuel) น้ำมันเบนซิน (Gasoline) น้ำมันดีเซล (Diesel) ตลอดจนถึงน้ำมันเตา (Fuel Oil)



รูปที่ 3.1 สารประกอบอินทรีย์กำมะถัน (Organic Sulfur Compounds) (ปราโมทย์ ไชยเวช, 2533:43)

สารประกอบอินทรีย์กำมะถันที่พบในน้ำมันดิบส่วนใหญ่มีจุดเดือดสูงจึงมักรวมอยู่กับสารไฮโดรคาร์บอนที่หนักเช่น น้ำมันในคาบจุดเดือดน้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา เป็นต้น ในอุตสาหกรรมน้ำมันได้แบ่งสารประกอบกำมะถันออกเป็น 2 ประเภท คือ ประเภทที่มีฤทธิ์กัดกร่อน (Sour) และประเภทที่ไม่มีฤทธิ์กัดกร่อน (Sweet) สารประกอบกำมะถันที่มีฤทธิ์กัดกร่อน ได้แก่ ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) และสารประกอบพวกเมอร์แคปแทน (Mercaptans) ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์มีจุดเดือด -60.3 องศาเซลเซียสและละลายอยู่ในผลิตภัณฑ์เบาที่กลั่นออกมาได้ มีคุณสมบัติเป็นกรดอ่อนและมีพิษอย่างรุนแรง จึงมีความจำเป็นต้องกำจัดออกจากผลิตภัณฑ์ ส่วนสารประกอบพวกเมอร์แคปแทนซึ่งมีสูตรทั่วไปเป็น R-S-H (R แทนหมู่อัลคิล) ยิ่งมีโมเลกุลเล็ก ก็จะมีฤทธิ์กัดกร่อนมาก โดยเฉพาะอย่างยิ่งการกัดกร่อนกับทองแดง เช่น เมธิลเมอร์แคปแทน และ เอธิลเมอร์แคปแทน สารทั้งสองนี้มีกลิ่นเหม็นฉุนมาก สารประกอบที่ไม่มีฤทธิ์กัดกร่อน ได้แก่ เมอร์แคปแทน ที่มีน้ำหนักโมเลกุลสูงเช่น ซัลไฟด์ ไตซัลไฟด์ และ ไทโอฟิน

สารประกอบอินทรีย์กำมะถันเป็นอันตรายกับตัวเร่งปฏิกิริยาที่ใช้ในกระบวนการผลิตโดยจะทำให้ตัวเร่งปฏิกิริยาเสื่อมคุณภาพ นอกจากนี้สารประกอบอินทรีย์กำมะถันทุกชนิดเมื่อเผาไหม้แล้วจะเกิด ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ก๊าซซัลเฟอร์ไตรออกไซด์ ซึ่งมีผลเสียคือ เมื่อปล่อยสู่บรรยากาศจะทำให้เกิดมลภาวะเป็นพิษ และเมื่อก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และก๊าซซัลเฟอร์ไตรออกไซด์ที่เกิดจากการเผาไหม้จะรวมตัวกับน้ำที่เกิดจากปฏิกิริยาในการเผาไหม้ก่อให้เกิดกรดกำมะถัน ทำให้ส่วนของอุปกรณ์และท่อที่เย็นลงถูกกัดกร่อน ด้วยเหตุนี้จึงจำเป็นต้องมีการบำบัดกำมะถันให้ลดน้อยลงจนไม่เป็นอันตรายต่อกระบวนการ

สารประกอบออกซิเจน โดยปกติปริมาณออกซิเจนที่มีอยู่ในน้ำมันจะมีปริมาณอยู่ประมาณร้อยละ 0.5 โดยน้ำหนัก

สารประกอบไนโตรเจน น้ำมันดิบบางแหล่งจะมีสารประกอบของไนโตรเจนปนอยู่ด้วย โดยจะอยู่ในรูปของสารที่ฤทธิ์เป็นด่าง (Nitrogen Base) และสารที่ฤทธิ์เป็นกลาง (Neutral Compound) สารประกอบของไนโตรเจนในน้ำมันดิบ อาจมีมากถึงร้อยละ 0.1 โดยน้ำหนัก

เกลือแร่ในน้ำมันดิบจะมีสารประกอบอินทรีย์ 2 อย่างผสมอยู่ด้วยเสมอ คือ น้ำ และเกลือซึ่งจะมีปริมาณมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับแหล่งของน้ำมันดิบ เกลืออินทรีย์ที่มีอยู่ไม่มากนัก จะละลายอยู่ในน้ำ เช่น เกลือคลอไรด์ของโซเดียม (NaCl) แมกนีเซียม (MgCl₂) แคลเซียม (CaCl₂) เกลือเหล่านี้จำเป็นต้องบำบัดออก เนื่องจากเกลือเหล่านี้สามารถละลายได้ในน้ำและเมื่อถูกอุ่นให้ ร้อนจะแตกตัวออกเป็นกรดเกลือซึ่งมีฤทธิ์กัดกร่อนท่อในเตาและเครื่องกลั่นอื่นๆ การกำจัดเกลือ เหล่านี้ออกจะใช้หน่วยกำจัดเกลือซึ่งใช้ระบบการสลายตัวด้วยไฟฟ้า คือทำให้เกลือที่ติดมากับ น้ำมันดิบละลายไปกับน้ำ และจะแยกน้ำออกจากน้ำมันดิบก่อนนำเข้าเตาต้ม และเพื่อความมั่นใจ ว่าเกลือจะไม่ทำให้เกิดปัญหาเกี่ยวกับเครื่องกลั่น ก่อนส่งน้ำมันดิบเข้าเตายังต้องเติมโซดาไฟเข้าช่วยทำ ให้เป็นกลางตลอดเวลา

สารประกอบอินทรีย์โลหะ โลหะพวกวานาเดียม และนิกเกิลที่มีอยู่ในน้ำมันดิบ จะมีปริมาณน้อยมากและมักจะพบอยู่ในรูปของสารประกอบอินทรีย์โลหะซึ่งมีโครงสร้างที่ซับซ้อน ส่วนมากจะอยู่ในรูปของแวนเนฟทินหรือวงแวนอะโรเมติกส์พร้อมทั้งมีพาราฟฟินร่วมด้วย สาร พวกนี้มีจุดเดือดสูงไม่สามารถกำจัดได้ด้วยวิธีการกำจัดเกลือเพราะไม่ละลายในน้ำ จึงมักผสมอยู่ ในกากน้ำมัน หรือน้ำมันเตา ถ้ามีปริมาณมากอาจก่อให้เกิดปัญหาทำให้น้ำมันเตามีปริมาณซีเล้า สูง และเกิดการกัดกร่อนปล่องไฟได้

3.1.2 การแยกประเภทน้ำมันดิบ

น้ำมันดิบสามารถแยกประเภทออกเป็นประเภทต่างๆ ได้หลายรูปแบบเช่น แยกตาม องค์ประกอบทางเคมี ความหนักเบา และปริมาณของกำมะถันที่มีเจือปนอยู่

การแยกประเภทน้ำมันตามรูปแบบของสารไฮโดรคาร์บอน ในน้ำมันดิบมีสารประกอบ ไฮโดรคาร์บอนอยู่ 3 ประเภทคือ พาราฟฟิน แนฟทีน และอะโรเมติกส์ซึ่งมีปริมาณน้อยมากใน น้ำมันดิบดังที่กล่าวมาแล้วในหัวข้อ 3.1.1 ดังนั้นจึงสามารถแยกประเภทน้ำมันดิบออกได้เป็น 3 ประเภทดังนี้

น้ำมันดิบที่มีจำนวนพาราฟฟินมากเรียกว่าน้ำมันดิบพาราฟฟิน (Paraffinic Base Crude) ได้แก่ น้ำมันดิบ Kirkuk, Minas

น้ำมันดิบที่มีจำนวนแนฟทีนมาก เรียกว่าน้ำมันดิบแนฟทีน (Naphenic Base Crude) ได้แก่ น้ำมันดิบ Tia Juana, Bachaquero

น้ำมันดิบที่มีจำนวนองค์ประกอบของไฮโดรคาร์บอนใกล้เคียงกันไม่มีองค์ประกอบใดเป็นจุดเด่นเรียกว่าน้ำมันดิบผสม (Mixed Base Crude) ได้แก่ น้ำมันดิบ Kuwait, Nigeria

การแบ่งประเภทของน้ำมันดิบแบบนี้ เป็นการแบ่งอย่างหยาบๆ โดยมีวัตถุประสงค์ในด้านการเลือกใช้น้ำมันดิบให้เหมาะกับการผลิตน้ำมันสำเร็จรูป คุณสมบัติของน้ำมันแต่ละประเภทมีดังนี้

น้ำมันดิบพาราฟฟิน (Paraffin Base Crudes) จะมีพาราฟฟินอยู่มาก น้ำมันชนิดนี้จะได้ผลผลิตน้ำมันเบนซินที่มีค่าออกเทนต่ำ น้ำมันก๊าดที่ผลิตได้จะมีคุณภาพสูง ไม่มีเขม่า ส่วนน้ำมันดีเซลจะมีค่าซีเทนสูงเหมาะสำหรับเครื่องดีเซลความเร็วสูง น้ำมันหล่อลื่นที่ได้จะมีดัชนีความหนืดสูง (Viscosity Index) แต่ถ้ามีซีที่มึจุดละลายสูงปนอยู่ด้วยจะทำให้จุดไหลเทสูงเกินไป (Pour Point) ทำให้ต้องมีการสกัดไซออกเสียก่อน

น้ำมันดิบแนฟทีน (Naphthenic Base Crude) มีปริมาณแนฟทีนมาก เมื่อทำการกลั่นจะได้น้ำมันเบนซินที่มีค่าออกเทนสูงกว่าน้ำมันเบนซินที่ได้จากน้ำมันดิบพาราฟฟิน น้ำมันชนิดนี้จะได้ผลผลิตน้ำมันก๊าดและน้ำมันดีเซลที่มีคุณภาพปานกลาง กากน้ำมันที่ได้จากหอกลั่นภายใต้สูญญากาศสามารถนำไปทำยางมะตอยได้เพราะมีแอสฟัลทีนส์ (Asphaltenes) (โพลีอะโรเมติกส์ที่มีน้ำหนักโมเลกุลสูงถึง 50,000) เป็นองค์ประกอบอยู่มาก

น้ำมันดิบผสม (Mixed Base Crude) มีส่วนผสมทั้งพาราฟฟิน แนฟทีน และอะโรเมติกส์ ปะปนกันอยู่ ผลิตภัณฑ์ที่ได้จะมีส่วนดีและส่วนเสียปนคละกันไป

การหาอย่างรวดเร็วว่าเป็นน้ำมันชนิดใด หาได้จากค่าแฟคเตอร์เค หรือค่า K ซึ่งกำหนดลักษณะโดย บริษัท ยูโอพี (UOP) ตามสมการต่อไปนี้

$$K = \frac{\sqrt[3]{1.8T_B}}{d}$$

T_B คือค่าจุดเดือดเฉลี่ยโมลาร์ (Molar Average Boiling Point) คิดเป็นองศาเคลวิน

d คือค่าความถ่วงจำเพาะที่ 15 องศาเซลเซียส ของน้ำมันเทียบกับน้ำที่อุณหภูมิ 15 องศาเซลเซียส

ถ้าน้ำมันดิบมีค่า K เป็น 12.1 หรือสูงกว่า เป็นน้ำมันดิบพาราฟิน

ถ้าค่า K ต่ำกว่า 11.5 เป็นน้ำมันดิบแนฟทีน

ถ้าอยู่ระหว่าง 11.5 - 12.1 เป็นน้ำมันดิบผสม

การแยกประเภทน้ำมันดิบตามความหนักเบาของน้ำมันดิบ โดยวัดด้วยความถ่วงเอพีไอ (API Gravity) ซึ่งเป็นวิธีการของสถาบันปิโตรเลียมแห่งสหรัฐอเมริกาโดยการกำหนดค่าความถ่วงจำเพาะขึ้นเป็นองศา เริ่มจาก 10 องศาสำหรับค่าความถ่วงจำเพาะ 1.000 ค่าความถ่วงเอพีไอ กับค่าความถ่วงจำเพาะที่ 15 องศาเซลเซียส มีความสัมพันธ์ดังนี้

$$\text{API} = \frac{141.5}{\text{S.G. } 15/15^\circ\text{C}} - 131.5$$

ค่าความถ่วงเอพีไอยิ่งสูง น้ำมันดิบจะยิ่งเบา ซึ่งหมายความว่าในน้ำมันดังกล่าวจะมีน้ำมันเบนซินปนอยู่มากกว่าน้ำมันส่วนที่หนักและมีคุณค่าสูง และสามารถแบ่งประเภทน้ำมันออกได้เป็นน้ำมันดิบเบา (Light Crude) น้ำมันดิบกลาง (Medium Crude) และน้ำมันดิบหนัก (Heavy Crude)

ตัวอย่างเช่น

น้ำมันดิบอาราเบียนไลท์	มีค่าความถ่วงเอพีไอ 34
น้ำมันดิบอาราเบียนมีเดียม	มีค่าความถ่วงเอพีไอ 30
น้ำมันดิบอาราเบียนเฮฟวี	มีค่าความถ่วงเอพีไอ 28

แยกประเภทตามปริมาณกำมะถันที่มีอยู่ในน้ำมันดิบ

น้ำมันดิบที่มีปริมาณกำมะถันต่ำ คือ น้ำมันดิบที่มีปริมาณกำมะถันน้อยกว่าร้อยละ 0.1 โดยน้ำหนัก

น้ำมันดิบที่มีกำมะถันปานกลาง คือ น้ำมันดิบที่มีปริมาณกำมะถันอยู่ระหว่างร้อยละ 0.1– 2 โดยน้ำหนัก

น้ำมันดิบที่มีกำมะถันสูง คือ น้ำมันดิบที่มีปริมาณกำมะถันอยู่มากกว่าร้อยละ 2 โดยน้ำหนัก

3.1.3 การวิเคราะห์น้ำมันดิบ

จุดประสงค์เพื่อหาคุณลักษณะทั่วไปของน้ำมันดิบในเชิงการค้าด้วยการทดสอบในห้องปฏิบัติการเพื่อใช้ประเมินคุณสมบัติพื้นฐานของน้ำมันดิบ ตัวอย่างเช่น การหาความถ่วงจำเพาะ การกลั่นแบบมาตรฐานสถาบันปิโตรเลียมอเมริกา (ASTM Distillation) ซึ่งจะช่วยให้ทราบถึงประเภทและปริมาณผลิตภัณฑ์หนักเบาต่างๆ ที่จะได้จากการกลั่น การหาค่าของความหนืด (Viscosity) ค่าจุดไหลเท (Pour Point) ค่าจุดวาบไฟ (Flash Point) ค่าความดันไอ (Reid Vapor Pressure) ซึ่งค่าเหล่านี้เป็นค่าที่จำเป็นที่ต้องใช้ในการออกแบบการขนส่งการออกแบบคลังน้ำมัน และกระบวนการกลั่น ดังแสดงในตารางที่ 3.3

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 3.3 ข้อมูลของการประเมินค่าน้ำมันดิบ (Crude Oil Evaluation) จากแหล่งคูเวต
(ปราโมทย์ ไชยเวช, 2533:45)

A.P.I Gravity at 60 °F	Degrees	31.4
Light Hydrocarbons		
C ₁	% wt	< 0.01
C ₂	% wt	0.05
C ₃	% wt	0.48
iC ₄	% wt	0.23
nC ₄	% wt	1.22
iC ₅	% wt	0.64
nC ₅	% wt	1.36
C ₆	% wt	2.61
A.S.T.M. Distillation		
IBP	°C	45
10% Recovered at	°C	114
20% Recovered at	°C	169
30% Recovered at	°C	221
40% Recovered at	°C	285
Recovered at 100	% vol	7.5
Recovered at 150	% vol	16.5
Recovered at 200	% vol	26
Recovered at 250	% vol	34.5
Recovered at 300	% vol	43.5
Reid Vapour Pressure	psi	7
Viscosity		
Kinematic at 50 °F	cS	28.8
Kinematic at 100 °F	cS	10
Redwood I at 50 °F	sec	119
Redwood I at 100 °F	sec	52
Sulphur	% wt	2.54
Water	% vol	nil
B.S. and W	% vol	nil
Paraffin Wax (Shell)	% wt	4.5
Congealing Point of Wax	°C	54
Paraffin Wax (Holde)	% wt	1.7
Congealing Point of Wax	°C	54.5
Pour Point (A.S.T.M Max)	°C	-17
Neutralization Value	mg KOH/g	0.07
Ash (250 g Sample)	% wt	0.0055
Composition of Ash	% wt on ash	
Chromium	% wt on ash	0.025
Copper	% wt on ash	0.069
Iron	% wt on ash	2

3.1.3.1 การประเมินคุณค่าน้ำมันดิบ (Crude Evaluation)

การกลั่นแยกน้ำมันดิบออกเป็นส่วนต่างๆ เป็นการวิเคราะห์เพื่อประเมินคุณค่าของน้ำมันดิบอย่างละเอียด โดยหาค่าประกอบและคุณสมบัติต่างๆ ในน้ำมันดิบ โดยเริ่มต้นหาปริมาณของก๊าซที่มีอยู่ในน้ำมันดิบ โดยใช้เครื่องก๊าซโครมาโทกราฟี (GC) แล้วนำน้ำมันมากลั่นแยกเป็นส่วนต่างๆ ในห้องปฏิบัติการโดยใช้เครื่องกลั่นที่มีหอแยกพิเศษที่มีอำนาจการกลั่นแยกหลายขั้นตอนตามทฤษฎี และใช้การรีฟลักส์คืนสู่หอกลั่นเพื่อควบคุมอุณหภูมิในการกลั่นแยก อุณหภูมิทุกจุดที่วัดได้จะเป็นจุดเดือดที่แท้จริงของสารประกอบที่กลั่นออกมาได้ อุณหภูมิดังกล่าวเรียกว่าจุดเดือดที่แท้จริง (True Boiling Point) จัดเป็นการกลั่นแยกที่สมบูรณ์เมื่อนำค่าอุณหภูมิกับปริมาณที่กลั่นได้มาสร้างความสัมพันธ์จะได้เส้นโค้งจุดเดือดที่แท้จริง (TBP Curve) ในการกลั่นสารประกอบที่ได้ จะแยกน้ำมันออกเป็นส่วนต่างๆ ตามคาบจุดเดือด (Boiling Range) ของน้ำมันอย่างละเอียด โดยนิยมแยกออกเป็นส่วนแคบ ๆ ของคาบจุดเดือดเพียง 5 – 10 องศาเซลเซียส การกลั่นแยกดังกล่าวมีค่าใช้จ่ายที่ค่อนข้างสูงประมาณ 200,000 – 300,000 บาท และใช้เวลาในการตรวจสอบประมาณ 3 – 4 วัน

การประเมินคุณค่าของน้ำมันดิบสามารถใช้คาบจุดเดือดที่ใช้ในการผลิตน้ำมันสำเร็จรูปได้ดังนี้

พวกที่มีคาบจุดเดือดต่ำๆ จนถึง 200 องศาเซลเซียสเรียกว่า คาบจุดเดือดของก๊าซโซลีน (Gasoline Fraction) ใช้ในการผลิตน้ำมันเบนซิน

พวกที่มีคาบจุดเดือดระหว่าง 200 – 250 องศาเซลเซียสเรียกว่าคาบจุดเดือดของน้ำมันก๊าด (Kerosine Fraction) ใช้ในการผลิตน้ำมันก๊าดที่ให้แสงสว่าง ถ้าจุดเกิดควัน (Smoke Point) ไม่ต่ำเกินไป น้ำมันก๊าดที่คุณภาพดีจะมีจุดเยือกแข็งต่ำสามารถนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงของเครื่องไอพ่นได้ แต่ก็ต้องขึ้นอยู่กับคุณสมบัติอื่น ๆ อีกหลายประการ

พวกที่มีคาบจุดเดือดระหว่าง 250 – 370 องศาเซลเซียส เรียกว่าคาบจุดเดือดก๊าซออยล์ (Gas Oil Fraction) เหมาะสำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิงของเครื่องยนต์ดีเซล

พวกที่มีคาบจุดเดือดเกิน 370 องศาเซลเซียสขึ้นไป จะเป็นคาบจุดเดือดของกากน้ำมัน (Residue) ซึ่งสามารถใช้ประโยชน์ได้หลายอย่างขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของกากน้ำมัน ในที่นี้อาจนำไปใช้เป็นน้ำมันเตา ผลิตยางมะตอย ผลิตน้ำมันเครื่อง หรือนำไปใช้เป็นวัตถุดิบของ

หน่วยกลั่นอื่นเช่นหน่วยกลั่นสุญญากาศเพื่อทำการกลั่นแยกให้ได้เป็นน้ำมันเชื้อเพลิงที่มีมูลค่าสูงขึ้นไป

3.1.3.2 การกลั่นแยกน้ำมันดิบตามมาตรฐาน ASTM

การแบ่งย่อยๆ ดังวิธีการที่กล่าวมาแล้วในหัวข้อ 3.1.3.1 เป็นแนวในการตั้งมาตรฐานการตรวจน้ำมันดิบโดยหาเป็นส่วนแยกมาตรฐานในห้องปฏิบัติการโดยเครื่องกลั่นแยกมาตรฐาน ซึ่งสามารถทำการกลั่นแยกน้ำมันออกเป็นส่วนต่างๆ ดังนี้

ส่วนที่ 1 ก๊าซเบา (Light Gas) นำไปวิเคราะห์หาองค์ประกอบเป็นสารประกอบไฮโดรคาร์บอนชนิดต่าง ๆ โดยวิธีก๊าซโครมาโตกราฟี

ส่วนที่ 2 ทอป (Top) คาบจุดเดือดสูงถึงประมาณ 65 องศาเซลเซียส เป็นของเหลวส่วนบนของหอกลิ้น สามารถหาองค์ประกอบโดยวิธีก๊าซลิควิดโครมาโตกราฟี (Gas liquid Chromatography) แต่ส่วนใหญ่มักหาความถ่วงจำเพาะ การกลั่นแบบมาตรฐานสถาบันปิโตรเลียมอเมริกา (ASTM Distillation) หาค่าความดันไอ (Reid Vapor Pressure) ค่าออกเทนเพื่อนำไปทำน้ำมันเบนซิน หรือใช้เป็นวัตถุดิบสำหรับอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

ส่วนที่ 3 แนฟทา (Naphtha) คาบจุดเดือด 65 – 100 องศาเซลเซียสเป็นของเหลวที่ต่ำลงมาจากส่วนที่ 2 ของหอกลิ้นนำไปหาความถ่วงจำเพาะ การกลั่นแบบมาตรฐานสถาบันปิโตรเลียมอเมริกา หาค่าออกเทน ปริมาณกำมะถัน ปริมาณเมอร์แคพเทน ปริมาณไนโตรเจน น้ำมันส่วนนี้นำไปทำน้ำมันเบนซินหรือทำเป็นวัตถุดิบสำหรับอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

ส่วนที่ 4 แนฟทา (Naphtha) จุดเดือด 100 – 150 องศาเซลเซียสนำไปวิเคราะห์เช่นเดียวกับส่วนที่ 3 สามารถนำไปผสมเป็นน้ำมันเบนซิน ถ้าค่าออกเทนต่ำจะนำไปเป็นวัตถุดิบของหน่วยแพลทฟอร์มเมอร์ (Platformer) หรือหน่วยรีฟอร์มเมอร์ (Reformer) เพื่อทำการเพิ่มค่าออกเทนต่อไป

ส่วนที่ 5 แนฟทา/น้ำมันก๊าด (Naphtha / Kerosene) คาบจุดเดือด 150 – 200 องศาเซลเซียส ส่วนนี้จะขึ้นอยู่กับชนิดของน้ำมันดิบบางครั้งใช้ทำน้ำมันเบนซินเหมือนส่วนที่ 4 หรือใช้เป็นน้ำมันก๊าดก็ได้จึงวิเคราะห์เช่นเดียวกับส่วนที่ 3 และหาจุดเกิดควัน (Smoke Point) วัตดีลี และความอยู่ตัวของสี หากค่าความเป็นกรดที่อุณหภูมิต่ำ เพื่อนำไปผลิตเป็นน้ำมันเครื่องบินไอพ่น

ส่วนที่ 6 น้ำมันก๊าด (Kerosene) คาบจุดเดือด 200 – 250 องศาเซลเซียส ส่วนนี้เหมาะสำหรับทำน้ำมันก๊าดและน้ำมันเครื่องบินไอพ่นจึงต้องตรวจความถ่วงจำเพาะ ทำการกลั่นแบบมาตรฐานสถาบันปิโตรเลียมอเมริกา วัตค่าความหนืด หาปริมาณกำมะถันและปริมาณเมอร์แคพเทน ปริมาณสารอะโรเมติกส์ จุดเกิดควัน ค่าความเป็นกรด หากค่าสีและความอยู่ตัวของสี

ส่วนที่ 7 น้ำมันดีเซลเบา (Light Gasoil) คาบจุดเดือด 250 – 300 องศาเซลเซียส ส่วนนี้ใช้สำหรับทำน้ำมันดีเซล จึงต้องตรวจหาความถ่วงจำเพาะ ทำการกลั่นแบบมาตรฐานสถาบันปิโตรเลียมอเมริกา หากค่าความหนืด ปริมาณกำมะถัน จุดไหลเท ค่าของความเป็นกรด หากค่าของสี จุดหมอก (Cloud Point) และค่าดัชนีซีเทน

ส่วนที่ 8 น้ำมันดีเซลหนัก (Heavy Gasoil) คาบจุดเดือด 300 – 370 องศาเซลเซียส ใช้ผสมเป็นน้ำมันดีเซลจึงต้องตรวจหาเหมือนส่วนที่ 7

ส่วนที่ 9 กากน้ำมัน คาบจุดเดือดมากกว่า 370 องศาเซลเซียส เรียกว่าน้ำมันลองเรซิดิว (Long Residue) ใช้ผสมทำเป็นน้ำมันเตา จึงมีการตรวจหาความถ่วงจำเพาะ หาความหนืด และหาปริมาณกำมะถันเป็นหลักแต่ลองเรซิดิวยังมีส่วนที่เป็นประโยชน์ อื่นๆ รวมอยู่ด้วยจึงนำไปกลั่นภายใต้สูญญากาศจะได้น้ำมันที่มีมูลค่ามากขึ้น เช่น น้ำมันดีเซลสูญญากาศเบา (Light Vacuum Gasoil) น้ำมันดีเซลสูญญากาศหนัก (Heavy Vacuum Gasoil) ซึ่งจะถูกนำไปเข้ากระบวนการกลั่นแบบซับซ้อนเพื่อเปลี่ยนให้เป็นน้ำมันเบนซิน น้ำมันก๊าด น้ำมันดีเซล น้ำมันที่ได้จากหอกลั่นสูญญากาศยังนำไปผลิตน้ำมันหล่อลื่นได้ด้วย ส่วนกากน้ำมันของหอกลั่นเรียกว่าชอร์ตเรซิดิว (Short Residue) ใช้ผสมเป็นน้ำมันเตา หรือ ส่งเข้าแตกตัวที่หน่วยแตกตัวด้วยความร้อน (Thermal Cracker) ได้ผลิตภัณฑ์น้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล หรือนำไปผลิตยางมะตอย

จากการกลั่นแยกเบื้องต้นสามารถนำข้อมูลดังกล่าวมาใช้ในการเลือกและวางแผนในการกลั่นได้อย่างถูกต้องและให้ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์สูงสุด ตัวอย่างการประเมินคุณค่าน้ำมันดิบดังแสดงในตารางที่ 3.4 น้ำมันดิบแต่ละแหล่งมีองค์ประกอบที่ต่างกันออกไปและมีราคาที่แตกต่างกัน เช่นน้ำมันที่ให้เบนซินที่มีค่าออกเทนสูง หรือน้ำมันก๊าดที่มีคุณภาพดีจะมีราคาสูง นอกจากนั้นราคาน้ำมันดิบยังขึ้นอยู่กับปริมาณสารปนเปื้อน ในกรณีของน้ำมันดิบที่มีปริมาณกำมะถันสูง (Sour Crude) จะต้องมีกระบวนการบำบัดสารปนเปื้อนดังกล่าวออกมากทำให้มีค่าใช้จ่ายที่สูงขึ้นในการบำบัดดังนั้นราคาของน้ำมันดิบดังกล่าวจะมีราคาต่ำกว่าน้ำมันดิบที่มีปริมาณกำมะถันต่ำ (Sweet Crude)



ศูนย์วิจัยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

3.2 กระบวนการกลั่นน้ำมันดิบ

น้ำมันดิบมีความแตกต่างกันอย่างมากทั้งในด้านองค์ประกอบและคุณภาพ วิธีการผลิตที่ใช้กับน้ำมันดิบชนิดหนึ่งๆ จึงมีความแตกต่างกันออกไป ทั้งนี้ในการเลือกกระบวนการผลิตยังมีความจำเป็นต้องคำนึงถึงปริมาณความต้องการของผลิตภัณฑ์และคุณภาพของตลาด และน้ำมันดิบที่มีอยู่เพื่อให้ตอบสนองทางเศรษฐศาสตร์สูงสุด ต่อไปนี้เป็นหน่วยผลิตและกระบวนการสำคัญที่ใช้ในการกลั่นน้ำมัน

3.2.1 หน่วยกลั่น

เป็นหน่วยที่สำคัญที่สุด และจัดเป็นหน่วยหลักของโรงกลั่น หน่วยกลั่นน้ำมันดิบมีหน้าที่หลักในการกลั่นแยกน้ำมันดิบออกเป็นส่วนๆ ตามคาบจุดเดือดที่ต้องการ คาบจุดเดือดที่ใช้ในการกลั่นส่วนใหญ่จะใช้คาบจุดเดือดตามหัวข้อ 3.1.3.2 น้ำมันที่กลั่นได้ถ้ามีคุณภาพดีสามารถนำไปผสมเป็นน้ำมันสำเร็จรูปได้โดยตรง ถ้าคุณภาพยังไม่ดีพอจะต้องนำไปปรับปรุงคุณภาพต่ออีก หน่วยกลั่นที่สำคัญอื่นๆ ได้แก่ หน่วยกลั่นภายใต้สูญญากาศสำหรับกลั่นกากน้ำมันจากกันหอกกลั่น หน่วยทำน้ำมันเบนซินให้เสถียร (Stabilization) เพื่อปรับความดันไอของน้ำมันเบนซินให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด รายละเอียดของหน่วยกลั่นต่างๆ ดังแสดงในตารางที่ 3.4

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 3.4 หน่วยกลั่นหลักของโรงกลั่นน้ำมัน (ปราโมทย์ไชยเวช, 2533:49)

ชื่อหน่วยกลั่น	สารป้อน	หน้าที่
<p>1) หน่วยกลั่นน้ำมันดิบ (Crude Distillation Unit) หรือหน่วยทอปปีง (Topping) หรือหน่วยสกีมมิ่ง (Skimming) อาจเป็นระบบหอเดี่ยว หรือหลาย หอรวมกันก็ได้</p>	<p>น้ำมันดิบ</p>	<p><u>แยกน้ำมันดิบออกเป็น</u> 1) ก๊าซ และ LPG 2) ทอปหรือส่วนเบนซินกลั่นตรง (Straight Run Tops หรือ Straight Run Gasoline) 3) แนฟทากลั่นตรง 4) น้ำมันก๊าด 5) น้ำมันก๊าซออยล์เบากลั่นตรง 6) น้ำมันก๊าซออยล์หนักกลั่นตรง 7) กากน้ำมันชนิด Long Residue หรือ Topped Crude หรือ Reduced Crude</p>
<p>2) หน่วยกลั่นภายใต้สุญญากาศ (High Vacuum Unit)</p>	<p>กาก Long Residue</p>	<p><u>แยกออกเป็น</u> 1) ก๊าซออยล์สุญญากาศชนิดเบา 2) ก๊าซออยล์สุญญากาศชนิดหนัก (Heavy Vacuum Gas Oil หรือ Flashed Distillate หรือ Waxy Distillate) 3) กากน้ำมัน Short Residue หรือ Vacuum Bottom</p>
<p>3) หน่วยเสถียรส่วนเบนซินต่าง ๆ (Stabilizer) มีชื่อตามหน่วยที่ ผลิตส่วนเบนซินนั้น เช่น SR Tops Stabilizer, Platformer Stabilizer เป็นต้น</p>	<p>ส่วนเบนซินที่ยังไม่ อยู่ตัว เช่น SR Tops, แพลตฟอร์มเมต เบนซินเทอร์มอลแคร็ก เบนซินแคทแคร็ก เบนซินไฮโดรแคร็ก</p>	<p>แยกก๊าซออกจากส่วนเบนซินทำให้ เบนซินเสถียร</p>

ตารางที่ 3.4 (ต่อ) หน่วยกลั่นหลักของโรงกลั่นน้ำมัน (ปราโมทย์ ไซยเวช, 2533:50)

ชื่อหน่วยกลั่น	สารป้อน	หน้าที่
4) หน่วยแยกส่วนกลั่น (Distillate Splitter)	ส่วนกลั่นใด ๆ ที่ ต้องการแยก	ทำหน้าที่แยกส่วนกลั่นให้เป็นส่วนย่อย เช่น แยกส่วนผสมของทอป แนฟทา และน้ำมันก๊าด ออกเป็นผลิตภัณฑ์แต่ละตัว
5) หน่วยกลั่นหลักสำหรับกระบวนการ (Main Fractionator) มีชื่อตามกระบวนการ เช่น TC Fractionator, FCC Fractionator, HC Fractionator	สิ่งที่ผลิตได้จาก กระบวนการ	สำหรับหน่วยแตกตัวด้วยความร้อน แยกเป็นก๊าซ ส่วนเบนซินเทอร์มอล แคร์ก ส่วนก๊าซฮออสล์เทอร์มอลแคร์ก กาก TC Residue สำหรับหน่วย แตกตัวด้วยคาตาลิสต์ได้ก๊าซ ส่วนเบนซินแคทแคร์ก ส่วนก๊าซฮออสล์ ชนิด Cycle Oils กากชนิด Slurry Oil; สำหรับหน่วยไฮโดรแคร์กจะได้ ก๊าซ ส่วนเบนซินไฮโดรแคร์ก ส่วนน้ำมันก๊าด ส่วนก๊าซฮออสล์ ไฮโดรแคร์ก และส่วนอื่นกลับ (Recycle)

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

3.2.2 หน่วยเปลี่ยนแปลงสภาพโมเลกุล

น้ำมันดิบส่วนใหญ่ที่ผ่านกระบวนการกลั่นจะต้องถูกนำไปปรับปรุงคุณภาพต่อเพื่อให้ได้น้ำมันสำเร็จรูปที่มีคุณภาพตามมาตรฐาน และอาจนำไปปรับปรุงคุณภาพผลิตเป็นน้ำมันสำเร็จรูปที่มีราคาสูงให้เพียงพอต่อความต้องการ กระบวนการในการปรับปรุงคุณภาพนี้จะอาศัยปฏิกิริยาทางเคมีทำให้โมเลกุลเปลี่ยนไป เช่น เปลี่ยนขนาดโมเลกุล หรือจำนวนคาร์บอนอะตอมในโมเลกุล หรือเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนระหว่างไฮโดรเจนต่อคาร์บอนในโมเลกุล ซึ่งสามารถจำแนกปฏิกิริยาดังกล่าวออกได้เป็น 2 จำพวกคือ

3.2.2.1 ประเภทที่ขนาดของโมเลกุล (หรือจำนวนคาร์บอนในโมเลกุล) เปลี่ยนไปเพียงเล็กน้อยหรือไม่เปลี่ยนแปลงเลย แต่มีการเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนระหว่างไฮโดรเจนต่อคาร์บอน และ/หรือ เปลี่ยนแปลงโครงสร้าง การเปลี่ยนแปลงแบบนี้มีประโยชน์มากในการปรับปรุงคุณภาพ เช่น ทำให้ค่าออกเทนสูงขึ้น และปรับปรุงคุณภาพด้านอื่นๆ ให้ดีขึ้น ตัวอย่างของกระบวนการดังแสดงในตารางที่ 3.5

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 3.5 กระบวนการเปลี่ยนแปลงสภาพโมเลกุลเพื่อปรับปรุงคุณภาพ (ปราโมทย์ ไชยเวช, 2533:51)

ชื่อกระบวนการ	สารป้อน	หน้าที่และสารที่ผลิตได้
1) การรีฟอร์มมิงด้วยคาตาลิสต์ (Catalytic Reforming) เช่น Platforming	แนฟทา	เพิ่มค่าออกเทน โดยได้ 1) รีฟอร์มเมต เช่น แพลตเฟอรัมเมต ค่าออกเทนสูง 2) ไฮโดรเจน 3) ก๊าซ และ LPG
2) การเปลี่ยนไอโซเมอร์ (Isomerization)	ทอป	เพิ่มค่าออกเทน โดยการเปลี่ยนโครงสร้าง ขนาดโมเลกุลไม่เปลี่ยนแปลง
3) การไฮโดรทรีดซิง (Hydrotreating)	ทอป แนฟทา น้ำมันก๊าด	กำจัดกำมะถันและไนโตรเจน จะได้ ทอป แนฟทา น้ำมันก๊าด ที่มีกำมะถันและไนโตรเจนเล็กน้อย และ H_2S NH_3
4) การไฮโดรดีซัลเฟอร์ไรซ์ (Hydrodesulphurization)	น้ำมันก๊าด กากน้ำมัน	กำจัดกำมะถันและสิ่งสกปรกอื่น ๆ และทำให้น้ำมันอยู่ตัว

3.2.2.2 ประเภทที่มุ่งเปลี่ยนขนาดโมเลกุลหรือจำนวนคาร์บอนอะตอมในโมเลกุลเป็นหลักเพื่อเพิ่มปริมาณของผลิตภัณฑ์น้ำมันที่มีราคาสูงโดยเฉพาะน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซล อาจผลิตจากสารหนักๆ เช่น ก๊าซออยล์สุญญากาศและกากน้ำมัน โดยแตกโมเลกุลให้เล็กลง หรือผลิตจากสารเบาๆ เช่น ก๊าซโอเลฟินส์จากกระบวนการแตกตัวต่างๆ โดยวิธีรวมโมเลกุลให้ใหญ่ขึ้น ผลที่ได้ คือ ไฮโดรคาร์บอนที่มีขนาดโมเลกุลเหมาะสมตามความต้องการ ตารางที่ 3.6 แสดงตัวอย่างของกระบวนการประเภทนี้

ตารางที่ 3.6 กระบวนการเปลี่ยนแปลงสภาพโมเลกุลเพื่อเพิ่มผลิตภัณฑ์ (ปราโมทย์ ไชยเวช, 2533:52)

ชื่อกระบวนการ	สารป้อน	หน้าที่และสารที่ผลิตได้
1) การแตกตัวด้วยความร้อน (Thermal Cracking)	Long Residue และ/หรือ Short Residue และ/หรือ ก๊าซออลล์สูญญากาศ	แตกโมเลกุลของสารป้อนออกเป็น 1) ก๊าซ และ LPG 2) ส่วนเบนซินเทอร์มอลแคร็ก 3) ส่วนก๊าซออลล์เทอร์มอลแคร็ก 4) กากเทอร์มอลแคร็ก, (Thermal Cracked Residue)
2) การแตกตัวด้วย катаลิสต์ (Catalytic Cracking)	ก๊าซออลล์สูญญากาศ (บางกระบวนการ สามารถรับ Long Residue ได้)	แตกโมเลกุลของสารป้อนออกเป็น 1) ก๊าซ และ LPG 2) ส่วนเบนซินแคตแคร็ก 3) ส่วนก๊าซออลล์แคตแคร็ก (Light Cycle Oil) 4) ส่วนกาก Heavy Cycle Oil และ Slurry
3) กระบวนการไฮโดรแครกกิ่ง (Hydrocracking)	ก๊าซออลล์สูญญากาศ	แตกโมเลกุลของสารป้อนเป็น 1) ก๊าซ และ LPG 2) ส่วนเบนซินไฮโดรแคร็ก 3) ส่วนน้ำมันก๊าดไฮโดรแคร็ก 4) ส่วนก๊าซออลล์ไฮโดรแคร็ก
4) การรวมตัวเป็นโพลีเมอร์ (Polymerization)	โพรปีน และ/หรือ บิวทีน	ทำให้โมเลกุลรวมกัน ได้ไฮโดรคาร์บอนขนาด ของเบนซิน สิ่งทีผลิตได้เรียก ส่วนเบนซินโพลี (Poly Gasoline)
5) การอาลคิลเลชัน (Alkylation)	ไอโซบิวเทน กับ โพรปีน และ/หรือ บิวทีน	ทำให้โมเลกุลสองชนิดรวมกันได้ ไฮโดรคาร์บอนขนาดของเบนซินสิ่งทีผลิตได้ เรียกส่วนเบนซินอาลคิลเลต (Alkylate)

ข้อมูลความต้องการผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปต่างๆ ตลอดจนถึงผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ และคุณภาพของน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป จะสามารถใช้ในการออกแบบและเลือกเรียงลำดับกระบวนการต่างๆ ที่ใช้ในโรงกลั่นน้ำมันให้เหมาะสม (Process Integration) ได้ เมื่อเลือกกระบวนการกลั่นเบื้องต้นเรียบร้อยแล้ว จำเป็นต้องศึกษาถึงคุณสมบัติของผลิตภัณฑ์ที่กลั่นได้ว่ามีคุณสมบัติและมีปริมาณเป็นไปตามความต้องการของตลาดหรือไม่ โดยอาจจำเป็นต้องเลือกหน่วยปรับปรุงคุณภาพเพื่อใช้ในการเพิ่มหรือปรับปรุงน้ำมันที่กลั่นได้ให้เพียงพอและมีคุณภาพตามข้อกำหนด เช่น ถ้าน้ำมันเบนซินที่ผลิตได้มีออกเทนไม่สูงพอต้องหากกระบวนการเปลี่ยนสภาพโมเลกุล (Reforming) มาใช้ หรือถ้าผลิตภัณฑ์มีปริมาณกำมะถันมากไปจำเป็นก็ต้องหากกระบวนการบำบัดกำมะถัน มาใช้เป็นต้น



ศูนย์วิจัยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

3.3 กระบวนการบำบัดกำมะถัน

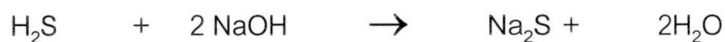
3.3.1 กระบวนการบำบัดกำมะถันโดยใช้สารละลายเคมี (Wet Treating Process)

กระบวนการกลั่นน้ำมันในระยะแรกๆ มีการใช้สารเคมีประเภทต่างๆ มาช่วยในการปรับปรุงคุณภาพของผลิตภัณฑ์น้ำมันซึ่งได้ผลดีในการบำบัดกำมะถันออกจากผลิตภัณฑ์เช่นการใช้สารละลายกรดกำมะถันในการบำบัดสารปนเปื้อนในน้ำมัน เช่น กำมะถัน ไฮโดรเจน ออกซิเจน และกำจัดสารโพลีฟีนอลออกไปพร้อมกันทำให้น้ำมันมีความบริสุทธิ์มากขึ้น แต่ข้อเสียคือ การเกิดของเสียที่ต้องกำจัดอีกครั้งทำให้กระบวนการดังกล่าวมีความนิยมน้อยลง เมื่อมีการใช้ไฮโดรเจนในการบำบัดสารปนเปื้อนดังกล่าวทำให้กระบวนการที่ใช้สารละลายเคมีมีใช้อยู่ในวงแคบและใช้เฉพาะผลิตภัณฑ์ในคาบจุดเดือดต่ำ เช่น ก๊าซปิโตรเลียมเหลว น้ำมันเบนซิน และน้ำมันก๊าดเท่านั้น

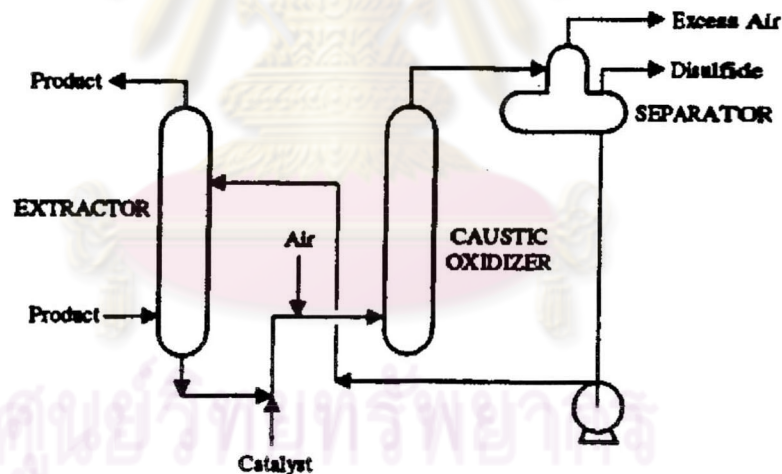
3.3.1.1 กระบวนการบำบัดกำมะถันในก๊าซ

ก๊าซธรรมชาติมักจะมีสารปนเปื้อนอยู่ในรูปแบบของก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ คาร์บอนิลซัลไฟด์ เมอร์แคปแทน และคาร์บอนไดออกไซด์ ซึ่งต้องบำบัดออกก่อนนำไปใช้ ก๊าซในโรงกลั่นน้ำมันรวมทั้งก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่ผลิตได้ก็จะมีไฮโดรเจนซัลไฟด์และเมอร์แคปแทนเป็นสารปนเปื้อน ซึ่งจำเป็นต้องทำการบำบัดออก สารปนเปื้อนในก๊าซที่กล่าวถึงนี้มีฤทธิ์เป็นกรด ซึ่งอาจบำบัดออกไปได้โดยการล้างด้วยสารละลายที่เป็นด่าง วิธีที่ใช้โดยทั่วไปได้แก่

การล้างด้วยสารละลายโซดาไฟ สารละลายโซดาไฟชนิดเจือจางจะทำปฏิกิริยากับก๊าซที่เป็นกรดได้ง่าย และปฏิกิริยาของก๊าซกรดจะดำเนินไปได้เร็วและเกือบจะสมบูรณ์จนแทบไม่มีก๊าซกรดเหลือติดออกมา สำหรับกำจัดก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ ปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นจะเป็นดังนี้คือ



เพื่อเป็นการประหยัดปริมาณของต่างโซดาไฟที่ต้องใช้ จึงควรให้เกิดปฏิกิริยา
 ขั้นที่สองให้มากที่สุด คือ ให้เกิดเป็นโซเดียมไบซัลเฟต แต่มักจะไม่ได้เต็มที่นัก จำเป็นต้องปรับ
 ความเข้มข้นของสารละลายโซดาไฟในช่วงต่างๆ ให้พอเหมาะ หอที่ใช้ในการทำปฏิกิริยาเป็น
 หอดูดกลืนธรรมชาติ (ในกรณีของก๊าซ) หรือ หอสกัดของเหลว (ในกรณีของก๊าซปิโตรเลียมเหลว)
 หอนี้จะแบ่งออกเป็นส่วนๆ โดยส่วนบนสุดใช้สำหรับล้างด้วยน้ำธรรมชาติเพื่อกันมิให้มีต่างติดไปกับ
 ผลิตภัณฑ์ ในส่วนที่ใช้สารละลายโซดาไฟล้าง สารละลายจะไหลสวนทางกับก๊าซ ซึ่งเมื่อไหลลงมา
 ถึงก้นหอแทบจะไม่มีต่างเหลืออยู่เลย ส่วนหนึ่งของสารละลายที่ใช้แล้วจะถูกส่งกลับไปดูดก๊าซใหม่
 อีกเพื่อเพิ่มปริมาณโซเดียมไบซัลไฟด์ให้มากขึ้นในสารละลายที่ใช้แล้ว สารละลายโซดาไฟใหม่ซึ่ง
 มักจะเข้มข้นประมาณร้อยละ 10 โดยปริมาตรจะถูกฉีดเติมเข้าไปที่ยอดหอปนกับสารละลายย้อน
 กลับดังกล่าว และจะปรับปริมาณการเติมให้พอดีให้ได้ผลิตภัณฑ์ตามมาตรฐานเพื่อไม่ให้เปลือง
 ต่างมากนัก การนำสารละลายที่ใช้แล้วหมุนเวียนกลับมาใช้ใหม่สามารถทำได้ยากจึงเกิดปัญหา
 การกำจัดของเสียเหล่านี้ ดังแสดงในรูปที่ 3.2

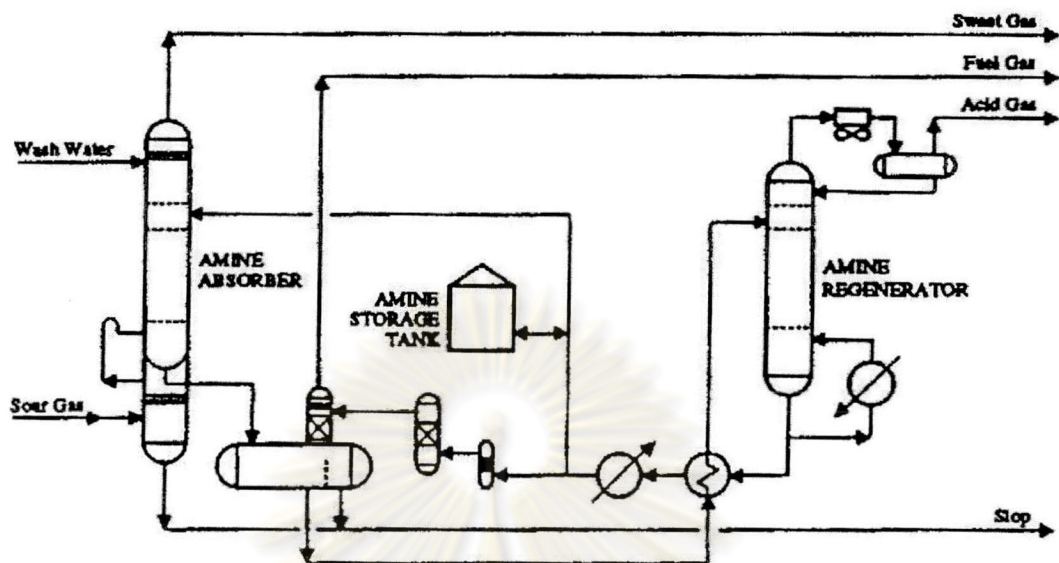


รูปที่ 3.2 กระบวนการล้างด้วยสารละลายโซดาไฟ (Robert E. Maples, 2000:343)

การดูดซึมด้วยตัวทำละลายที่เป็นสารอินทรีย์ ตัวทำละลายเหล่านี้จะมีฤทธิ์เป็นต่างอ่อนๆ ซึ่งสามารถดูดกรดได้ แต่การดูดซึมเป็นไปอย่างหลวมๆ ไม่หนาแน่นมาก สารที่ถูกดูดไว้จึงอาจถูกไล่ออกมาจากตัวทำละลายได้ง่ายๆ เมื่อสภาวะสมดุลเปลี่ยนแปลงไป ดังนั้นจึงอาจสร้างเป็นกระบวนการที่สามารถปรับคุณภาพของสารละลายที่ใช้แล้วให้กลับมีคุณภาพดั้งเดิมและนำหมุนเวียนกลับมาใช้ใหม่ได้อีกทำให้ไม่หมดเปลืองสารละลายและก่อให้เกิดปัญหาด้านการกำจัดของเสีย จุดประสงค์หลักของกระบวนการนี้คือการกำจัดไฮโดรเจนซัลไฟด์และคาร์บอนไดออกไซด์โดยเฉพาะ ตัวทำละลายอินทรีย์ที่ใช้ได้แก่ สารเอมีนประเภทต่างๆ ซึ่งละลายน้ำมันได้ เช่น Di-Ethanolamine (DEA) ในกระบวนการ Girbotal ซึ่งใช้มานานมากแล้ว นอกจากนี้ยังมี Mono-Ethanolamine (MEA) Di-isopropanolamine (DIPA ในกระบวนการที่เรียกว่า ADIP) Methyl-diethanolamine (MDEA) และอื่นๆ

โดยทั่วไปกระบวนการเหล่านี้จะใช้หอดูดซึมที่ออกแบบพิเศษเพื่อให้ตัวทำละลายไหลผ่านชำระล้างก๊าซในอัตราที่เหมาะสมให้ได้ผลิตภัณฑ์ที่มีคุณภาพตรงตามกำหนด สารละลายที่ออกจากหอดูดกลืนซึ่งดูดก๊าซกรดไว้เป็นปริมาณมากจะถูกลดความดันลงในหอสทริฟเฟอร์พร้อมกับถูกทำให้ร้อนขึ้น ก๊าซกรด เช่น ไฮโดรเจนซัลไฟด์จะถูกไล่ออกและถูกส่งไปผลิตเป็นกำมะถันต่อไป ส่วนสารละลายที่ไม่มีก๊าซกรดเหลืออยู่แล้วจะถูกทำให้เย็นลงแล้วส่งไปใช้ในหอดูดซึมใหม่ ค่าใช้จ่ายหลักที่เกิดขึ้น คือ ค่าความร้อนหรือค่าไอน้ำที่ต้องใช้ในหอสทริฟเฟอร์ซึ่งขึ้นอยู่กับประเภทของเอมีนที่ใช้ ดังแสดงในรูปที่ 3.3

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



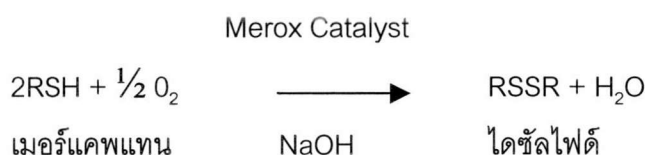
รูปที่ 3.3 กระบวนการล้างด้วยสารละลายเอมีน (Robert E. Maples, 2000:348)

ศูนย์วิจัยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

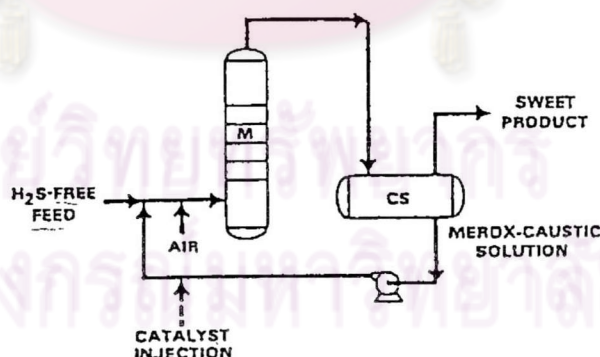
3.3.1.2 กระบวนการบำบัดกำมะถันโดยใช้กระบวนการสวีทเทนิง (Sweetening Process)

ในบางกรณีองค์ประกอบน้ำมันเบนซินที่ผลิตได้จากกระบวนการต่างๆ อาจมีปัญหาจากสารประกอบอินทรีย์กำมะถันที่มีฤทธิ์กัดกร่อนแม้ว่าปริมาณกำมะถันรวมในน้ำมันจะไม่เกินมาตรฐานที่กำหนดไว้ก็ตามแต่มีความจำเป็นจะต้องกำจัดสารที่มีฤทธิ์เป็นกรดเหล่านี้ออกไป องค์ประกอบน้ำมันเบนซินที่มีปัญหาได้แก่ น้ำมันเบนซินจากกระบวนการแตกตัวด้วยความร้อน น้ำมันเบนซินจากกระบวนการแตกตัวด้วยตัวเร่งปฏิกิริยาและในบางครั้งรวมถึงน้ำมันเบนซินที่ได้จากการกลั่นน้ำมันดิบโดยตรงซึ่งอาจต้องใช้กระบวนการกำจัดกำมะถันเข้าช่วยซึ่งจะมีค่าใช้จ่ายที่สูงขึ้นเนื่องจากก๊าซไฮโดรเจนมีมูลค่าสูง และอาจเกิดปฏิกิริยาที่ไม่พึงประสงค์คือไฮโดรเจนจะทำปฏิกิริยากับสารโอเลฟินส์ทำให้ค่าออกเทนของเบนซินลดลง

สารประกอบอินทรีย์กำมะถันที่มีฤทธิ์กัดกร่อนได้แก่ ไฮโดรเจนซัลไฟด์ และ เมอร์แคปแทน โดยปกติก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์จะถูกไล่ออกไปพร้อมกับก๊าซที่ได้จากกระบวนการกลั่น แต่เมอร์แคปแทนจะคงติดอยู่ในเนื่อน้ำมัน เมอร์แคปแทนนอกจากจะมีกลิ่นเหม็นแล้ว ยังก่อให้เกิดการกัดกร่อนโลหะ เช่น ทองแดงและเงิน จึงจำเป็นต้องกำจัดออกไปให้เหลือในปริมาณที่น้อยที่สุด เมอร์แคปแทนชนิดเบา เช่น เมททิลเมอร์แคปแทน จะสามารถสกัดออกได้โดยใช้ต่าง แต่ถ้าโมเลกุลใหญ่ขึ้น ต่างก็ไม่สามารถสกัดออกได้ กระบวนการสวีทเทนิงเป็นกระบวนการที่เปลี่ยนเมอร์แคปแทนให้เป็นกำมะถันในรูปแบบอื่น คือ รูปของไดซัลไฟด์ ซึ่งไม่อันตราย ไม่กัดกร่อนและไม่เหม็น กระบวนการสวีทเทนิงเป็นกระบวนการเติมออกซิเจนให้กับเมอร์แคปแทนโดยการใช้อากาศและสารละลายโซดาไฟเข้าช่วย กระบวนการใช้มีหลายกระบวนการ เช่น Air Solutiser Process และ Air Caustic Process แต่ปัจจุบันไม่เป็นที่นิยม เนื่องจากกระบวนการเมอร์ออกซ์ (Mercox Process) ของบริษัท ยูโอพี มีประสิทธิภาพสูงกว่า กระบวนการเมอร์ออกซ์จะใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาพิเศษซึ่งเป็นสารอินทรีย์ที่มีโลหะแมงกานีสปนอยู่เติมลงไปโซดาไฟเจือจางแล้วจึงผสมกับน้ำมันและอากาศเพื่อทำปฏิกิริยาการเติมออกซิเจน ดังปฏิกิริยาต่อไปนี้

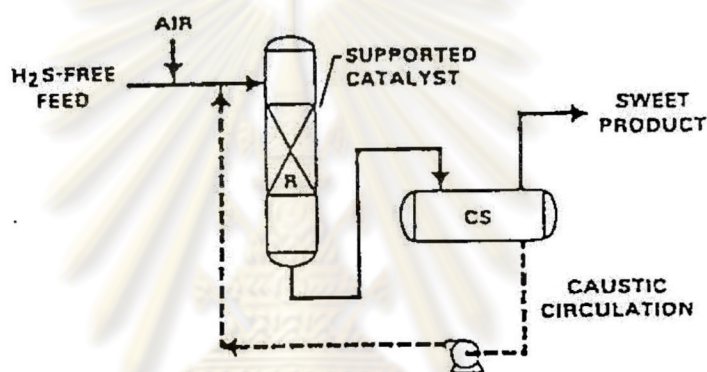


ไดซัลไฟด์ที่เกิดขึ้นก็จะละลายอยู่ในน้ำมันซึ่งไม่เป็นอันตรายต่ออุปกรณ์แต่อย่างใดเนื่องจากไม่มีฤทธิ์เป็นกรด กระบวนการนี้ส่วนประกอบน้ำมันเบนซินที่เป็นสารป้อนจะถูกล้างด้วยสารละลายโซดาไฟเจือจางเพื่อขจัดไฮโดรเจนซัลไฟด์จำนวนเล็กน้อยที่อาจมีติดมา สารป้อนที่ปราศจากไฮโดรเจนซัลไฟด์จะถูกผสมกับอากาศในปริมาณที่มากเกินไป (มักจะใช้ประมาณร้อยละ 200 ของปริมาณที่ต้องการตามสมการเคมีข้างบน) แล้วล้างด้วยสารละลายโซดาไฟเจือจางที่มีตัวเร่งปฏิกิริยาเมอร์ออกซ์แขวนลอยอยู่ ของผสมดังกล่าวจะถูกส่งเข้าเครื่องแยกชั้นน้ำมัน น้ำมันจะอยู่ชั้นบนซึ่งแยกออกไปสู่ถังเก็บได้ สารละลายโซดาไฟที่มีตัวเร่งปฏิกิริยาติดอยู่จะแยกตัวอยู่ในชั้นล่าง และถูกส่งกลับไปทำปฏิกิริยาใหม่ เมื่อทำปฏิกิริยาไประยะหนึ่งความว่องไวในการทำปฏิกิริยาจะลดลงจำเป็นต้องเติมตัวเร่งปฏิกิริยาเพิ่มลงไปอีกเล็กน้อย กระบวนการแบบนี้เรียกว่ากระบวนการสวีทเทนนิ่งแบบลิกวิด-ลิกวิด (Liquid-Liquid Sweetening) ซึ่งเหมาะสำหรับน้ำมันที่มีคาบจุดเดือดในช่วงของน้ำมันเบนซิน สำหรับการป้อนสารที่มีโอเลฟินส์อยู่ด้วยอาจเกิดการเติมออกซิเจนให้กับโอเลฟินส์ขึ้นด้วย จึงจำเป็นต้องเติมสารหน่วงมิให้เกิดปฏิกิริยา (Oxidation Inhibitor) ลงไปด้วย แผนภูมิของกระบวนการนี้ดังแสดงในรูปที่ 3.4



รูปที่ 3.4 กระบวนการสวีทเทนนิ่งแบบลิกวิด-ลิกวิดเมอร์ออกซ์ (Liquid-Liquid Mercox Sweetening Process) Unit. M=mixer ; CS= Caustic Settler ; --- = intermittent use. (UOP 1501-1 ; UOP 469D-2)

กระบวนการสวิตเทนนิ่งสามารถนำมาใช้กับน้ำมันก๊าดโดยการเปลี่ยนกำมะถันที่อยู่ในรูปของเมอร์แคปแทนไปเป็นไดซัลไฟด์ ผลิตภัณฑ์ที่ได้จึงจะใช้เป็นน้ำมันเครื่องบินไอพ่นได้ กระบวนการสวิตเทนนิ่งนี้มีค่าใช้จ่ายต่ำกว่ากระบวนการไฮโดรทรีตติงมากจึงเป็นที่นิยมแพร่หลาย รูปที่ 3.5 แสดงถึงกระบวนการสวิตเทนนิ่งแบบเบดคงที่ (Fixed Bed Merox Sweeting Process) ที่ใช้ถ่านกัมมันต์เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาเมื่อผ่านน้ำมันก๊าดที่ผสมอากาศไว้แล้วบนตัวเร่งปฏิกิริยานี้ โดยมีสารละลายต่างเจือจางจะเกิดปฏิกิริยาการเติมออกซิเจนเปลี่ยนเมอร์แคปแทนไปเป็นไดซัลไฟด์



รูปที่ 3.5 กระบวนการสวิตเทนนิ่งแบบเบดคงที่ (Fixed Bed Merox Sweeting Process)

R=reactor; CS=caustic settler ; --- = intermittent use. (UOP 1501-2 ; UOP 469D-3)

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

3.3.2 กระบวนการบำบัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจน

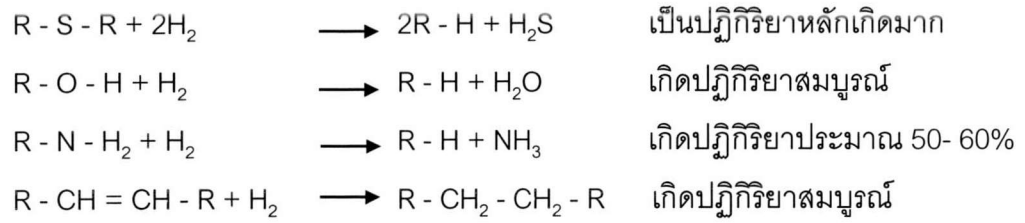
ในระยะแรกๆ อุตสาหกรรมการกลั่นน้ำมันไม่ได้ให้ความสนใจในการปรับปรุงคุณภาพ โดยการใช้ก๊าซไฮโดรเจนเนื่องจากก๊าซไฮโดรเจนมีราคาแพง แต่เมื่อมาถึงปลายสงครามโลกครั้งที่สองได้มีสาเหตุหลายประการที่ทำให้ต้องมีการพัฒนากระบวนการปรับปรุงคุณภาพด้วยไฮโดรเจนขึ้นให้เป็นกระบวนการที่ใช้ได้ผลดี เหตุผลประการแรกคือมีการค้นพบน้ำมันดิบที่มีกำมะถันมากขึ้น ประกอบกับข้อกำหนดทางคุณภาพของผลิตภัณฑ์ที่เข้มงวดขึ้น เหตุผลอีกประการหนึ่งก็คือ เมื่อมีกระบวนการเปลี่ยนแปลงสภาพโมเลกุลโดยใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาเกิดขึ้นทำให้สามารถผลิตไฮโดรเจนได้เป็นปริมาณมากส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนถูกลง ข้อได้เปรียบที่สำคัญของกระบวนการกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนคือไฮโดรเจนเข้าทำปฏิกิริยากับกำมะถันโดยตรงไปเป็นก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์

หน่วยบำบัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนที่ใช้อยู่ในโรงกลั่นแบ่งเป็น 2 หน่วยคือ

3.3.2.1 ไฮโดรทรีตเตอร์ (Hydrotreater, HDT)

ไฮโดรทรีตเตอร์เป็นหน่วยบำบัดสารปนเปื้อนจากผลิตภัณฑ์น้ำมันตั้งแต่ น้ำมัน แนฟทาขึ้นไป สารปนเปื้อนประกอบด้วยกำมะถัน ไนโตรเจน ออกซิเจน โดยใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาทำให้กำมะถันแตกตัวออกจากน้ำมันจับตัวกับไฮโดรเจนที่ป้อนเข้าไปได้เป็นก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (Hydrogensulfide, H_2S) นอกเหนือจากการแยกกำมะถันออกแล้วกระบวนการดังกล่าวยังเปลี่ยนรูปโมเลกุลของไฮโดรคาร์บอนจากพวกพาราฟินระคู่ไปเป็นรูปของพาราฟินที่อิ่มตัวได้ด้วย

ตัวเร่งปฏิกิริยาที่นิยมใช้คือตัวเร่งปฏิกิริยาที่มีโคบอลต์ โมลิบดีนัม อะลูมินาออกไซด์ โดยซัลไฟด์ของโลหะเหล่านี้ทำหน้าที่เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาให้เกิดการเปลี่ยนกำมะถัน ออกซิเจน และไนโตรเจน ที่มีอยู่ในโมเลกุลของน้ำมันให้เป็นไฮโดรเจนซัลไฟด์ น้ำ แอมโมเนีย และทำให้น้ำมันเกิดการอิ่มตัวดังตัวอย่างต่อไปนี้



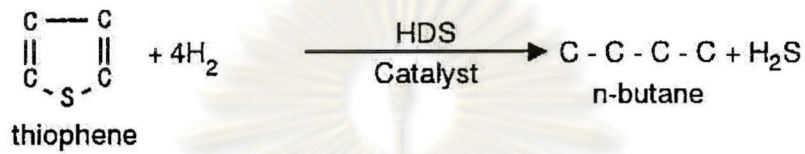
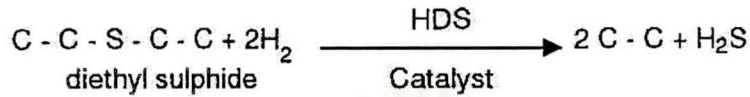
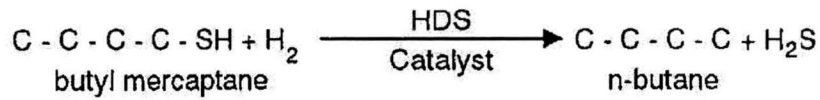
3.3.2.2 ไฮโดรดีซัลเฟอร์ไรเซอร์ (Hydrodesulfurizer, HDS)

ไฮโดรดีซัลเฟอร์ไรเซอร์เป็นหน่วยบำบัดกำมะถันออกจากน้ำมันดีเซล วิธีการบำบัดกำมะถันในหน่วยนี้ใช้ก๊าซไฮโดรเจนเข้าทำปฏิกิริยากับกำมะถันโดยมีตัวเร่งปฏิกิริยาทำให้กำมะถันที่เป็นสารประกอบอยู่ในน้ำมันสลายตัวออกมาจับกับไฮโดรเจนเกิดไฮโดรเจนซัลไฟด์ ไฮโดรเจนซัลไฟด์จะรวมอยู่กับน้ำมันที่ความดันสูง และจะแยกออกจากน้ำมันที่ความดันต่ำทำให้ได้ผลิตภัณฑ์น้ำมันมีปริมาณกำมะถันต่ำ ปัจจุบันกฎหมายได้กำหนดให้น้ำมันดีเซลมีกำมะถันผสมอยู่ได้ไม่เกินร้อยละ 0.05 โดยน้ำหนัก

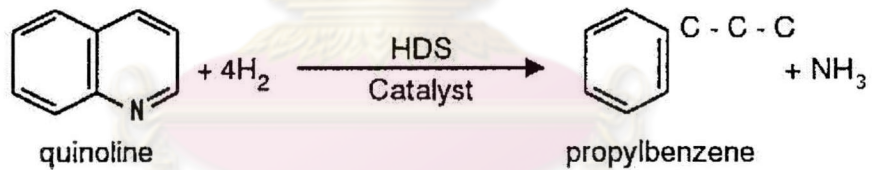
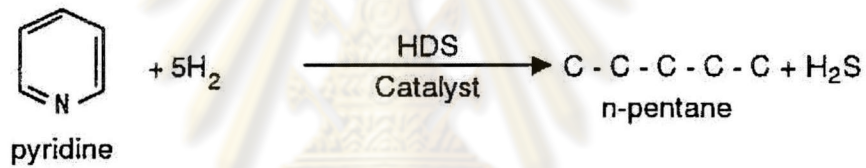
ปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นในเครื่องปฏิกรณ์นอกจากจะแยกกำมะถันแล้วยังสามารถแยกสิ่งปนเปื้อนอื่นๆ ออกจากน้ำมัน เช่นไนโตรเจน ออกซิเจน และยังทำให้เนื้อของน้ำมันเกิดการอิ่มตัวด้วยดังปฏิกิริยาต่อไปนี้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปฏิกิริยาการบำบัดกำมะถัน (Hydrodesulfurisation)



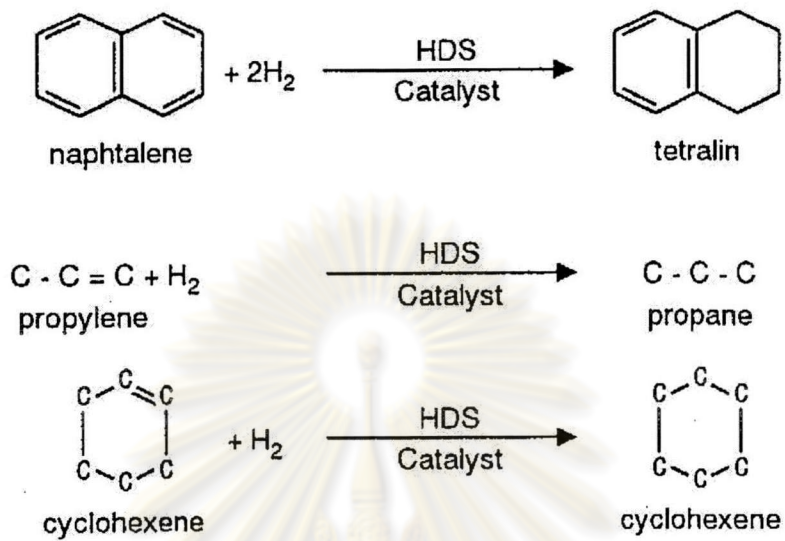
ปฏิกิริยาการบำบัดไนโตรเจน (Hydrodenitrogenation)



ไฮโดรไลซิส (Hydrolysis) (Oxygen Removal)



ไฮโดรจีเนชัน (Hydrogenation)



3.3.3 กระบวนการบำบัดอื่นๆ

ยังมีกระบวนการบำบัดอื่นๆ ที่ใช้อยู่ในอุตสาหกรรมน้ำมัน เช่นการใช้กรดกำมะถันกับน้ำมันเครื่อง และการใช้ถ่านกัมมันต์ในการปรับปรุงสี เป็นต้น ซึ่งจะไม่ขอกล่าวถึงในที่นี้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

3.4 กระบวนการกลั่นของโรงกลั่นไทยออยล์

โรงกลั่นไทยออยล์มีกระบวนการกลั่นที่ค่อนข้างทันสมัยมีหน่วยการกลั่นที่สามารถเปลี่ยนรูปน้ำมันหนักเช่นน้ำมันเตาให้กลายเป็นน้ำมันที่เบาขึ้นเช่นน้ำมันเบนซิน และน้ำมันดีเซล ที่มีราคาสูงกว่าได้ หน่วยผลิตที่สำคัญต่างๆ สามารถจำแนกได้เป็น 4 ประเภท ดังนี้

1. หน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบ

ไทยออยล์มีหน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบทั้งแบบ หอกลิ้นน้ำมันดิบภายใต้บรรยากาศ (Crude Distillation Unit, CDU) และ หอกลิ้นน้ำมันดิบภายใต้สุญญากาศ (High Vacuum Unit, HVU) หอกลิ้นน้ำมันดิบภายใต้บรรยากาศทำหน้าที่ในการกลั่นน้ำมันดิบให้เป็นน้ำมันสำเร็จรูปประเภทต่างๆ เช่น ก๊าซปิโตรเลียมเหลว แนฟทา น้ำมันก๊าด น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตาหรือน้ำมันลองเรซิดิว ซึ่งสามารถนำไปกลั่นแยกต่อได้ในหอกลิ้นภายใต้สุญญากาศ ได้เป็นน้ำมันดีเซลสุญญากาศเบา (Light Vacuum Gas Oil, LVGO) ซึ่งจะถูกนำไปผลิตเป็นน้ำมันดีเซล น้ำมันดีเซลสุญญากาศหนัก (High Vacuum Gas Oil, HVGO) จะถูกป้อนเข้าสู่หน่วยการแตกตัวด้วยตัวเร่งปฏิกิริยาแบบต่อเนื่อง (Fluid Catalytic Cracking Unit, FCU) และ หน่วยแตกตัวด้วยไฮโดรเจน (Hydrocracker, HCU) และน้ำมันส่วนสุดท้ายซึ่งเป็นน้ำมันส่วนที่หนักที่สุดคือ ซีออตเรซิดิว (Short Residue) จะถูกนำไปทำยางมะตอยหรือป้อนเข้าสู่หน่วยแตกตัวด้วยความร้อน (Thermal Cracking Unit, TCU) เพื่อเปลี่ยนรูปให้เป็นน้ำมันที่มีมูลค่าที่สูงขึ้นต่อไป

2. หน่วยเปลี่ยนแปลงสภาพโมเลกุล

หน่วยเปลี่ยนแปลงสภาพโมเลกุลคือหน่วยที่เปลี่ยนรูปน้ำมันหนักให้กลายเป็นน้ำมันเบาที่มีคุณค่าและราคาสูงขึ้นซึ่งประกอบไปด้วยหน่วยต่างๆ ดังนี้

- หน่วยการแตกตัวด้วยตัวเร่งปฏิกิริยาแบบต่อเนื่อง (Fluid Catalytic Cracking Unit, FCU)

สารป้อนคือ น้ำมันดีเซลสุญญากาศหนัก (High Vacuum Gas Oil, HVGO) เมื่อผ่านกระบวนการแล้วจะได้เป็น ก๊าซเชื้อเพลิง ก๊าซปิโตรเลียมเหลว เบนซินแคทแคร็ก (Catalytic Cracking Gasoline, C.C. Gasoline) ใช้ผสมทำน้ำมันเบนซิน ก๊าซออยล์ชนิดเบา (Light Cycle Oil, LCO) ใช้ผสมทำน้ำมันดีเซล และก๊าซออยล์ชนิดหนัก (Heavy Cycle Oil) ใช้ผสมทำน้ำมันเตา

- หน่วยแตกตัวด้วยไฮโดรเจน (Hydrocracker , HCU)

สารป้อนคือ น้ำมันดีเซลสูญญากาศหนัก (High Vacuum Gas Oil, HVGO) เมื่อผ่านกระบวนการแล้วจะได้เป็น ก๊าซเชื้อเพลิง ก๊าซปิโตรเลียมเหลว เบนซินไฮโดรแคร็ก (Hydrocrack Gasoline, H.C. Gasoline) ใช้ผสมทำน้ำมันเบนซิน น้ำมันก๊าดไฮโดรแคร็ก (Hydrocrack Kerosine, H.C. Kerosine) ใช้ผสมทำน้ำมันก๊าด และ ก๊าซออยล์ไฮโดรแคร็ก (Hydrocrack Gas Oil, H.C.G.O.) ใช้ผสมทำน้ำมันดีเซล

- หน่วยแตกตัวด้วยความร้อน (Thermal Cracking Unit, TCU)

สารป้อนคือ ซีอตรเรซิดิว (Short Residue) เมื่อผ่านกระบวนการแล้วจะได้เป็น ก๊าซเชื้อเพลิง ก๊าซปิโตรเลียมเหลว เทอร์มอลแคร็กเบนซิน (Thermalcrack Benzene, T.C. Gasoline) ใช้ผสมทำน้ำมันเบนซิน เทอร์มอลแคร็กก๊าซออยล์ (Thermalcrack Gas Oil, T.C. Gas Oil) ใช้ผสมทำน้ำมันดีเซล และ เทอร์มอลแคร็กเรซิดิว (Thermalcrack Residue, T.C. Residue) ใช้ผสมทำน้ำมันเตา

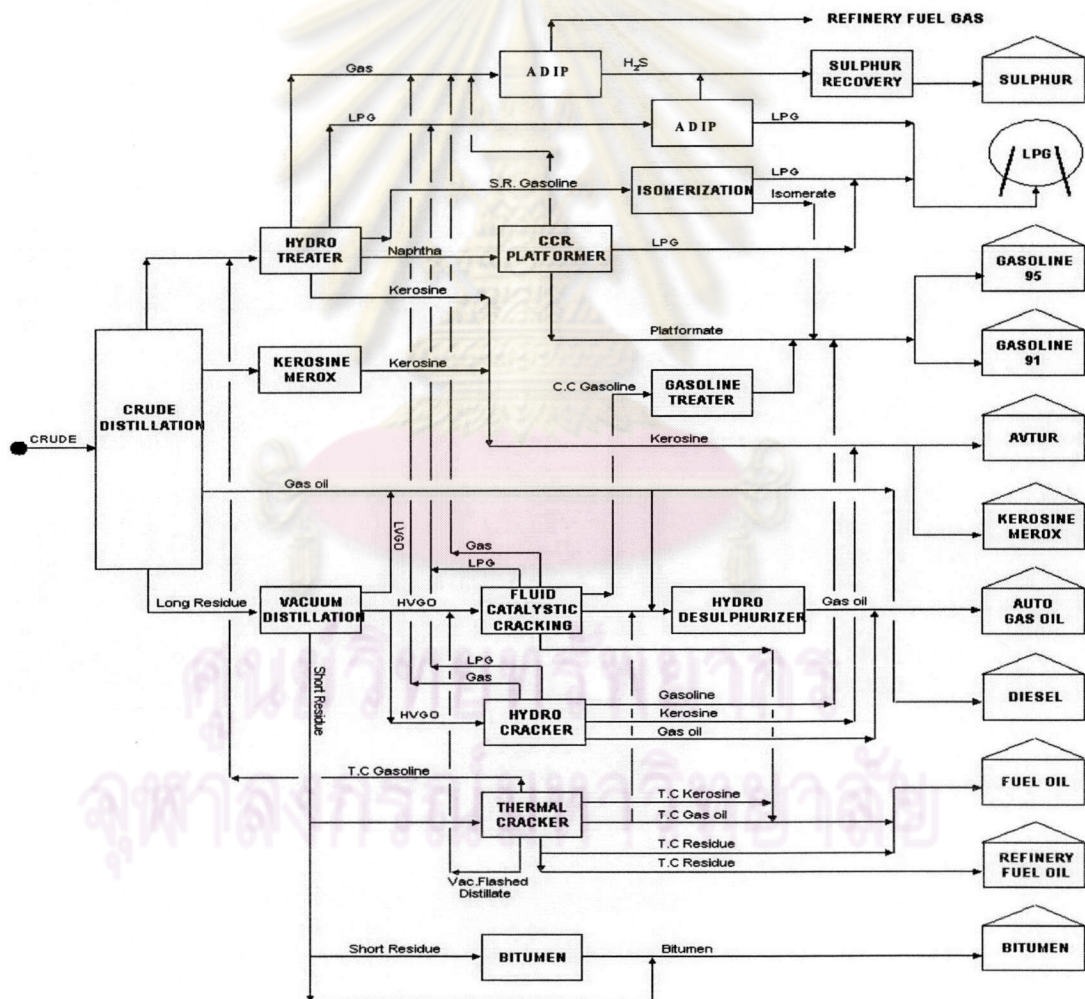
3. หน่วยเพิ่มคุณภาพน้ำมัน

ได้แก่หน่วยไอโซเมอร์ (Isomerization Unit) ทำหน้าที่เพิ่มค่าออกเทนของน้ำมันเนฟทาที่มีค่าออกเทนประมาณ 65 - 68 ให้มีค่าออกเทนสูงขึ้นเป็น 88 - 89 โดยการเปลี่ยนโครงสร้างของน้ำมันแต่ขนาดโมเลกุลไม่มีการเปลี่ยนแปลง และหน่วยรีฟอร์มมิง (Catalytic Reforming) ซึ่งจะเปลี่ยนแปลงโครงสร้างและขนาดของน้ำมันให้มีค่าออกเทนเพิ่มสูงเป็น 101 - 102 และได้ก๊าซเชื้อเพลิง ก๊าซปิโตรเลียมเหลว และก๊าซไฮโดรเจนเป็นผลพลอยได้ น้ำมันที่ได้จากหน่วยดังกล่าวทั้งสองจะถูกนำไปผสมทำน้ำมันเบนซินต่อไป

4. หน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน

หน้าที่หลักของหน่วยนี้เพื่อบำบัดกำมะถันในน้ำมันให้มีปริมาณลดน้อยลงตามข้อกำหนดทางคุณภาพของผลิตภัณฑ์น้ำมันชนิดต่างๆ กระบวนการบำบัดจะใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาในการบำบัดซึ่งสามารถจำแนกออกได้เป็น 2 ประเภทคือ ประเภทแรกคือประเภทที่ใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาในสารละลายเช่นหน่วยเอดิปทรีตติง (ADIP Treating Unit) ซึ่งทำหน้าที่กำจัดก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ในก๊าซปิโตรเลียมเหลวออก โดยใช้สารละลายเอมีน หน่วย เมอโรกซ์ (Kerosine Merox Treater) ที่

ทำหน้าที่เปลี่ยนรูปสารประกอบกำมะถันที่อยู่ในรูปของไฮโดรเจนซัลไฟด์ และเมอร์แคปแทนซึ่งมีฤทธิ์กัดกร่อนให้กลายเป็นไดซัลไฟด์ซึ่งมีฤทธิ์ไม่กัดกร่อน ค่าใช้จ่ายในกระบวนการนี้มีค่าไม่สูงมากนักเนื่องจากสามารถนำสารละลายหมุนเวียนกลับมาใช้ใหม่ได้ซึ่งมีค่าใช้จ่ายเพียงค่าไฟฟ้าที่มีมูลค่าไม่สูงมาก ประเภทที่สองคือประเภทที่ใช้ก๊าซไฮโดรเจนเข้าช่วยในการเกิดปฏิกิริยาเช่น หน่วยไฮโดรทรีตเตอร์ (Hydrotreater, HDT) ซึ่งทำหน้าที่ในการบำบัดกำมะถันในน้ำมันเนฟทา ก่อนนำเข้าสู่หน่วยเพิ่มคุณภาพน้ำมันเพื่อนำไปผลิตเป็นน้ำมันเบนซินและหน่วยบำบัดกำมะถัน (Hydrodesulfurization Unit, HDS) ซึ่งทำหน้าที่ในการบำบัดกำมะถันในน้ำมันเพื่อนำไปผลิตเป็นน้ำมันดีเซล ค่าใช้จ่ายหลักของหน่วยนี้คือมูลค่าของก๊าซไฮโดรเจนที่ใช้ไปในการทำปฏิกิริยาในการบำบัดกำมะถัน



รูปที่ 3.7 กระบวนการผลิตของโรงกลั่นไทยออยล์โดยสังเขป