

บทที่ 2

รายละเอียดโรงกลั่นน้ำมัน

2.1 ที่ตั้งโรงกลั่นน้ำมัน

โรงกลั่นน้ำมันตั้งอยู่บนพื้นที่ประมาณ 1,240 ไร่ 9 ตารางวา ในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด ทางด้านทิศตะวันออก ดังแสดงในรูปที่ 2.1-1 ถึง 2.1-2 ซึ่งมีอาณาเขตติดต่อดังนี้

ทิศเหนือ ติดกับ บริษัท ระยองโอเลฟินส์ จำกัด และชุมชนวัดโสภณ
(เมืองใหม่มาบตาพุด)

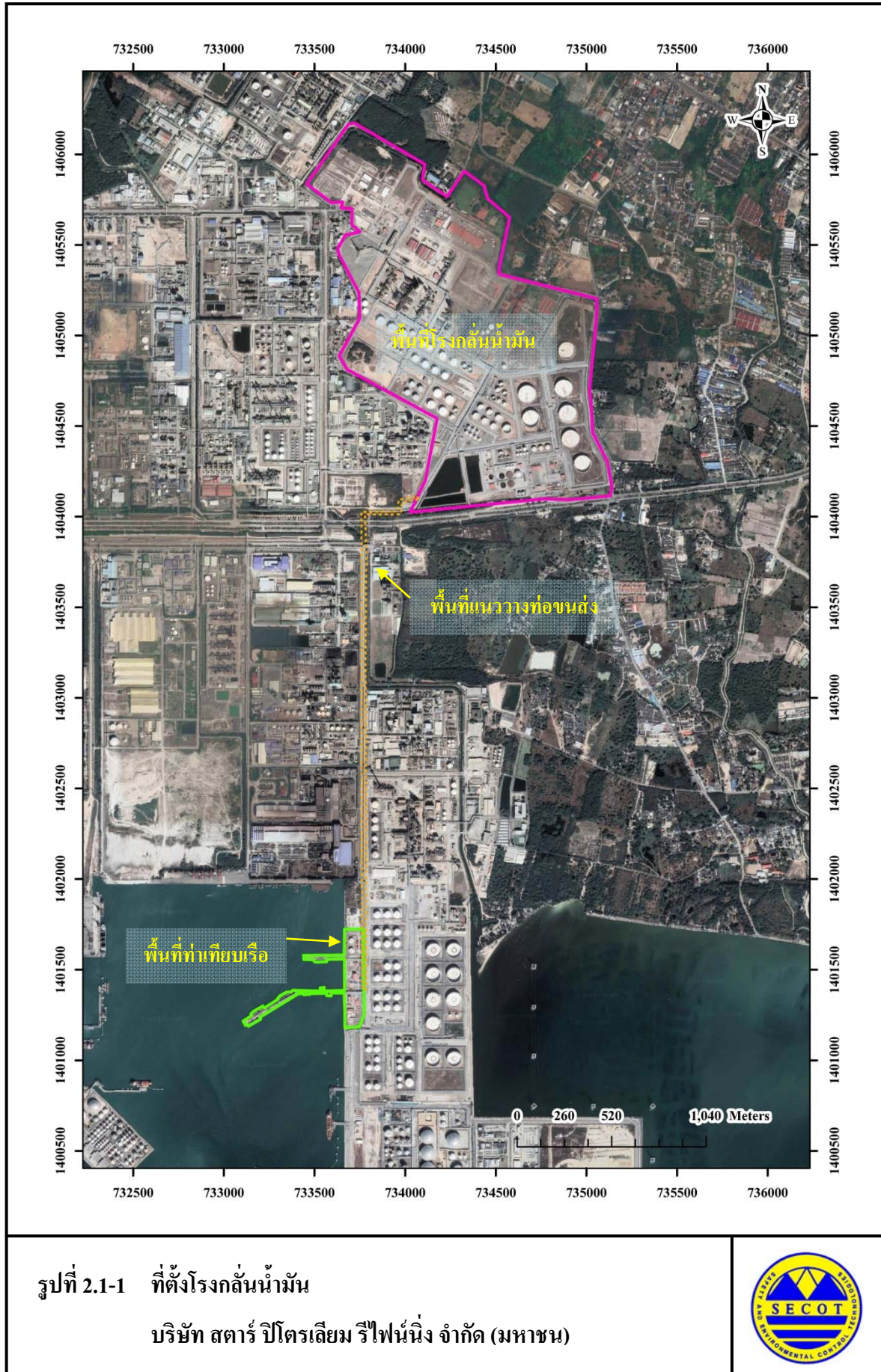
ทิศใต้ ติดกับ ชุมชนตากวน-อ่าวประดู่

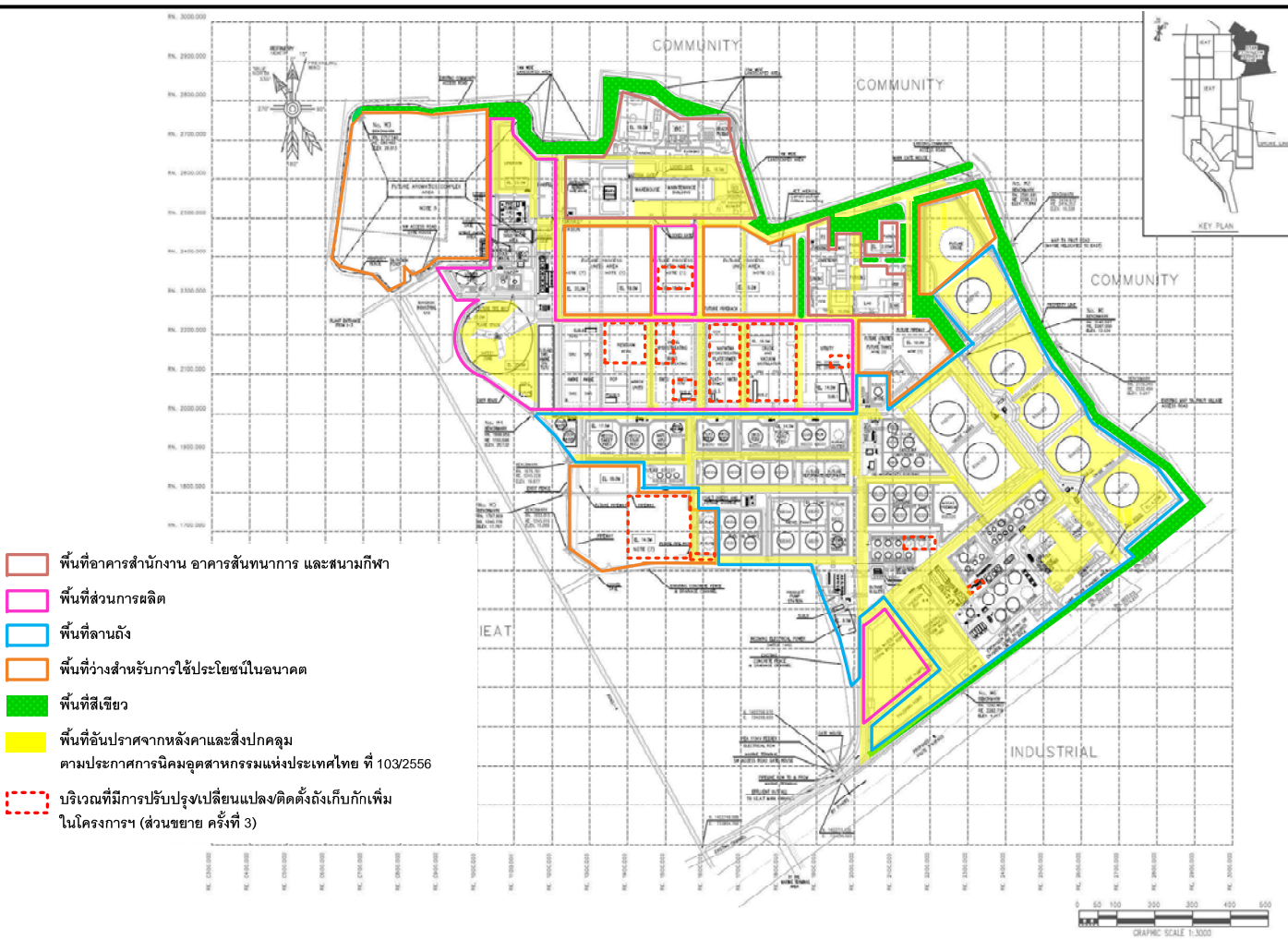
ทิศตะวันออก ติดกับ ชุมชนชอยร่วมพัฒนา

ทิศตะวันตก ติดกับ บริษัท บางกอกโกลเดนเนอเรชั่น จำกัด และบริษัท บางกอก
อินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด บริษัท ไทยจีซีโอเรชีท็อป จำกัด
บริษัท ลินเค้ (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน)
และกลุ่มบริษัทเอสซีจีดาวิน

สำหรับแผนผังของโรงกลั่นน้ำมัน มีการจัดพื้นที่ออกเป็นส่วนต่างๆ ดังนี้

การใช้ประโยชน์	ขนาดพื้นที่	
	ไร่-งาน-ตารางวา	ร้อยละ
(1) พื้นที่ของอาคารสำนักงาน อาคารสันทนการ และสนามกีฬา	127-0-388.13	10.32
(2) พื้นที่ของส่วนการผลิต	246-0-8.19	19.84
(3) พื้นที่ลานถัง	534-0-102.24	43.08
(4) พื้นที่สีเขียว	107-0-71.14	8.64
(5) พื้นที่สำหรับโครงการที่จะพัฒนาในอนาคต	224-0-239.30	18.12
รวม	1,240-0-9.00	100





รูปที่ 2.1-2 แผนผังของโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน)

2.2 วัตถุดิบ ตัวเร่งปฏิกิริยา สารเคมี และผลิตภัณฑ์

สรุปชนิด ปริมาณ การขนส่ง และการเก็บกักของวัตถุดิบ และตัวเร่งปฏิกิริยา/สารเคมี ดังแสดงในตารางที่ 2.2-1

2.3 กำลังการผลิตและผลิตภัณฑ์

โรงกลั่นน้ำมันดำเนินการภายใต้กำลังการกลั่นน้ำมันดิบปกติ 175,000 บาร์เรลต่อวัน และกำลังการกลั่นสูงสุด 180,000 บาร์เรลต่อวัน โดยผลิตภัณฑ์ที่ได้จากกระบวนการกลั่น ได้แก่ ก๊าซ ปิโตรเลียมเหลว (LPG) โพรพิลีน แนฟทา น้ำมันเบนซิน น้ำมันอากาศยาน น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา ยางมะตอย ชัลเฟอร์ และไบโอดีเซล รายละเอียดชนิด ปริมาณ การเก็บกัก และการขนส่งผลิตภัณฑ์ ดังแสดงในตารางที่ 2.3-1

2.4 กระบวนการผลิต

กระบวนการผลิตของโรงกลั่นน้ำมัน ประกอบด้วย หน่วยผลิตหลัก 3 หน่วย หน่วยปรับปรุงคุณภาพ 12 หน่วย และหน่วยสนับสนุนการผลิต 4 หน่วย สามารถสรุปหลักการทำงานของแต่ละหน่วยการผลิต ดังแสดงในตารางที่ 2.4-1 ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

2.4.1 หน่วยผลิตหลัก

(1) หน่วยกลั่นน้ำมันดิบ (Crude Distillation Unit: CDU)

หอกกลั่นน้ำมันดิบทำหน้าที่ในการกลั่นแยกน้ำมันดิบ โดยน้ำมันดิบที่ป้อนเข้าสู่หน่วยนี้มีปริมาณกำมะถันไม่เกิน ร้อยละ 1.82 โดยน้ำหนัก ก่อนที่น้ำมันดิบจะเข้าสู่กระบวนการกลั่นจะต้องผ่านการบำบัดด้วยการใช้ Sour Water ที่ผ่านการบำบัดแล้ว มาผสมกับน้ำมันดิบก่อนป้อนเข้าสู่อุปกรณ์ Desalter เพื่อทำการละลายเกลือออกจากน้ำมันดิบโดยการใช้ประจุไฟฟ้า เพื่อลดปัญหาการตกตะกอนภายในอุปกรณ์ แลกเปลี่ยนความร้อนและปัญหาการกัดกร่อนของอุปกรณ์ภายในกระบวนการกลั่น โดยน้ำเกลือที่ถูกแยกมาจะถูกส่งไปยังหน่วยบำบัดน้ำเสีย จากนั้นน้ำมันดิบจะถูกทำให้ร้อนโดยอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนและเตาเผา ตามลำดับ ก่อนป้อนเข้าสู่หอกกลั่น ซึ่งทำงานที่อุณหภูมิ 360 องศาเซลเซียส และความดัน 2 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่ก้นหอกกลั่น เพื่อกลั่นแยกเป็นผลิตภัณฑ์

ตารางที่ 2.2-1 สรุปชนิด สถานะ ลักษณะกลิ่น การใช้ประโยชน์ ปริมาณการใช้ แหล่งที่มา และวิธีการขนถ่ายวัตถุดิบ ตัวเร่งปฏิกิริยา และสารเคมี
โรงกลั่นน้ำมัน บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน)

วัตถุดิบ/ตัวเร่งปฏิกิริยา/ สารเคมี	สถานะ (ที่ STP)	ลักษณะกลิ่น	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งที่มา	วิธีการขนถ่าย
วัตถุดิบ						
1. น้ำมันดิบ	ของเหลว	กลิ่นเหมือน ปิโตรเลียม	- เป็นวัตถุดิบตั้งต้น	64 ล้านบาร์เรลต่อปี	- ตะวันออกกลาง - ตะวันออกไกล - อ่าวไทย	- ขนส่งทางเรือที่ทำขนถ่ายวัตถุดิบ และผลิตภัณฑ์ แล้วส่งผ่านท่อมายัง ที่กักเก็บ โดยเก็บในถังกักเก็บแบบ Floating Roof
ตัวเร่งปฏิกิริยา						
1. CoMo Catalyst	ของแข็ง	ไม่มีกลิ่น	- ใช้เร่งปฏิกิริยาเพื่อกำจัด กำมะถันที่ <ul style="list-style-type: none"> HVGO-HTU DHTU WCN-HTU TGTU 	145.2 ตัน ทุก 5 ปี 294.4 ตัน ทุก 5 ปี 19 ตัน ทุก 5 ปี 22 ตัน ทุก 10 ปี	- จากต่างประเทศ ผ่านผู้แทน จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางรถ มาเก็บไว้ในอาคาร กักเก็บสารเคมี
2. NiMo Catalyst	ของแข็ง	ไม่มีกลิ่น	- ใช้เร่งปฏิกิริยาเพื่อกำจัด กำมะถันที่ <ul style="list-style-type: none"> NHTU WCN-HTU 	12.4 ตัน ทุก 10 ปี 41.6 ตัน ทุก 5 ปี		
3. Ni Catalyst	ของแข็ง	ไม่มีกลิ่น	- ใช้เร่งปฏิกิริยาเพื่อลดสาร เบนซีนที่ BSU - ใช้เร่งปฏิกิริยาเพื่อลดได- โอเลฟินส์ที่ WCN-HTU	11.7 ตัน ทุก 5 ปี 7.4 ตัน ทุก 5 ปี		

ตารางที่ 2.2-1 (ต่อ)

วัตถุดิบ/ตัวเร่งปฏิกิริยา/ สารเคมี	สถานะ (ที่ STP)	ลักษณะกลิ่น	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งที่มา	วิธีการขนถ่าย
ตัวเร่งปฏิกิริยา (ต่อ)						
4. Platinum on Alumina Catalyst	ของแข็ง	ไม่มีกลิ่น	- ใช้เร่งปฏิกิริยาเพื่อเพิ่มค่าออกเทนของน้ำมันเบนซินที่ CCRU	1.21 ตันต่อปี	- จากต่างประเทศ ผ่านผู้แทนจำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางรถ มาเก็บไว้ในอาคารกักเก็บสารเคมี
5. FCC Fresh Catalyst	ของแข็ง	ไม่มีกลิ่น	- ใช้เร่งปฏิกิริยาในการแตกตัวน้ำมันหนักที่ RFCCU	7.5 ตันต่อวัน	- จากต่างประเทศ ผ่านผู้แทนจำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางรถ มาเก็บไว้ถังเก็บสารเคมีในพื้นที่กระบวนการผลิต
6. Catalyst DeSO _x	ของแข็ง	ไม่มีกลิ่น	- ใช้ลดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ RFCCU	0.6 ตันต่อวัน	- จากต่างประเทศ ผ่านผู้แทนจำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางรถ มาเก็บไว้ในอาคารกักเก็บสารเคมี
7. Catalyst Propylene	ของแข็ง	ไม่มีกลิ่น	- ใช้เพิ่มผลผลิตโพรพิลีนที่ RFCCU	0.6 ตันต่อวัน	- จากต่างประเทศ ผ่านผู้แทนจำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางรถ มาเก็บไว้ถังเก็บสารเคมีในพื้นที่กระบวนการผลิต
8. UOP Merox Water Soluble Catalyst	ของเหลว	ไม่มีกลิ่น	- ใช้เปลี่ยนรูป Mercaptan ที่ Saturated and Unsaturated LPG Merox Unit	0.1 ตัน ทุก 6 เดือน	- จากต่างประเทศ ผ่านผู้แทนจำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางรถ มาเก็บไว้ในอาคารกักเก็บสารเคมี
9. UOP Merox Fixed Bed Catalyst	ของเหลว	ไม่มีกลิ่น	- ใช้เปลี่ยนรูป Mercaptan ที่ LSR/LCN/MCN Merox and Jet Merox Unit	0.1 ตัน ทุก 5 ปี		
10. UOP Merox Plus Catalyst Promotor	ของเหลว	กลิ่นไฮโดรคาร์บอนค่อนข้างหวาน	- ใช้สนับสนุนการเปลี่ยนรูป Mercaptan ที่ Jet Merox Unit	6 ลูกบาศก์เมตร ทุก 6 เดือน		
11. Alumina Catalyst	ของแข็ง	ไม่มีกลิ่น	- ใช้เร่งปฏิกิริยาเพื่อกำจัดกำมะถันที่ <ul style="list-style-type: none"> • SRU • WCN-HTU 	76 ตัน ทุก 10 ปี 5.2 ตัน ทุก 5 ปี		

ตารางที่ 2.2-1 (ต่อ)

วัตถุดิบ/ตัวเร่งปฏิกิริยา/ สารเคมี	สถานะ (ที่ STP)	ลักษณะกลิ่น	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งที่มา	วิธีการขนถ่าย
ตัวเร่งปฏิกิริยา (ต่อ)						
12. ALOA F-200 Activated Alumina Catalyst	ของแข็ง	ไม่มีกลิ่น	- ใช้ปรับปรุงคุณภาพ โพรพิลีน ที่ PGPU	16.6 ตัน ทุก 10 ปี	- จากต่างประเทศ ผ่านผู้แทน จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางรถ มาเก็บไว้ในอาคาร กักเก็บสารเคมี
13. ALOA Selexsorb COS Catalyst	ของแข็ง	ไม่มีกลิ่น	- ใช้ปรับปรุงคุณภาพ โพรพิลีน ที่ PGPU	50 ตัน ทุก 10 ปี		
14. ALOA Copper Oxide/Zinc Oxide Catalyst	ของแข็ง	ไม่มีกลิ่น	- ใช้ปรับปรุงคุณภาพ โพรพิลีน ที่ PGPU	4.2 ตัน ทุก 10 ปี		
15. ALOA Alumina Catalyst	ของแข็ง	ไม่มีกลิ่น	- ใช้ปรับปรุงคุณภาพ โพรพิลีน ที่ PGPU	5.6 ตัน ทุก 8 ปี		
สารดูดซึม/สารดูดซับ						
1. Chloride Absorbent	ของแข็ง	ไม่มีกลิ่น	- ใช้กำจัด Chloride จากก๊าซ และ PLF Reformate	37.86 ตันต่อปี	- จากต่างประเทศ ผ่านผู้แทน จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางรถ มาเก็บไว้ในอาคาร กักเก็บสารเคมี
2. MRU Adsorbent	ของแข็ง	ไม่มีกลิ่น	- ใช้ในการกำจัดปรอทที่ MRU	30 ตันต่อปี		
3. Activated Carbon	ของแข็ง	ไม่มีกลิ่น	- ใช้ในการดักจับสาร ไฮโดรคาร์บอนที่ VRU และ Merox - ใช้ในการดักจับสาร ไฮโดรคาร์บอนที่ ARU/TGTU	125 ตันต่อ 10 ปี 1 ตันต่อปี		
4. Clay	ของแข็ง	ไม่มีกลิ่น	- ใช้ในการดักจับสาร Surfactant ที่ JMU	80 ตันต่อปี		

ตารางที่ 2.2-1 (ต่อ)

วัตถุดิบ/ตัวเร่งปฏิกิริยา/ สารเคมี	สถานะ (ที่ STP)	ลักษณะกลิ่น	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งที่มา	วิธีการขนถ่าย
สารเคมี						
1. Mercaptan	ของเหลว	กลิ่นสารอะโรเมติกส์	- ใส่กลิ่นให้ LPG	6 ลูกบาศก์เมตร ทุก 10 ปี	- ผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งโดยทางรถมาเก็บในถังเก็บ สารเคมีในพื้นที่กระบวนการผลิต
2. โซเดียมไฮดรอกไซด์	ของเหลว	ไม่มีกลิ่น	- ใช้ในการกำจัดสารประกอบ ซัลเฟอร์ - ปรับค่าความเป็นกรด-ด่าง	2.46 ตันต่อวัน 65 ตันต่อปี		
3. Dimethyl Disulfide	ของเหลว	กำมะถันฉุน	- ใช้เป็นตัวทำละลายให้กับ สารซัลเฟอร์ที่ • DHTU • WCN-HTU	50.22 ลูกบาศก์เมตร ทุก 5 ปี 12 ลูกบาศก์เมตร ทุก 10 ปี	- จากต่างประเทศ ผ่านผู้แทน จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางรถ มาเก็บไว้ในอาคาร กักเก็บสารเคมี
4. Aluminium Sulphate	ของเหลว	ไม่มีกลิ่น	- ใช้ตกตะกอนน้ำดิบ	221 ตันต่อปี	- ผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางรถมาเก็บในถัง Isotank ในพื้นที่กระบวนการผลิต
5. Sodium Hypochlorite	ของเหลว	กลิ่นฉุน	- ใช้ควบคุมแบคทีเรียที่ระบบ ปรับปรุงคุณภาพน้ำ	582 ตันต่อปี	- ผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางรถมาเก็บในถังเก็บ สารเคมีในพื้นที่กระบวนการผลิต
6. Polymer	ของเหลว	กลิ่นอ่อน	- ช่วยในการตกตะกอนน้ำดิบ - ช่วยในการแยกน้ำและน้ำมัน	13.3 ตันต่อปี 11.6 ตันต่อปี	- ผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางรถมาเก็บในถัง Isotank ในพื้นที่กระบวนการผลิต
7. Sodium Chloride	ของแข็ง	ไม่มีกลิ่น	- ใช้ในการฟื้นฟูสภาพ Softener Sodium Zeolite Resin	232 ตันต่อปี		
8. Membrane Antiscale	ของเหลว	กลิ่นอ่อน	- ใช้ป้องกันการเกิดตะกรันและ การอุดตันบนเยื่อกรอง	5.7 ตันต่อปี		

ตารางที่ 2.2-1 (ต่อ)

วัตถุดิบ/ตัวเร่งปฏิกิริยา/ สารเคมี	สถานะ (ที่ STP)	ลักษณะกลิ่น	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งที่มา	วิธีการขนถ่าย
สารเคมี (ต่อ)						
9. Boiler Feed Water Neutralizer	ของเหลว	กลิ่นเอมีน	- ใช้ปรับความเป็นกรด-ด่าง ของน้ำป้อนหม้อไอน้ำ	1.3 ตันต่อปี	- ผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางรถมาเก็บในถัง Isotank ในพื้นที่กระบวนการผลิต
10. Oxygen Scavanger	ของเหลว	ไม่มีกลิ่น	- ใช้กำจัดออกซิเจนที่เหลือ จากอุปกรณ์กำจัดออกซิเจน ในน้ำป้อนเข้าหม้อไอน้ำ	1.9 ตันต่อปี		
11. Boiler Antiscalant	ของเหลว	ไม่มีกลิ่น	- ใช้ป้องกันการเกิดตะกรัน ในหม้อต้มไอน้ำ	5.6 ตันต่อปี		
12. Cooling Water Antiscale	ของเหลว	ไม่มีกลิ่น	- ใช้ป้องกันการเกิดตะกรัน ในระบบหล่อเย็น	3.7 ตันต่อปี		
13. Cooling Water Corrosion Inhibitor	ของเหลว	ไม่มีกลิ่น	- ป้องกันการกัดกร่อนใน ระบบหล่อเย็น	24.3 ตันต่อปี		
14. Cooling Water Slime Control	ของเหลว	กลิ่นอ่อน	- ใช้ควบคุมการเจริญเติบโต ของแบคทีเรียในระบบ หล่อเย็น	6.9 ตันต่อปี		
15. Sulfuric Acid 98%	ของเหลว	กลิ่นจุน	- ใช้ปรับความเป็นกรด-ด่าง ในระบบหล่อเย็น	120 ตันต่อปี	- ผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางรถมาเก็บในถังเก็บ สารเคมีในพื้นที่กระบวนการผลิต
16. Di-ethanolamine	ของเหลว	กลิ่นคล้ายแอมโมเนีย	- ใช้ดูดซึมก๊าซไฮโดรเจน- ซัลไฟด์จากผลิตภัณฑ์ และ ก๊าซเชื้อเพลิงที่หน่วยผลิต ต่างๆ	44 ตันต่อปี		
17. Methyl- diethanolamine	ของเหลว	กลิ่นคล้ายแอมโมเนีย	- ใช้ดูดซึมจับก๊าซไฮโดรเจน- ซัลไฟด์ที่ TGTU	8 ตันต่อปี		

ตารางที่ 2.2-1 (ต่อ)

วัตถุดิบ/ตัวเร่งปฏิกิริยา/ สารเคมี	สถานะ (ที่ STP)	ลักษณะกลิ่น	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งที่มา	วิธีการขนถ่าย
สารเคมี (ต่อ)						
18. Ammonia	ของเหลว	กลิ่นแอมโมเนีย	- ใช้ปรับความเป็นกรด-ด่าง ในระบบหอกลั่นส่วนยอด	30 ตันต่อปี	- ผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางรถมาเก็บในถัง Isotank ในพื้นที่กระบวนการผลิต
19. Anti Corrosion	ของเหลว	ไม่มีกลิ่น	- ใช้ป้องกันการผุกร่อนของ หน่วยกลั่น	14 ตันต่อปี		
20. Corrosion Inhibitor	ของเหลว	ไม่มีกลิ่น	- ใช้ป้องกันการผุกร่อนของ ระบบหอกลั่นส่วนยอด	8.5 ตันต่อปี		
21. Desalter Chemical	ของเหลว	คล้ายไฮโดรคาร์บอน อ่อนๆ	- ใช้ช่วยการแยกตัวของน้ำและ น้ำมัน	7.5 ตันต่อปี		
22. Amine Neutralizer	ของเหลว	กลิ่นคล้ายแอมโมเนีย	- ใช้ปรับความเป็นกรด-ด่างใน ระบบหอกลั่นส่วนยอด	9.5 ตันต่อปี		
23. Asphaltene Dispersant	ของเหลว	คล้ายไฮโดรคาร์บอน	- ใช้ป้องกันการตกตะกอน	2.1 ตันต่อปี	- ผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางรถสูบลำจากรถบรรทุก เก็บในถังที่สร้างใหม่ ชนิด Cone Roof จำนวน 1 ถัง ขนาด 25 ลูกบาศก์เมตร
24. Ferric Chloride	ของเหลว	ไม่มีกลิ่น	- ใช้ตกตะกอนโลหะหนักที่ ระบบบำบัดน้ำเสีย	600 ตันต่อปี		
25. Anionic Polymer	ของเหลว	กลิ่นฉุน	- ใช้ตกตะกอนโลหะหนักที่ ระบบบำบัดน้ำเสีย	14.5 ตันต่อปี		
26. Cationic Emulsion Polymer	ของเหลว	คล้ายไฮโดรคาร์บอน อ่อนๆ	- ใช้สำหรับทำให้ตกตะกอน รวมตัวที่ระบบบำบัดน้ำเสีย	13.3 ตันต่อปี	- จากต่างประเทศผ่านผู้แทน จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางรถมาเก็บในถังเก็บสารเคมีใน พื้นที่กระบวนการผลิต
27. Ethanol	ของเหลว	กลิ่นแอลกอฮอล์	- ใช้ผสมกับน้ำมันเบนซินเพื่อ ผลิตแก๊สโซฮอล์	127,000 บาร์เรลต่อปี	- ผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางรถมาเก็บในถังกักเก็บชนิด Internal Floating Roof จำนวน 2 ถัง

ตารางที่ 2.2-1 (ต่อ)

วัตถุดิบ/ตัวเร่งปฏิกิริยา/ สารเคมี	สถานะ (ที่ STP)	ลักษณะกลิ่น	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งที่มา	วิธีการขนถ่าย
สารเคมี (ต่อ)						
28. Methyl Esther	ของเหลว	คล้ายไฮโดรคาร์บอน อ่อนๆ	- ใช้ผสมกับน้ำมันดีเซลเพื่อ ผลิตไบโอดีเซล	205,000 บาร์เรลต่อปี	- ผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางรถมาเก็บในถังกักเก็บชนิด Cone Roof จำนวน 2 ถัง

ที่มา : บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน), พ.ศ.2560

ตารางที่ 2.3-1 สรุปประเภท สถานะ ลักษณะกลิ่น ปริมาณ การเก็บกัก และการขนส่ง ของผลิตภัณฑ์
โรงกลั่นน้ำมัน บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน)

ประเภทผลิตภัณฑ์	สถานะ (ที่ STP)	ลักษณะกลิ่น	ปริมาณ ^{1/} (ตันต่อวัน)	การเก็บกัก	วิธีการขนส่ง
1. ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)	ก๊าซ	ไม่มีกลิ่น	1,247	- เก็บในถัง Sphere จำนวน 7 ถัง (ติดตั้งเพิ่ม 2 ถัง ซึ่งปัจจุบันยังไม่ได้ติดตั้ง)	- ส่งผ่านท่อจากถังเก็บไปจำหน่ายโดยทางเรือ
2. โพรพิลีน (Propylene)	ก๊าซ	ไม่มีกลิ่น	383	- เก็บในถัง Sphere จำนวน 2 ถัง	- ส่งผ่านท่อจากถังเก็บไปจำหน่ายโดยทางท่อและทางเรือ
3. แนฟทา (Naphtha)	ของเหลว	กลิ่นเหมือนปิโตรเลียม (น้ำมัน)	1,164	- เก็บในถัง Floating Roof จำนวน 2 ถัง	- ส่งผ่านท่อจากถังเก็บไปจำหน่ายโดยทางท่อและทางเรือ
4. น้ำมันเบนซิน (Mogas)	ของเหลว	สารอะโรมาติกส์	5,326	- เก็บในถัง Floating Roof จำนวน 7 ถัง	- ส่งผ่านท่อจากถังเก็บไปจำหน่ายโดยทางรถทางเรือ และทางท่อ
5. น้ำมันอากาศยาน (Jet Fuel)	ของเหลว	กลิ่นเหมือนปิโตรเลียม (น้ำมัน)	1,798	- เก็บในถัง Cone Roof จำนวน 4 ถัง	- ส่งผ่านท่อจากถังเก็บไปจำหน่ายโดยทางท่อและทางเรือ
6. น้ำมันดีเซล (Diesel)	ของเหลว	กลิ่นปิโตรเลียมอ่อนๆ	7,947	- เก็บในถัง Cone Roof จำนวน 4 ถัง	- ส่งผ่านท่อจากถังเก็บไปจำหน่ายโดยทางรถทางเรือ และทางท่อ
7. น้ำมันเตาและยางมะตอย (Fuel Oil และ Asphalt)	ของเหลว	ไม่มีข้อมูล	2,990	- เก็บในถัง Cone Roof จำนวน 11 ถัง โดยเป็นถังเก็บ Fuel Oil จำนวน 8 ถัง และถังเก็บ Asphalt จำนวน 3 ถัง	- ส่งผ่านท่อจากถังเก็บไปจำหน่ายโดยทางรถและทางเรือ

ตารางที่ 2.3-1 (ต่อ)

ประเภทผลิตภัณฑ์	สถานะ (ที่ STP)	ลักษณะกลิ่น	ปริมาณ ^{1/} (ตันต่อวัน)	การเก็บกัก	วิธีการขนส่ง
8. ซัลเฟอร์ (Sulfur)	ของเหลว	ซัลเฟอร์	175	- เก็บภายในถัง Cone Roof จำนวน 1 ถัง	- ส่งผ่านท่อจากถังเก็บไปจำหน่ายโดยทางรถ
9. ไบโอดีเซล (Biodiesel)	ของเหลว	กลิ่นปิโตรเลียมอ่อนๆ	1,264	- เก็บในถัง Cone Roof จำนวน 2 ถัง	- ส่งผ่านท่อจากถังเก็บไปจำหน่ายโดยทางรถ

หมายเหตุ : ^{1/} ปริมาณผลิตภัณฑ์ อาจเปลี่ยนแปลงได้ตามความต้องการของตลาด โดยยังคงอยู่ภายใต้กำลังการกลั่นสูงสุด 180,000 บาร์เรลต่อวัน
ที่ได้ทำการประเมินปริมาณการใช้ระบบสาธารณูปโภคต่างๆ และการเกิดมลพิษที่เกี่ยวข้องไว้แล้ว

ที่มา : บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน), พ.ศ.2560

ตารางที่ 2.4-1 สรุปหน่วยการผลิตของโรงกลั่นน้ำมัน
บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน)

ประเภท	หน่วยผลิต	สารป้อน	หลักการทำงาน	ตัวเร่งปฏิกิริยา	อุณหภูมิและความดัน	ผลิตภัณฑ์
1. หน่วยผลิตหลัก	CDU	น้ำมันดิบ	กลั่นแยก	ไม่ใช้	360 องศาเซลเซียส และความดัน 2 กิโล- กรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่ก้นหอกลั่น	LPG, LSR, HSR, Kero, LDO, HDO, HAGO, AR
	VDU	AR	กลั่นแยกที่สูญญากาศ	ไม่ใช้	400 องศาเซลเซียส ที่ก้นหอกลั่น	LVGO, HVGO, VHVGO, VR, RFG
	RFCCU	Treated HVGO, VHVGO, HCUB (จาก PTTGC)	ปฏิกิริยาแตกโมเลกุลภายใต้ สภาวะแบบฟลูอิดไชน์	ใช้ (Silica, Alumina, Rare Earth Oxide)	535 องศาเซลเซียส และความดัน 2.4 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่ Reactor	LPG, HCN, WCN, LCGO, DCO, RFG
2. หน่วยปรับปรุงคุณภาพ	MRU	Naphtha/Off Gas	ปฏิกิริยาการดูดซึม	ไม่ใช้	41 องศาเซลเซียส และความดัน 20 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่ Reactor	Low Mercury Naphtha/ Off Gas (HSR, LSR)
	NHTU	HSR	ปฏิกิริยากำจัดซัลเฟอร์ด้วย ไฮโดรเจน	ใช้ (Ni-Co)	340 องศาเซลเซียส และความดัน 34 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่ Reactor	Treated HSR
	PLF/CCRU	Treated HSR	ปฏิกิริยาการปรับปรุง Sweet HSR จาก NHTU ที่มีค่าออก- เทนต่ำ ให้เป็น Reformate ที่มีค่าออกเทนสูง	ใช้ (Pt บน Alumina Oxide)	510 องศาเซลเซียส และความดัน 6 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่ Reactor	Reformate, H ₂ , LPG, RFG
	HVGO-HTU	HVGO, HAGO	ปฏิกิริยากำจัดซัลเฟอร์ด้วย ไฮโดรเจน	ใช้ (Co-Mo Catalyst)	350-400 องศาเซลเซียส และความดัน 100 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่ Reactor	Hydrotreated HVGO, RFG
	Unsaturated/ Saturated LPG Merox Extraction Unit	LPG	ปฏิกิริยาลดซัลเฟอร์โดย Liquid-Liquid Extraction	ใช้ (Liquid Catalyst)	42 องศาเซลเซียส และความดัน 18 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่ Extractor	Treated Saturated/ Unsaturated LPG

ตารางที่ 2.4-1 (ต่อ)

ประเภท	หน่วยผลิต	สารป้อน	หลักการทำงาน	ตัวเร่งปฏิกิริยา	อุณหภูมิและความดัน	ผลิตภัณฑ์
2. หน่วยปรับปรุงคุณภาพ (ต่อ)	LSR/LCN/MCN Sweetening Unit	LSR, LCN/MCN	ปฏิกิริยา Mercaptan Oxidation	ใช้ (Liquid Catalyst ฟังก์ชัน บน Activated Carbon)	45 องศาเซลเซียส และความดัน 6 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่ Reactor	Sweet LSR, Sweet LCN/MCN
	Unsaturated LPG Splitting Unit	Unsaturated LPG	กลั่นแยก	ไม่ใช้	105 องศาเซลเซียส และความดัน 18.5 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่ก้นหอกกลั่น	Mixed C3, Mixed C4
	Polymer Grade Propylene Unit	Mixed C3	กลั่นแยก	ไม่ใช้	40 องศาเซลเซียส และความดัน 12.5 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่ก้นหอกกลั่น	Propylene, Propane, RFG
	Jet Merox Unit	Kerosene	ปฏิกิริยา Mercaptan Oxidation	ใช้ (Liquid Catalyst ฟังก์ชัน บน Activated Carbon)	35 องศาเซลเซียส และความดัน 10 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่ Reactor	Jet Fuel
	DHTU	Diesel Feed, H ₂	ปฏิกิริยากำจัดซัลเฟอร์ด้วย ไฮโดรเจน	ใช้ (Co-Mo)	370 องศาเซลเซียส และความดัน 66 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่ Reactor	Sweet Diesel, RFG
	WCN-HTU SHU Reactors	WCN	ปฏิกิริยาเปลี่ยนรูปสารประกอบ Light Mercaptans เป็นสารประ- กอบซัลเฟอร์ที่มีขนาดใหญ่	ใช้ (Ni)	193 องศาเซลเซียส และความดัน 29 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่ Reactor	WCN Mercaptan ต่ำ
	HDS Reactors	MCN ซัลเฟอร์สูง	ปฏิกิริยากำจัดซัลเฟอร์ด้วย ไฮโดรเจน	ใช้ (Ni-CoMo, Activated Alumina)	320 องศาเซลเซียส และความดัน 22 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่ Reactor	MCN, Off Gas
	BSU	Light Reformate	ปฏิกิริยากำจัดสาร Benzene ด้วยไฮโดรเจน	ใช้ (Ni)	130 องศาเซลเซียส และความดัน 31 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่ Reactor	Light Reformate, RFG

ตารางที่ 2.4-1 (ต่อ)

ประเภท	หน่วยผลิต	สารป้อน	หลักการทำงาน	ตัวเร่งปฏิกิริยา	อุณหภูมิและความดัน	ผลิตภัณฑ์
3. หน่วยสนับสนุนการผลิต	ARU* (No.1 and No.2)	Rich Amine	กลั่นแยก	ไม่ใช่	125 องศาเซลเซียส และความดัน 1 กิโล- กรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่ก้นหอกลั่น	H ₂ S, Lean Amine
	SWS* (No.1 and No.2)	Sour Water	กลั่นแยก	ไม่ใช่	125 องศาเซลเซียส และความดัน 1 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่ก้นหอกลั่น	H ₂ S, Stripped Sour Water
	SRU* (No.1 and No.2)	Sour Gas	ปฏิกิริยาเปลี่ยนรูปก๊าซ ไฮโดรเจนซัลไฟด์เป็นกำมะถัน	ใช่ (Activated Alumina)	320 องศาเซลเซียส และความดัน 1.8 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่ Reactor	Tail Gas, กำมะถันเหลว
	TGTU	Tail Gas จาก SRU	ปฏิกิริยาเปลี่ยนรูปก๊าซ ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ เป็นก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์	ใช่ (Co-Mo)	320 องศาเซลเซียส และความดัน 1.8 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่ Reactor	H ₂ S

หมายเหตุ : * ผลิตภัณฑ์ของ ARU, SWS และ SRU เป็นผลิตภัณฑ์ที่เกิดจากการบำบัดสารมลพิษที่ออกจากหน่วยผลิตหลัก และหน่วยปรับปรุงคุณภาพ ซึ่งไม่ได้มีการจำหน่ายสู่ภายนอก

ยกเว้นกำมะถันที่นำไปจำหน่ายเป็นผลิตภัณฑ์ต่อไป

ในกรณีที่โรงกลั่นน้ำมันทำการกลั่นน้ำมันดิบที่มีปรอทเจือปน ผลิตภัณฑ์ Whole Range Naphtha และ Wild Range Naphtha ประกอบด้วย LSR และ HSR นั้น จะส่งผ่านเข้าสู่อุปกรณ์กำจัดปรอท (Mercury Removal Unit : MRU) ที่อยู่ในหน่วยกลั่นน้ำมันดิบ ก่อนส่งไปกลั่นแยกเพื่อให้ได้ผลิตภัณฑ์ LSR และ HSR ต่อไป สำหรับ Off Gas ที่ควบแน่นไม่ได้จะผ่านการกำจัดปรอทด้วย Adsorbent ที่หน่วย MRU ก่อนส่งเข้าหน่วยลดปริมาณก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ โดยใช้ Amine จากหน่วย ARU No.2 ก่อนนำไปใช้เป็นก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas) ต่อไป

(2) หน่วยกลั่นสุญญากาศ (Vacuum Distillation Unit: VDU)

หน่วยกลั่นสุญญากาศมีหน้าที่กลั่น Atmospheric Residuum (AR) จาก CDU โดยใช้การกลั่นที่สุญญากาศ AR ถูกทำให้ร้อนที่เตาให้ความร้อนก่อนเข้าสู่หอกลั่นสุญญากาศ โดยมีอุณหภูมิที่ก้นหอกลั่นประมาณ 400 องศาเซลเซียส เพื่อกลั่นแยกออกเป็นผลิตภัณฑ์

ระบบการเผาไหม้ที่เตาให้ความร้อนของ CDU และ VDU เป็นชนิด Ultra Low NO_x Burner ซึ่งเป็นระบบหัวเผาที่ถูกพัฒนาเทคโนโลยีมาจาก Low NO_x Burner เพื่อช่วยควบคุมการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนจากการเผาไหม้ให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น ทำให้ค่าการระบายของก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนที่ระบายออกจากปล่อง CDU และปล่อง VDU มีค่าเป็นไปตามที่กำหนด

นอกจากนี้ เพื่อเป็นการลดการใช้พลังงานที่เตาให้ความร้อนของ CDU และ VDU โรงกลั่นน้ำมันได้ทำการติดตั้งระบบ Air Preheater ที่บริเวณด้านหน้าของเตา อย่างละ 1 หน่วย เพื่อแลกเปลี่ยนความร้อนกับอากาศจากภายนอก ก่อนส่งเข้าไปช่วยในการเผาไหม้ ระบบ Air Preheater ทำหน้าที่ในการเพิ่มอุณหภูมิให้กับอากาศก่อนส่งเข้าสู่ห้องเผาไหม้ โดยการนำก๊าซร้อน (Hot Flue Gas) ที่ระบายออกจากปล่องระบายอากาศของ CDU และ VDU ซึ่งมีอุณหภูมิเฉลี่ยประมาณ 330 องศาเซลเซียส กลับมาผ่าน Air Preheater เพื่อแลกเปลี่ยนความร้อนให้กับอากาศที่จะเข้าสู่กระบวนการเผาไหม้ โดยสามารถเพิ่มอุณหภูมิของอากาศจากเดิมประมาณ 30-40 องศาเซลเซียส ให้มีอุณหภูมิเพิ่มขึ้นประมาณ 230 องศาเซลเซียส ส่งผลให้มีปริมาณความต้องการใช้เชื้อเพลิงในการเผาไหม้ลดลง โดยปริมาณการใช้เชื้อเพลิงของเตาให้ความร้อนของ CDU และ VDU ลดลงเป็น 196 และ 89 ตันต่อวัน ตามลำดับ นอกจากการลดการใช้พลังงานแล้ว ภายหลังการติดตั้ง Air Preheater จะทำให้ประสิทธิภาพของกระบวนการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่เตาให้ความร้อนที่ CDU และ VDU เพิ่มขึ้น จาก ร้อยละ 83 เป็น ร้อยละ 90

(3) Residuum Fluid Catalytic Cracking Unit (RFCCU)

หน่วยแตกน้ำมันหนัก (RFCCU) ทำหน้าที่เปลี่ยนสารป้อนที่เป็นน้ำมันหนัก ซึ่งประกอบด้วย VHVG0 จาก VDU และ Hydrotreated Heavy Vacuum Gas Oil (Hydrotreated HVGO) จาก HVGO-HTU และ Hydrocracker Unit Bottom (HCUB) ซึ่งซื้อจากบริษัท PTTGC ให้เป็นผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่าสูงขึ้น โดยที่สารป้อนข้างต้นจะผสมกับไอน้ำและตัวเร่งปฏิกิริยาใน Reactor ภายใต้อุณหภูมิ 535 องศาเซลเซียส และความดัน 2.4 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร เพื่อให้โมเลกุลของสารป้อนแตกตัวเป็นผลิตภัณฑ์เบา (Lighter Products) และบางส่วนเกิดเป็น Coke เกาะบนผิวของตัวเร่งปฏิกิริยา ผลิตภัณฑ์จากขั้นตอนนี้เป็นของผสมระหว่างไฮโดรคาร์บอนและตัวเร่งปฏิกิริยา ซึ่งจะถูกลำเลียงผ่าน Cyclone เพื่อแยกตัวเร่งปฏิกิริยาออกจากผลิตภัณฑ์ Coke และตัวเร่งปฏิกิริยาที่ผ่านการเกิดปฏิกิริยาจะถูกส่งเข้าไปยัง Regenerator เพื่อเผาไหม้กับออกซิเจนที่อุณหภูมิ 700 องศาเซลเซียส เกิดเป็นก๊าซ SO_2 , NO_x , CO และ CO_2 และให้ความร้อน ซึ่งใช้สำหรับปฏิกิริยาแตกตัวที่อุปกรณ์ Reactor ต่อไป นอกจากนี้ตัวเร่งปฏิกิริยาที่ผ่านการเผาไหม้จะถูกส่งกลับมาทำปฏิกิริยาที่ Reactor อีกครั้ง

ก๊าซไอเสีย (Flue Gas) ที่เกิดจากการเผาไหม้ของ Coke จะถูกเผาที่ CO Oxidizer เพื่อให้มั่นใจว่าก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ที่ระบายออกสู่บรรยากาศ มีค่าเป็นไปตามมาตรฐานกำหนด โดยความร้อนที่ได้จากการเผาจะนำไปใช้ในการผลิตไอน้ำ และ Flue Gas จะถูกปล่อยออกสู่บรรยากาศต่อไป

2.4.2 หน่วยปรับปรุงคุณภาพ

(1) หน่วยกำจัดปรอท (Mercury Removal Unit (MRU))

MRU เป็นหน่วยที่อยู่ภายใน CDU ทำหน้าที่กำจัดปรอทออกจากผลิตภัณฑ์จาก CDU ได้แก่ Off Gas, Whole Range Naphtha และ Wild Range Naphtha โดย MRU ถูกออกแบบเพื่อรองรับผลิตภัณฑ์ที่มีความเข้มข้นของปรอท ประมาณ 500 ส่วนในพันล้านส่วน และเมื่อผ่าน MRU แล้ว ทำให้มีปรอทเหลือ ต่ำกว่า 1 ส่วนในพันล้านส่วน ในการกำจัดปรอทของ MRU จะใช้ Absorbent ซึ่งบรรจุอยู่ใน Vessel เป็นสารสำหรับดูดซับปรอท ภายใต้สภาวะอุณหภูมิและความดันที่เหมาะสม ประมาณ 41 องศาเซลเซียส และ 20 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ตามลำดับ Absorbent ที่ใช้สำหรับกำจัดปรอท จะถูกบรรจุไว้ใน Vessel จำนวน 2 Vessels ที่ต่อกันในลักษณะอนุกรม เพื่อให้มีความมั่นใจว่าปรอทจะถูกดักจับออกจากผลิตภัณฑ์ได้หมด

(2) หน่วยปรับปรุงคุณภาพเนฟทา (Naphtha Hydrotreating Unit (NHTU))

NHTU มีหน้าที่กำจัดกำมะถันและไนโตรเจนออกจาก HSR ที่ได้จาก CDU ก่อนส่งไปยังหน่วย Platformer/Continuous Catalytic Reforming (PLF/CCRU) โดย HSR ที่เป็นสารป้อน และก๊าซไฮโดรเจนจาก Platformer ถูกทำให้ร้อนที่เตาให้ความร้อน ก่อนเข้าทำปฏิกิริยาใน Reactor ที่มีตัวเร่งปฏิกิริยา ภายใต้การควบคุมอุณหภูมิและความดันที่เหมาะสม ประมาณ 340 องศาเซลเซียส และ 34 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ตามลำดับ โดยก๊าซไฮโดรเจนจะรวมตัวกับกำมะถันและไนโตรเจนในน้ำมัน เกิดเป็นไฮโดรเจนซัลไฟด์

(3) หน่วยปรับปรุงโครงสร้างโมเลกุลน้ำมันโดยใช้ตัวเร่งปฏิกิริยา (Platformer Unit/Continuous Catalytic Reforming Unit (PLF/CCRU))

หน่วยนี้ทำหน้าที่ในการปรับปรุง Sweet HSR ที่ได้จาก NHTU ซึ่งมีค่าออกเทนต่ำ ให้กลายเป็น Reformate ที่มีค่าออกเทนสูง โดยสารป้อนจะถูกทำให้ร้อนที่เตาให้ความร้อนก่อนเข้าทำปฏิกิริยาใน Reactor ที่มีตัวเร่งปฏิกิริยาที่มี Platinum เป็นส่วนประกอบ ภายใต้การควบคุมอุณหภูมิและความดันที่เหมาะสม คือประมาณ 510 องศาเซลเซียส และ 6 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ตามลำดับ ตัวเร่งปฏิกิริยาที่ใช้แล้วจาก Reactor ส่งไปฟื้นฟูสภาพที่ CCRU ก่อนนำกลับมาใช้ที่ Reactor ต่อไป

(4) Heavy Vacuum Gas Oil Hydrotreating Unit (HVGO-HTU)

HVGO-HTU มีหน้าที่ในการลดปริมาณกำมะถันในผลิตภัณฑ์ HAGO ที่ได้จาก CDU และ HVGO ที่ได้จาก VDU จากปริมาณกำมะถันประมาณร้อยละ 2.9 โดยน้ำหนัก เป็นประมาณร้อยละ 0.5 โดยน้ำหนัก ก่อนส่งเข้า RFCCU ต่อไป โดยกระบวนการเริ่มจากการส่ง HAGO และ HVGO ที่มีปริมาณกำมะถันสูง และก๊าซไฮโดรเจนจาก Platformer เข้าทำปฏิกิริยาใน Reactor ที่มีตัวเร่งปฏิกิริยา ภายใต้การควบคุมอุณหภูมิประมาณ 350-400 องศาเซลเซียส และความดัน 100 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร โดยไฮโดรเจนจะทำปฏิกิริยากับกำมะถันในน้ำมันเกิดเป็นก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์

(5) หน่วยปรับปรุงคุณภาพก๊าซปิโตรเลียมเหลว (Unsaturated LPG และ Saturated LPG Sweetening Unit)

หน่วยนี้ทำหน้าที่ลดปริมาณสารประกอบ Mercaptan ออกจากผลิตภัณฑ์ LPG เนื่องจาก Unsaturated LPG ที่ได้จาก RFCCU และ Saturated LPG ที่ได้จาก CDU และ PLF/CCRU จะมี

Methyl-Mercaptan และ Ethyl-Mercaptan ปนอยู่ ซึ่ง Mercaptan นี้เป็นสารประกอบกำมะถันที่ทำให้ LPG มีกลิ่นเหม็น และมีฤทธิ์กัดกร่อนโลหะ การลดปริมาณ Mercaptan ทำได้โดยใช้สารละลายโซเดียมไฮดรอกไซด์ เพื่อทำหน้าที่จับ Mercaptan ให้อยู่ในสารละลาย ที่สภาวะการทำงานที่อุณหภูมิ 42 องศาเซลเซียส และความดัน 18 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ใน Extractor แล้วทำปฏิกิริยากับออกซิเจน

สารละลายโซเดียมไฮดรอกไซด์ที่ใช้แล้ว จะถูกส่งไปปรับสภาพที่หน่วยฟื้นฟูสภาพ (Caustic Regeneration) แล้วนำกลับมาใช้งานใหม่ ทั้งนี้ในกระบวนการเปลี่ยน Mercaptan และ Caustic Regeneration ทำให้เกิด Spent Caustic และสารไดซัลไฟด์

(6) หน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันเบา (Light Straight Run (LSR), Light Cracked Naphtha (LCN) และ Medium Cracked Naphtha (MCN) Sweetening Unit)

หน่วยนี้มีหน้าที่ลดปริมาณสารประกอบ Mercaptan ใน LSR ที่ได้จาก CDU และ Treated LCN และ Treated MCN ที่ได้จาก WCN-HTU โดยหน่วยนี้แบ่งเป็น 3 หน่วยย่อย คือ LSR Sweetening Unit, LCN Sweetening Unit และ MCN Sweetening Unit

การลดปริมาณสารประกอบ Mercaptan ที่หน่วยนี้ เป็นการเปลี่ยนโครงสร้างของ Mercaptan ให้เป็นสารกำมะถันในรูปของไดซัลไฟด์ ซึ่งเป็นสารไม่เป็นอันตราย ไม่กัดกร่อน และไม่มีกลิ่น ทำได้โดยการเติมออกซิเจนและสารละลายโซเดียมไฮดรอกไซด์ให้กับสารป้อน ที่ Merox Reactor ที่อุณหภูมิ 45 องศาเซลเซียส และความดัน 6 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร และมีการใช้ถ่านกัมมันต์ (Activated Charcoal) เป็นตัวจับตัวเร่งปฏิกิริยาไว้ที่ผิว เมื่อสารป้อนที่ผสมอากาศผ่านบนตัวเร่งปฏิกิริยา จะเกิดปฏิกิริยาเติมออกซิเจน และเปลี่ยน Mercaptan เป็นน้ำมันไดซัลไฟด์ ซึ่งจะละลายไปกับผลิตภัณฑ์น้ำมัน ส่วน Spent Caustic จะถูกแยกออกจากผลิตภัณฑ์ และส่งไปถังกักเก็บแบบปิดเพื่อป้องกันกลิ่น ก่อนส่งไปบำบัดที่ระบบบำบัดน้ำเสีย

กระบวนการลด Mercaptan ที่หน่วยนี้จะแตกต่างกับ LPG Extraction Unit เพราะ Mercaptan ที่อยู่ใน LPG มีโมเลกุลเบา สามารถละลายในสารละลาย Caustic ได้ดี จึงใช้กระบวนการ Liquid-liquid Extraction ได้ ในขณะที่สาร Mercaptan ที่อยู่ใน LSR, LCN และ MCN มีโมเลกุลหนักกว่า และละลายในสารละลาย Caustic ได้น้อย

(7) หน่วยแยกก๊าซปิโตรเลียมเหลว (Unsaturated LPG Splitting Unit)

หน่วยนี้ทำหน้าที่ในการกลั่นแยก Unsaturated LPG จาก Unsaturated LPG Extraction Unit ออกเป็น Mixed C3 และ Mixed C4 โดยหอ Depropanizer ที่อุณหภูมิ 105 องศาเซลเซียส และความดัน 18.5 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่ก้นหอกลั่น

(8) หน่วยผลิตโพรพิลีน (Polymer Grade Propylene Splitting Unit (PGPU))

หน่วยนี้ทำหน้าที่ที่กลั่นแยก Mixed C3 ที่ได้จากหน่วย Unsaturated LPG Splitting เป็น Polymer Grade Propylene (PGP) และโพรเพน โดยหอ Deethanizer, C3 Splitter และ C3 Splitter Stub ที่อุณหภูมิ 40 องศาเซลเซียส และความดัน 12.5 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่ก้นหอกลั่น

(9) หน่วยผลิตน้ำมันอากาศยาน (Jet Merox Unit)

หน่วย Jet Merox ทำหน้าที่ผลิตน้ำมันอากาศยาน (Jet Fuel) จากสารป้อน คือ Kerosene ที่ได้จาก CDU โดย Kerosene จะผ่าน Feed Coalescer เพื่อแยกน้ำและ Particle ขนาดเล็กออก ก่อนเข้าสู่กระบวนการผลิต ซึ่งมี 5 ขั้นตอน ดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 กระบวนการใช้โซเดียมไฮดรอกไซด์ เพื่อปรับลดสภาพความเป็นกรดของ Kerosene ก่อนส่งไปยัง Electrostatic Coalescer เพื่อแยกสารละลายโซเดียมไฮดรอกไซด์ที่ใช้แล้ว (Spent Caustic) จากการลดสภาพความเป็นกรดออกของ Kerosene

ขั้นตอนที่ 2 กระบวนการกำจัดสารกำมะถันที่มีฤทธิ์กัดกร่อน ด้วยกระบวนการ Sweetening โดย Kerosene ที่มีสาร Mercaptan ปนเปื้อนอยู่ จะถูกกำจัดโดยใช้อากาศและสารละลายโซเดียมไฮดรอกไซด์ เพื่อเปลี่ยน Mercaptan ให้เป็นสารกำมะถันในรูปไคซัลไฟด์ กระบวนการนี้เกิดขึ้นที่ Merox Reactor ที่อุณหภูมิ 35 องศาเซลเซียส และความดัน 10 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร โดยใช้ถ่านกัมมันต์ (Activated Charcoal) ซึ่งมีตัวเร่งปฏิกิริยาไว้ที่ผิว เมื่อ Kerosene ที่ผสมอากาศผ่านบนตัวเร่งปฏิกิริยาจะเกิดปฏิกิริยาเติมออกซิเจน และเปลี่ยน Mercaptan เป็นไคซัลไฟด์ จากนั้นจะถูกส่งไปยัง Caustic Settler เพื่อทำการแยก Caustic ออกจากผลิตภัณฑ์ โดย Caustic ที่แยกได้ส่วนใหญ่จะนำไปใช้ใหม่

ขั้นตอนที่ 3 กระบวนการล้างด้วยน้ำ โดย Kerosene ที่ผ่านขั้นตอนการเปลี่ยนสาร Mercaptan ให้เป็นสารประกอบไคซัลไฟด์แล้ว จะถูกล้างด้วยน้ำเพื่อแยกสารเจือปนที่หลงเหลือออกไป

ขั้นตอนที่ 4 กระบวนการทำให้แห้ง Kerosene ที่ผ่านการล้างด้วยน้ำแล้ว จะถูกทำให้แห้ง โดยผ่านไปยัง Salt Dryer เพื่อกำจัดน้ำที่อยู่ในผลิตภัณฑ์ออก โดยใช้เกลือดูดซับน้ำออก เพื่อให้แน่ใจว่าผลิตภัณฑ์ที่ได้ คือ น้ำมันอากาศยานที่ไม่มีน้ำเจือปนอยู่

ขั้นตอนที่ 5 กระบวนการกำจัดสารปนเปื้อนอื่นๆ โดยน้ำมันอากาศยานที่ผ่านการกำจัดน้ำแล้ว นำไปผ่าน Clay Treater เพื่อกำจัดสารปนเปื้อนอื่นๆ ที่หลงเหลืออยู่

(10) หน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดีเซล (Diesel Hydrotreating Unit (DHTU))

DHTU รับสารป้อนทั้งประเภท Hot Feed Diesel และ Cold Feed Diesel รวมกันเข้าสู่ Reactor โดย Hot Feed Diesel รับมาจาก CDU และสารป้อนประเภท Cold Feed Diesel เป็นน้ำมันดีเซลจากถังเก็บซึ่งเป็นส่วนผสมเดียวกับ Hot Feed Diesel สำหรับปริมาณสารป้อนนั้นปกติจะถูกส่งมาจากหน่วยผลิตต้นทางโดยตรง (CDU) ประมาณร้อยละ 90 โดยปริมาตร นอกจากนี้แล้วยังรับ HCN และ LCGO จาก RFCCU ด้วย

สารป้อนและก๊าซไฮโดรเจนจะผ่านเตาให้ความร้อน ก่อนเข้าทำปฏิกิริยาใน Reactor ที่มีตัวเร่งปฏิกิริยา ซึ่งมี Co-Mo เป็นองค์ประกอบ ภายใต้การควบคุมที่อุณหภูมิและความดันสูง ประมาณ 370 องศาเซลเซียส และความดัน 66 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ตามลำดับ โดยไฮโดรเจนจะจับกับกำมะถันในน้ำมันเกิดเป็นก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ เพื่อให้ได้น้ำมันดีเซลที่มีกำมะถันไม่สูงกว่า ร้อยละ 0.005 โดยน้ำหนัก

ผลิตภัณฑ์ที่ออกจาก Reactor จะถูกส่งไปที่ Separator เพื่อแยกก๊าซ Sour Water และน้ำมันออกจากกัน ก๊าซที่ได้เรียกว่า Recycle Gas จะถูกลดปริมาณก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ที่หอ Recycle Gas Amine Contactor โดยใช้ Lean Amine จาก ARU No.1 จากนั้นจะส่งเข้าสู่ระบบ Recycle Gas Compressor และมีการเติมก๊าซไฮโดรเจน เพื่อเพิ่มความดันให้เหมาะสมกับการเกิดปฏิกิริยา ก่อนนำไปเป็นสารป้อนของ Reactor ต่อไป สำหรับน้ำมันที่ได้ส่งไปที่ Product Stripper เพื่อแยก Sour Gas และ Wild Naphtha ออกจากน้ำมันดีเซล โดย Off Gas ที่ออกจากส่วนบนของหอกลั่น ส่งไปรวมกับ Sour Gas จาก WCN-HTU และป้อนสู่ Low Pressure Amine Contactor (LP Amine Contactor) ที่ HVGO-HTU เพื่อลดปริมาณก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ ก่อนส่งไปยังระบบก๊าซเชื้อเพลิง ส่วน Wild Naphtha ที่ออกจากส่วนบนของหอกลั่นเช่นกัน จะส่งกลับไปยัง CDU สำหรับน้ำมันดีเซลเป็นผลิตภัณฑ์จากส่วนล่างของหอกลั่นส่งไปยังถังเก็บต่อไป

(11) Whole Cracked Naphtha Hydrotreater Unit (WCN-HTU)

WCN-HTU ทำหน้าที่ลดปริมาณกำมะถันในเนฟทา (Sour WCN) ที่ได้จาก RFCCU สารป้อน Sour WCN พร้อมกับก๊าซไฮโดรเจน ผ่านระบบท่อเข้าสู่ถังปฏิกิริยา SHU Reactor จำนวน 2 หน่วย ที่ออกแบบแบบอนุกรม ภายใต้อุณหภูมิ 150-190 องศาเซลเซียส และความดันประมาณ 29 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร มีตัวเร่งปฏิกิริยาเป็น Ni-Mo เพื่อเปลี่ยนโครงสร้าง Diolefins ให้อยู่ในรูป Olefins และเปลี่ยน Mercaptans ให้อยู่ในรูปสารประกอบไธซัลไฟด์ที่มีขนาดใหญ่ขึ้น ซึ่งทำให้ง่ายต่อการเกิดปฏิกิริยาและลดความเสี่ยงต่อการอุดตันในถังปฏิกิริยา ผลิตภัณฑ์ที่ได้จาก SHU Reactor จะส่งต่อไปยัง SHU Splitter ภายใต้อุณหภูมิ 7.6 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร เพื่อกลั่นแยก LCN ซึ่งมีค่ากำมะถันต่ำกว่า 50 ส่วนในล้านส่วน แต่มีค่าออกเทนสูงออกจาก MCN ซึ่งมีค่ากำมะถันสูงกว่า

MCN จาก SHU Splitter จะถูกส่งต่อไปยังถังปฏิกิริยา HDS Reactor เพื่อลดปริมาณกำมะถันให้มีค่าต่ำกว่า 50 ส่วนในล้านส่วนโดยน้ำหนัก โดยเติมก๊าซไฮโดรเจนเข้าไปพร้อมกับ MCN เพื่อทำปฏิกิริยาในถังปฏิกิริยา (Reactor) ภายใต้อุณหภูมิ 230-320 องศาเซลเซียส ด้วยเตาให้ความร้อนและความดัน 22 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร โดยมี NiMo (Nickel-Molybdenum) และ CoMo (Cobalt-Molybdenum) เป็นตัวเร่งปฏิกิริยา ซึ่งก๊าซไฮโดรเจนจะจับกับกำมะถันในโมเลกุลน้ำมันและเกิดเป็นก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S)

ผลิตภัณฑ์ที่ออกจาก HDS Reactor จะส่งต่อไปยัง Separator เพื่อแยกก๊าซ Sour Water และน้ำมัน ออกจากกัน

ก๊าซที่แยกได้มีความบริสุทธิ์ของ H_2 มากกว่า 80% จะถูกส่งไปที่หอ Amine Absorber เพื่อลดปริมาณก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ โดยใช้ Lean Amine จาก ARU No.1 ก่อนที่จะถูกนำกลับมาใช้ใหม่ โดยใช้ Compressor เป็นอุปกรณ์ในการหมุนเวียนก๊าซในระบบ Recycle Gas รวมกับก๊าซไฮโดรเจนเพิ่มเติม (Make-Up H_2) ก่อนป้อนเข้าสู่ HDS Reactor

MCN ที่ผ่านการเกิดปฏิกิริยาจะประกอบไปด้วย ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) ป้อนเข้าสู่หอกลั่น Stabilizer เพื่อแยก Sour Gas และ Sour Water ที่ติดมาในน้ำมันออกที่ส่วนบนของหอกลั่น ส่วน MCN ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์ออกจากส่วนล่างของหอกลั่น เรียกว่า Treated MCN

Treated MCN บางส่วนผสมกับ LCN ที่มาจาก SHU Splitter เพื่อควบคุมความดันไอของ LCN ที่ส่งต่อไปยัง LCN Sweetening Unit ให้ได้ค่าประมาณ 83 กิโลปาสกาล (kPa)

(12) หน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันเบนซิน (Benzene Saturation Unit (BSU))

BSU ทำหน้าที่ลดปริมาณเบนซินใน Reformate ที่เป็นส่วนผสมในน้ำมันเบนซิน โดย Reformate จาก platformer เข้าสู่ Reformate Splitter ที่ทำงานภายใต้อุณหภูมิประมาณ 150 องศาเซลเซียส และความดัน 2 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่กั้นหอ เพื่อกลั่นแยกเป็น Light Reformate ออกจากส่วนบนของหอกลั่น และส่งไปยัง BSU Reactor เพื่อปรับปรุงคุณภาพต่อไป ส่วน Heavy Reformate ออกจากส่วนล่างของหอกลั่น

สารเบนซินใน Light Reformate ถูกทำให้อิ่มตัวโดยทำปฏิกิริยากับก๊าซไฮโดรเจน ใน Reactor ที่มีตัวเร่งปฏิกิริยาเป็น Ni ภายใต้อุณหภูมิประมาณ 130 องศาเซลเซียส และความดัน 31 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร จากนั้นส่งผลิตภัณฑ์ที่ออกจาก Reactor ไปยังหอ Separator และ Stabilizer เพื่อกลั่นแยกเป็น Off Gas ออกจากส่วนบนของหอกลั่น เพื่อส่งไปยังระบบก๊าซเชื้อเพลิง ส่วน Saturated Light Reformate ที่ออกทางส่วนล่างของหอ ส่งไปผสมกับ Heavy Reformate จาก Reformate Splitter ก่อนส่งไปยังถังเก็บกัก เพื่อผสมเป็นผลิตภัณฑ์น้ำมันเบนซินต่อไป

2.4.3 หน่วยสนับสนุนการผลิต

(1) หน่วยฟื้นฟูสภาพสารเอมีน (Amine Regeneration Unit (ARU))

ทำหน้าที่ในการฟื้นฟูสภาพของ Amine ที่ผ่านการดูดซึมก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (Rich Amine) ให้กลายเป็น Amine ที่มีก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ต่ำ (Lean Amine) เพื่อหมุนเวียนนำกลับมาใช้ในการดูดซึมก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ออกจากผลิตภัณฑ์ และก๊าซเชื้อเพลิงในกระบวนการผลิตหน่วยต่างๆ โดย Rich Amine จะถูกส่งไปยังหอกลั่น ภายใต้อุณหภูมิ 125 องศาเซลเซียส และความดัน 1 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่กั้นหอกลั่น เพื่อแยกเอาก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ออกทางส่วนบนของหอกลั่น และถูกส่งไปยัง SRU

ARU มีจำนวน 2 หน่วย โดย ARU No.1 จะรับ Rich Amine จาก DHTU, HVGO-HTU และ WCN-HTU ส่วน ARU No.2 จะรับ Rich Amine จาก CDU และ RFCCU

(2) หน่วยบำบัดน้ำเสียปนเปื้อนจากกระบวนการผลิต (Sour Water Stripping Unit (SWS))

SWS ทำหน้าที่ในการกำจัดไฮโดรเจนซัลไฟด์และแอมโมเนียออกจาก Sour Water ที่เกิดจากกระบวนการผลิต โดย SWS มีอยู่ 2 หน่วย คือ SWS No.1 รับน้ำเสียจาก CDU, PLF/CCRU, NHTU, HVGO-HTU, ARU, DHTU, WCN-HTU, SRU และ TGTU สำหรับ SWS No.2 รับน้ำเสียจาก VDU และ RFCCU

Sour Water แต่ละหน่วยจะถูกส่งไปยังถังกักเก็บ เพื่อแยกน้ำมันที่ปนเปื้อนออกจากน้ำก่อนส่งเข้าสู่หอกลั่น เพื่อแยกก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์และก๊าซแอมโมเนียออกทางส่วนบนของหอกลั่น ภายใต้อุณหภูมิ 125 องศาเซลเซียส ความดัน 1 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่ก้นหอกลั่น จากนั้นส่งต่อไปยัง SRU ส่วนน้ำที่ออกจากส่วนล่างของหอ เรียกว่า Stripped Sour Water โดย Stripped Sour Water จาก SWS No.1 ส่วนหนึ่งสามารถนำกลับไปใช้ที่ DHTU, HVGO-HTU และ WCN-HTU สำหรับ Stripped Sour Water จาก SWS No.2 ส่วนหนึ่งสามารถนำกลับมาใช้ที่อุปกรณ์ Desalter ส่วน Stripped Sour Water ที่เหลือจากทั้ง SWS No.1 และ SWS No.2 จะถูกทำให้เย็นลง และส่งไปยังระบบบำบัดน้ำเสีย

(3) หน่วยผลิตกำมะถัน (Sulfur Recovery Unit (SRU))

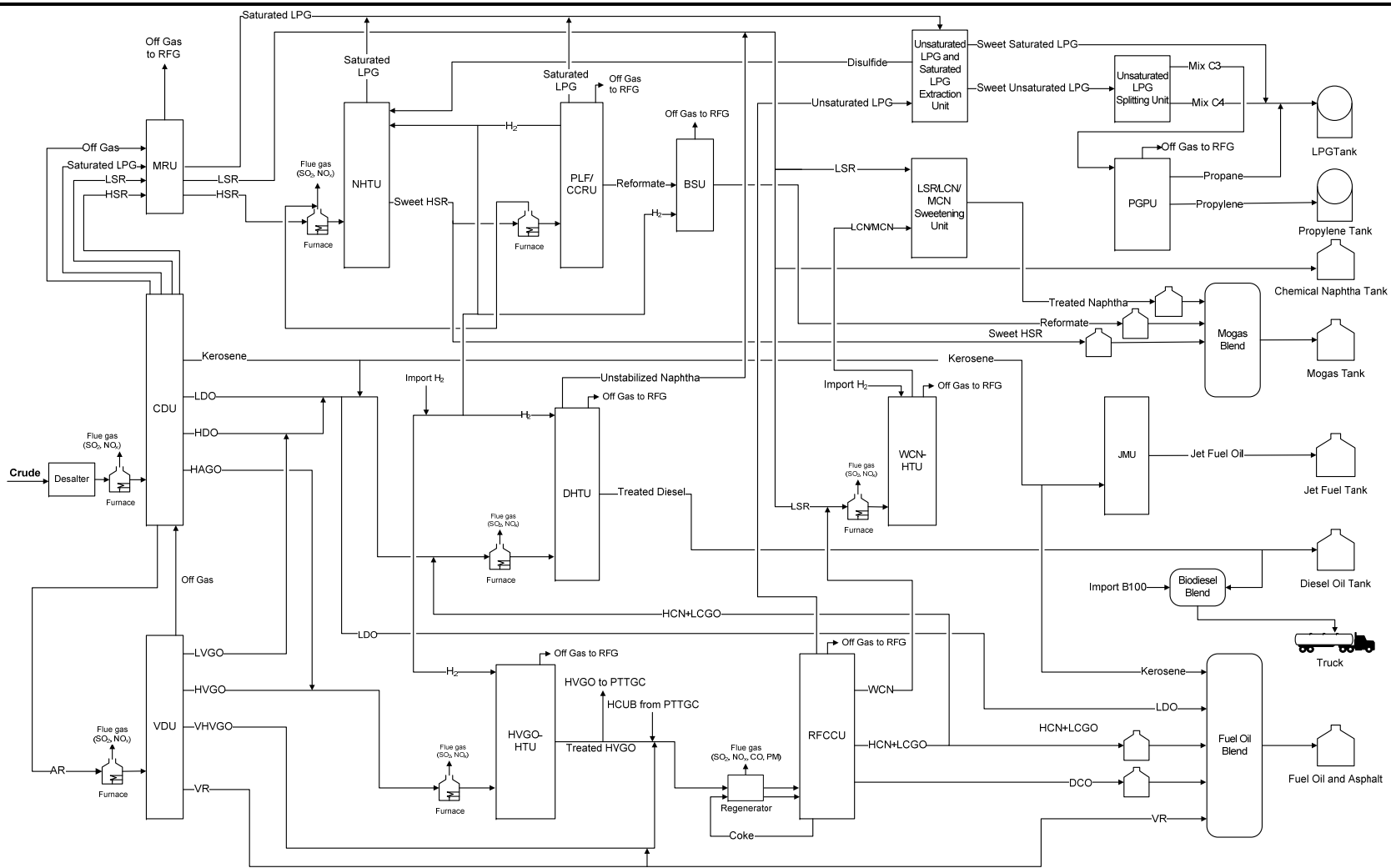
SRU มีจำนวน 2 หน่วย ทำหน้าที่เปลี่ยนก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ให้เป็นกำมะถันบริสุทธิ์ โดยใช้ Claus Process ซึ่งสามารถผลิตกำมะถันได้หน่วยละประมาณ 135 ตันต่อวัน สารป้อนของหน่วยนี้คือ ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์และก๊าซแอมโมเนียจาก ARU, SWS และ TGTU โดยการทำงานของ SRU เริ่มจากการเผาก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์พร้อมกับอากาศ เพื่อให้เป็นก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) และไอน้ำ ก๊าซร้อนที่เกิดจากการเผาไหม้จะนำไปใช้ผลิตเป็นไอน้ำ จากนั้นก๊าซร้อนที่มีอุณหภูมิลดลงจะเข้าสู่ Claus Reactor ที่ต่อเนื่องกัน 3 ตัว เพื่อเปลี่ยนก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ให้เป็นไอกำมะถัน โดยใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาไอกำมะถันที่เกิดขึ้นจากเตาเผา และ Reactor จะถูกควบแน่นเป็นกำมะถันเหลว โดยแลกเปลี่ยนความร้อนกับน้ำ กำมะถันเหลวที่ได้ส่งไปยังถังกักเก็บ เพื่อรอส่งไปจำหน่ายหรือส่งเข้าสู่ขั้นตอนการตัดเม็ด (Pelletized) ต่อไป

(4) Tail Gas Treating Unit (TGTU)

TGTU มีหน้าที่ในการลดปริมาณก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์จาก Tail Gas ที่ได้จาก SRU ก่อนปล่อยออกสู่บรรยากาศ โดยการทำปฏิกิริยาของสารประกอบซัลเฟอร์ในรูปแบบต่างๆ กับก๊าซไฮโดรเจน เพื่อเปลี่ยนให้เป็นก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ ก่อนจะส่งกลับไปยัง SRU เพื่อเปลี่ยนรูปเป็นกำมะถัน

โดยกระบวนการเริ่มจากการผลิตก๊าซไฮโดรเจน จากการเผาก๊าซธรรมชาติพร้อมกับไอน้ำ และส่งไปทำปฏิกิริยากับสารประกอบซัลเฟอร์ใน Tail Gas ให้เป็นก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ที่ Hydrogenation Reactor ภายใต้อุณหภูมิ 270 องศาเซลเซียส และความดัน 0.25 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร ที่เข้า Reactor ก๊าซที่ได้จาก Reactor ส่งไป Contact Condenser (CCD) เพื่อแยกน้ำที่เกิดขึ้นจากปฏิกิริยาออกจากระบบก่อนส่งไปที่ Methyl Diethanolamine (MDEA) Absorber เพื่อดูดซึมก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ โดยสารละลาย MDEA ที่ดูดซึมก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์จะถูกส่งไปยังหอ MDEA Regenerator เพื่อแยกก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ออกทางส่วนบนของหอกลั่น เพื่อส่งกลับไปยังหน่วย SRU ส่วน MDEA ที่ได้จากส่วนล่างของหอจะถูกหมุนเวียนกลับมาใช้ต่อไป ส่วนก๊าซที่ออกมาจาก MDEA Absorber จะถูกเผาที่ Thermal Oxidizer เพื่อเปลี่ยนรูปของก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ที่อาจเหลืออยู่ให้เป็นก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ก่อนที่จะระบายออกสู่บรรยากาศต่อไป

สำหรับภาพรวมกระบวนการผลิตของโรงกลั่นน้ำมัน ดังแสดงในรูปที่ 2.4-1



รูปที่ 2.4-1 แผนผังแสดงภาพรวมกระบวนการผลิตของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน (ส่วนขยาย ครั้งที่ 3)
บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน)



2.5 ระบบสาธารณูปโภคและสาธารณูปการ

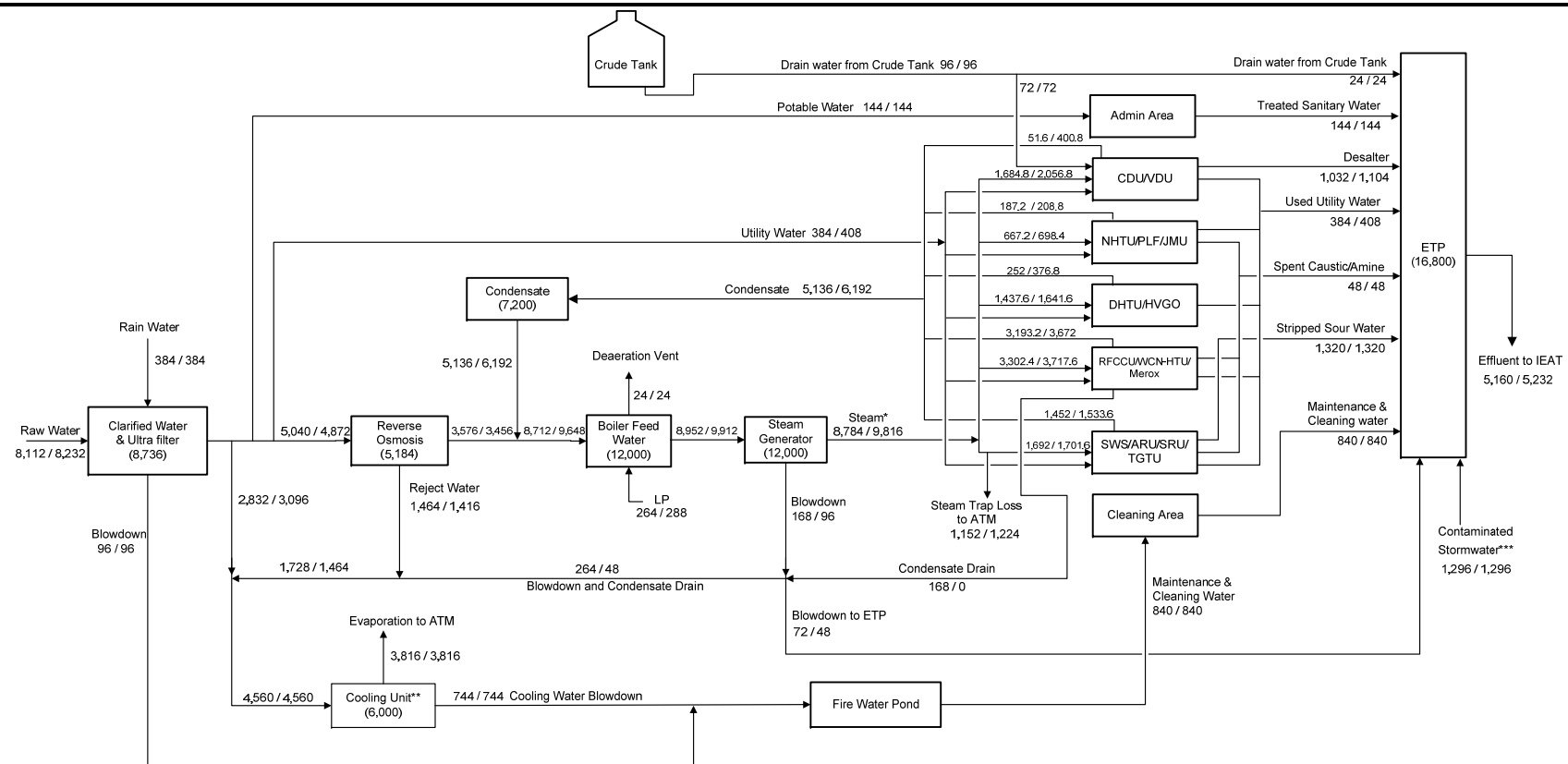
ระบบสาธารณูปโภคของโรงกลั่นน้ำมัน ประกอบด้วย ระบบไฟฟ้า ระบบน้ำใช้ ระบบไอน้ำ ระบบน้ำหล่อเย็น ระบบก๊าซเชื้อเพลิง และระบบผลิตก๊าซไฮโดรเจน โดยปริมาณการใช้ระบบสาธารณูปโภคดังแสดงในตารางที่ 2.5-1 สำหรับข้อมูลน้ำใช้ดังแสดงในรูปที่ 2.5-1

ตารางที่ 2.5-1 ปริมาณการใช้ระบบสาธารณูปโภคและสาธารณูปการ

โครงการโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน)

ระบบสาธารณูปโภคและสาธารณูปการ	ปริมาณการใช้	แหล่งที่มา
1. ระบบไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	37.5	- จากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ จำนวน 2 หน่วย และหน่วยผลิตไฟฟ้าจากไอน้ำ 1 หน่วย มีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 40.5 เมกกะวัตต์ ตามที่ได้รับความเห็นชอบ
2. ระบบน้ำใช้ (ลูกบาศก์เมตรต่อวัน)		
อัตราการใช้ (ลูกบาศก์เมตรต่อวัน)	8,232	- นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด
- น้ำหลังผ่านระบบผลิตน้ำใช้	8,520	- ระบบผลิตน้ำใช้ คือ Clarifier และ Ultra Filter
• สำหรับอุปโภค-บริโภคของพนักงาน	144	
• สำหรับระบบสาธารณูปโภคของกระบวนการผลิต (Utility Water)	408	
• ผลิตน้ำ RO (Reverse Osmosis)	4,872	
• เติมน้ำในระบบหล่อเย็น	3,096	
3. ระบบผลิตไอน้ำ (ตันต่อชั่วโมง)	409	- หน่วยผลิตไอน้ำของโครงการฯ
4. ระบบก๊าซเชื้อเพลิง (ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง)		
- ก๊าซธรรมชาติ	30,696	- บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)
- ก๊าซเชื้อเพลิงจากกระบวนการผลิต	20,239	- หน่วยการผลิตของโครงการฯ
5. ก๊าซไฮโดรเจน (ตันต่อวัน)	87.1	- หน่วย Platformer และบริษัทผู้ผลิตภายนอก

ที่มา : บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน) พ.ศ.2560



หน่วย: ลูกบาศก์เมตรต่อวัน

หมายเหตุ: 1. / หมายถึง ปริมาณน้ำ ก่อนมี โครงการฯ (ส่วนขยาย ครั้งที่ 3) / ปริมาณน้ำ ภายหลังมี โครงการฯ (ส่วนขยาย ครั้งที่ 3)

2. ตัวเลขในวงเล็บ คือ ค่าการออกแบบ

3. *Steam ที่ผลิตได้ ประกอบด้วย High Pressure Steam, Medium Pressure Steam, Intermediate Pressure Steam, Low Pressure Steam

4. **มีน้ำหมุนเวียนภายในระบบ (Circulate Water) ประมาณ 11,511 ลูกบาศก์เมตร

5. *** เป็นอัตราการส่งน้ำฝนปนเปื้อนเฉลี่ยเป็นครั้งคราว ช่วงที่เกิดฝนตก ในกรณีที่ฝนตกหนักจะส่งน้ำฝนปนเปื้อนเข้าในอัตราสูงสุด 300 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง หรือ 7,200 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน

6. ที่ ETP มี Oily Wastewater และน้ำเสียจากหน่วยกำจัดตะกอนหมุนเวียนอยู่ภายใน

รูปที่ 2.5-1 คูลมวณน้ำ (Water Balance)

โครงการโรงกลั่นน้ำมัน (ส่วนขยาย ครั้งที่ 3) บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน)



2.6 ระบบคมนาคม

โครงการฯ มีการขนส่งตัวเร่งปฏิกิริยา สารเคมี ผลิตภัณฑ์ และกากของเสีย โดยมีจำนวน 152 เที่ยวต่อวัน

2.7 มลพิษและการควบคุม

2.7.1 มลพิษทางอากาศ

โรงกลั่นน้ำมันมีการระบายสารมลพิษสำคัญจากแหล่งกำเนิดที่มีกระบวนการเผาไหม้ คือ NO_x , SO_x , CO และฝุ่นละออง ซึ่งเกิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงเพื่อให้ความร้อนในกระบวนการผลิตและหน่วยสนับสนุนการผลิตต่างๆ โดยระบายออกสู่บรรยากาศผ่านปล่องระบายอากาศทั้งหมด 13 ปล่อง ได้แก่ ปล่อง RFCCU ปล่อง CDU ปล่อง VDU ปล่อง NHTU/CCRU ปล่อง DHTU ปล่อง HVGO-HTU ปล่อง WCH-HTU ปล่อง SRU-TGTU ปล่อง Boiler#1 ปล่อง Boiler#2 ปล่อง Boiler#3 ปล่อง HRSG (GT)#1 และปล่อง HRSG (GT)#2 โดยข้อมูลปล่องระบายอากาศและอัตราการระบายสารมลพิษทางอากาศของโครงการฯ (ส่วนขยาย ครั้งที่ 3) ดังแสดงในตารางที่ 2.7-1 และระบบควบคุมการระบายสารมลพิษทางอากาศ ดังแสดงในตารางที่ 2.7-2

สำหรับแหล่งกำเนิดมลพิษทางอากาศที่ไม่มีการเผาไหม้ คือ แหล่งกำเนิดที่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมการขนส่งและกักเก็บวัตถุดิบ ผลิตภัณฑ์ และสารเคมีที่ใช้ในกระบวนการผลิต โดยสารมลพิษที่เกิดขึ้น ได้แก่ ไอของสารเคมี และสารอินทรีย์ต่างๆ ทั้งนี้จากการตรวจสอบกระบวนการผลิตของโรงกลั่นน้ำมัน พบว่า มีสารอินทรีย์ระเหยง่ายที่เข้าข่ายชนิดของสารอินทรีย์ระเหยง่าย 9 ชนิด ตามที่ระบุอยู่ในมาตรฐานสารอินทรีย์ระเหยง่ายในบรรยากาศโดยทั่วไปในเวลา 1 ปี ตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ ฉบับที่ 30 (พ.ศ.2550) คือ เบนซีน ซึ่งมีแหล่งกำเนิดจาก 6 แหล่ง ได้แก่ แหล่งกำเนิดชนิดฟุ้งกระจาย (Fugitive Emission) การเผาไหม้ (Combustion) หอเผา (Flare) สถานีขนถ่าย (Loading) ถังกักเก็บ และระบบบำบัดน้ำเสีย ส่วนสารอินทรีย์ระเหยง่ายที่ต้องเฝ้าระวัง (19 ชนิด) นั้น พบว่า ไม่มีสารอินทรีย์ระเหยง่ายที่เข้าข่าย

ตารางที่ 2.7-1 ข้อมูลของปล่องระบายอากาศ และการระบายสารมลพิษทางอากาศ โครงการโรงกลั่นน้ำมัน

บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน)

ข้อมูลปล่องระบายอากาศ													อัตราการระบายสารมลพิษ (g/s)										ความเข้มข้นของสารมลพิษ ^{1/}										ค่ามาตรฐาน ^{6/}										ระบบควบคุมมลพิษ		
No.	Stack Name	Stack ID	Source Name	Process Unit/ Utility Unit	Type of Fuel	Stack Coordinate	Height (m)	Temp. (K)	Velocity (m/s)	Diameter (m)	Foundation Height (m)	Excess O ₂ (%)	SO ₂	NO _x	CO	PM	H ₂ S	Hg	Pb	VOCs	Benzene	SO ₂ ^{2/} (ppm)	NO _x ^{3/} (ppm)	CO ^{4/} (ppm)	PM ^{3/} (mg/Nm ³)	H ₂ S (ppm)	Hg (mg/Nm ³)	Pb (mg/Nm ³)	VOCs ^{5/} (mg/l)	Benzene ^{5/} (mg/l)	ประเภทแหล่งกำเนิด	SO ₂ (ppm)	NO _x (ppm)	CO (ppm)	PM (mg/Nm ³)	H ₂ S (ppm)	Hg (mg/Nm ³)	Pb (mg/Nm ³)	VOCs (mg/l)	SO ₂	NO _x	VOCs			
1	RFCCU Stack	16S401	Regenerator	RFCCU	Mix Fuel (NG+FG)	734010E, 1405310N	73.8	551	19.9	3.20	22	3	149.000	23.010	24.320	22.200	-	0.270	0.560	-	-	511	110	554	199	-	2.4	5.0	-	-	หน่วยแตกโมเลกุล (Cracking Unit) ประเภทที่มีการเผา ไหม้ของโค้ก (Coke)	700	400	690	320	-	2.4	5	-	SO _x Reduction Additive Injection	^{9/}	-			
2	CDU Stack	02F101	CDU Heater	CDU	Mix Fuel (NG+FG)	734410E, 1405100N	63.2	443	7.9	3.00	16	3	1.820	2.000	0.500	0.510	-	-	-	-	-	14 (60)	22 (25)	100	11 (60)	-	-	-	-	-	เตา (Furnace)	60	200	690	60	-	-	-	-	^{8/}	Ultra Low NO _x Burner	-			
3	VDU Stack	03F101	VDU Heater	VDU	Mix Fuel (NG+FG)	734360E, 1405125N	54	443	7.7	2.00	18	3	1.510	0.900	0.500	0.200	-	-	-	-	-	28 (60)	23 (25)	100	10 (60)	-	-	-	-	-	เตา (Furnace)	60	200	690	60	-	-	-	-	^{8/}	Ultra Low NO _x Burner	-			
4	NHTU/CCRU Stack	07F101-104	NHTU Heater	NHTU, CCRU	Mix Fuel (NG+FG)	734255E, 1405185N	65	478	7.7	3.10	18	3	1.500	2.830	0.100	0.380	-	-	-	-	-	12 (60)	32 (120)	100	8 (60)	-	-	-	-	-	เตา (Furnace)	60	200	690	60	-	-	-	-	^{8/}	Low NO _x Burner	-			
5	DHTU Stack	10F201	DHTU Heater	DHTU	Mix Fuel (NG+FG)	734140E, 1405255N	36.2	654	14.3	1.60	18	3	1.000	0.920	0.100	0.090	-	-	-	-	-	23 (60)	29 (120)	100	5 (60)	-	-	-	-	-	เตา (Furnace)	60	200	690	60	-	-	-	-	^{8/}	Low NO _x Burner	-			
6	HVGO-HTU Stack	11F201	HVGO-HTU Heater	HVGO-HTU	Mix Fuel (NG+FG)	734170E, 1405238N	36.2	681	6	1.60	17	3	0.630	0.920	0.100	0.030	-	-	-	-	-	35 (60)	72 (120)	100	4 (60)	-	-	-	-	-	เตา (Furnace)	60	200	690	60	-	-	-	-	^{8/}	Low NO _x Burner	-			
7	SRU-TGTU Stack	36S306	TGTU Heater	SRU	Mix Fuel (NG+FG)	733930E, 1405370N	70.1	840	9.3	2.20	25	3	10.000	0.320	2.000	0.040	1.350	-	-	-	-	237	11 (60)	350	2 (60)	60	-	-	-	-	-	หน่วยกำจัดกำมะถัน	500	200	690	-	60	-	-	-	^{8/}	^{10/}	-		
8	WCN-HTU Stack	15F201	WCN Heater	WCH-HTU	Mix Fuel (NG+FG)	734270E, 1405460N	32.5	654	18.5	0.58	24	3	0.100	0.125	2.300	0.080	-	-	-	-	-	13 (20)	23 (30)	690	28 (35)	-	-	-	-	-	เตา (Furnace)	60	200	690	60	-	-	-	-	^{8/}	Ultra Low NO _x Burner	-			
9	Boiler#1Stack	40S101	Boiler	Boiler#1	Mix Fuel (NG+FG)	734424E, 1404970N	32.4	449	9.6	1.50	18	3	0.500	2.620	0.200	0.100	-	-	-	-	-	13 (60)	96 (120)	100	7 (60)	-	-	-	-	-	หม้อไอน้ำ (Boiler)	60	200	690	60	-	-	-	-	^{8/}	Low NO _x Burner	-			
10	Boiler#2 Stack	40S102	Boiler	Boiler#2	Mix Fuel (NG+FG)	734412E, 1404952N	32.4	449	9.6	1.50	18	3	0.500	2.620	0.200	0.100	-	-	-	-	-	13 (60)	96 (120)	100	7 (60)	-	-	-	-	-	หม้อไอน้ำ (Boiler)	60	200	690	60	-	-	-	-	^{8/}	Low NO _x Burner	-			
11	Boiler#3 Stack	40S105	Boiler	Boiler#3	Mix Fuel (NG+FG)	734400E, 1404932N	32.4	450	13.8	1.52	21	3	1.000	2.200	0.200	0.400	-	-	-	-	-	18 (20)	55 (55)	8	19 (20)	-	-	-	-	-	หม้อไอน้ำ (Boiler)	60	200	690	60	-	-	-	-	^{8/}	Low NO _x Burner	-			
12	HRSG(GT)#1 Stack	40S103	Gas Turbine#1	HRSG(GT)#1	Mix Fuel (NG+FG)	734515E, 1404960N	21.7	438	15.9	3.00	16	15	0.200	5.750	1.000	0.330	-	-	-	-	-	2 (10)	94 (160)	100	10 (60)	-	-	-	-	-	กังหันก๊าซ (Gas Turbine)	60	200	690	60	-	-	-	-	^{8/}	Steam Injection	-			
13	HRSG(GT)#2 Stack	40S104	Gas Turbine#2	HRSG(GT)#2	Mix Fuel (NG+FG)	734500E, 1404937N	21.7	438	15.9	3.00	17	15	0.200	5.750	1.000	0.330	-	-	-	-	-	2 (10)	94 (160)	100	10 (60)	-	-	-	-	-	กังหันก๊าซ (Gas Turbine)	60	200	690	60	-	-	-	-	^{8/}	Steam Injection	-			
14	VRU Stack	72C105/106	Truck Loading	Truck Loading	-	735162E, 1404120N	10	313	1.68	0.254	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15	0.21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17 ^{7/}	-	-	VRU		
รวม													167.960	49.965	32.520	24.790	1.350	0.270	0.560	1.212	0.017																								

หมายเหตุ : ^{1/}ค่าความเข้มข้นที่อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส ที่สภาวะอากาศแห้ง ความดัน 1 บรรยากาศ และปริมาณออกซิเจนส่วนเกินในการเผาไหม้ร้อยละ 7

^{2/}โครงการฯ ใช้ค่าในวงเล็บเป็นค่าควบคุมสำหรับค่าความเข้มข้นของก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ระบายออกจากปล่อง เนื่องจากกระบวนการขึ้นอยู่กับปริมาณซัลเฟอร์ในเชื้อเพลิง

^{3/}โครงการฯ ใช้ค่าในวงเล็บเป็นค่าควบคุมสำหรับค่าความเข้มข้นของก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนและฝุ่นละออง เนื่องจากเป็นค่าที่คาดการณ์จากผลการตรวจวัดอัตราการไหลของก๊าซต่ำสุดที่ผ่านมา โดยค่าที่อยู่นอกวงเล็บเป็นค่าที่ได้จากการคำนวณอัตราการระบายและอัตราการไหลของก๊าซคงที่

^{4/}ค่าความเข้มข้นของก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ ที่ควบคุมเป็นค่าที่คาดการณ์จากผลการตรวจวัดอัตราการไหลของก๊าซต่ำสุดที่ผ่านมา

^{5/}ค่าความเข้มข้นที่สภาวะอุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส ความดัน 1 บรรยากาศ และปริมาณร้อยละออกซิเจนที่ Actual

^{6/}ค่ามาตรฐานตามประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดมาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากโรงงานกลั่นน้ำมันปิโตรเลียม พ.ศ.2554 สำหรับโรงงานกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเก่า

^{7/}ค่ามาตรฐานตามประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดมาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งไอน้ำมันเบนซินจากคลังน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ.2553

^{8/}ควบคุมที่ปริมาณกำมะถันในก๊าซเชื้อเพลิงที่ใช้สำหรับเผาไหม้ที่เตาให้ความร้อน ไม่เกิน 50 ส่วนในล้านส่วน

^{9/}ควบคุมการระบาย NO_x โดยควบคุมปริมาณคาร์บอน (Carbon Content) ในสารป้อนเข้าหน่วยแตกตัวน้ำมันหนัก ซึ่งมีความสัมพันธ์กับปริมาณอากาศและก๊าซเชื้อเพลิงที่ใช้ใน CO Oxidizer ตามการออกแบบ

^{10/}ควบคุมการระบาย NO_x โดยควบคุมปริมาณอากาศและก๊าซเชื้อเพลิงที่ใช้ในการเผาไหม้ตามการออกแบบ

บริเวณที่ขีดเส้นใต้ หมายถึง มาตรการที่เปลี่ยนแปลง/เพิ่มเติม ภายหลังการขอทบทวนมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการโรงกลั่นน้ำมัน (ส่วนขยาย ครั้งที่ 3)

ที่มา : บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน) พ.ศ.2561

ตารางที่ 2.7-2 สรุปการติดตั้งระบบควบคุมการระบายสารมลพิษทางอากาศ

โครงการโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน)

หน่วยการผลิต	เทคโนโลยีที่ติดตั้งเพื่อควบคุมการระบายสารมลพิษทางอากาศ
เตาให้ความร้อนที่ CDU	Ultra Low NO _x Burner เพื่อควบคุมการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน
เตาให้ความร้อนที่ VDU	Ultra Low NO _x Burner เพื่อควบคุมการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน
RFCCU	SO _x Reduction Additive Injection เพื่อควบคุมการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์
เตาให้ความร้อนที่ NHTU	Low NO _x Burner เพื่อควบคุมการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน
เตาให้ความร้อนที่ PLF/CCRU	Low NO _x Burner เพื่อควบคุมการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน
เตาให้ความร้อนที่ HVGO-HTU	Low NO _x Burner เพื่อควบคุมการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน
เตาให้ความร้อนที่ Revamp DHTU	Low NO _x Burner เพื่อควบคุมการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน
เตาให้ความร้อนที่ WCN-HTU	Ultra Low NO _x Burner เพื่อควบคุมการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน
ARU No.1 และ ARU No.2	SRU เพื่อควบคุมการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์
SWS No.1 และ SWS No.2	SRU เพื่อควบคุมการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์
SRU No.1 และ SRU No.2	TGTU เพื่อควบคุมการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์
HRSG (GT) #1	Steam Injection เพื่อควบคุมการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน
HRSG (GT) #2	Steam Injection เพื่อควบคุมการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน
Boiler #1	Low NO _x Burner เพื่อควบคุมการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน
Boiler #2	Low NO _x Burner เพื่อควบคุมการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน
Boiler #3	Low NO _x Burner เพื่อควบคุมการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน

โรงกลั่นน้ำมันได้กำหนดมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ ที่อาจจะเกิดขึ้นจากสารเคมีอื่นๆ รวมถึงสารเบนซินด้วย คือ การจัดทำโครงการสุขศาสตร์อุตสาหกรรม เพื่อเฝ้าระวังคุณภาพสิ่งแวดล้อมในบริเวณพื้นที่ปฏิบัติงานภายในโรงกลั่นน้ำมันและอาคารสำนักงาน ซึ่งรวมถึงคุณภาพอากาศบริเวณพื้นที่ปฏิบัติงานด้วย โดยสารเคมีและสารอินทรีย์ที่มีการเฝ้าระวังและทำการตรวจวัดเป็นประจำทุกปี พร้อมทั้งกำหนดค่าความเข้มข้นของสารที่สามารถรับสัมผัสได้ (Threshold Limit Value) ดังแสดงในตาราง

ประเภท	Threshold Limited Values
1. ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์	14 mg/m ³
2. ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์	2 ppm (TWA)
3. ก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์	3 ppm (TWA)
4. เบนซิน	1 ppm (TWA)
5. โทลูอิน	50 ppm (TWA)
6. ไซลีน	100 ppm (TWA)
7. แอมโมเนีย	25 ppm (TWA)
8. โซเดียมไฮดรอกไซด์	2 mg/m ³ (Ceiling)
9. คลอรีน	0.5 ppm (TWA)

หมายเหตุ : TWA ย่อมาจาก Time Weighted Average

ที่มา : บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน), พ.ศ.2560

โรงกลั่นน้ำมันได้มีการติดตั้งหน่วยควบคุมไอน้ำมันเชื้อเพลิง (Vapour Recovery Unit : VRU) จำนวน 1 หน่วย เพื่อควบคุมการระบายสารไฮโดรคาร์บอนขณะทำการขนถ่ายน้ำมันลงรถบรรทุก โดยเริ่มใช้งานตั้งแต่วันที่ 24 พฤษภาคม พ.ศ.2553 เป็นต้นมา

2.7.2 น้ำเสียและระบบบำบัดน้ำเสีย

2.7.2.1 ประเภทของน้ำเสีย

น้ำเสียที่เกิดขึ้นจากการดำเนินการของโรงกลั่นน้ำมัน ที่ส่งเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียอย่างต่อเนื่อง สามารถแบ่งตามลักษณะคุณสมบัติและแหล่งกำเนิดของน้ำเสียได้ดังนี้

- (1) น้ำเสียจากอาคารสำนักงาน (Sanitary Wastewater)
- (2) น้ำเสียจากกระบวนการผลิต ประกอบด้วย
 - น้ำเสียจากระบบ Desalter
 - น้ำเสียจากหน่วย Sour Water Stripper
 - น้ำเสียจากการล้างเครื่องจักรและซ่อมบำรุง
 - น้ำเสียที่เกิดจากระบบสาธารณูปโภคต่างๆ
 - Spent Caustic และ Spent Amine น้ำเสียส่วนนี้จะถูกส่งไปยังถังเก็บกัก ก่อนระบายเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสีย
 - น้ำที่ระบายออกจากถังเก็บกักน้ำมันดิบ
 - น้ำระบายทิ้งจาก Steam Generator
- (3) น้ำเสียจากหน่วยกำจัดตะกอน (Biosludge Wastewater) เกิดจากการรีดน้ำออกจากตะกอนจากระบบบำบัดน้ำเสียทางชีวภาพ
- (4) Oily Wastewater เป็นน้ำเสียที่มีปริมาณน้ำมันเป็นจำนวนมาก

นอกจากน้ำเสียดังกล่าวข้างต้นที่ส่งเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียอย่างต่อเนื่องแล้ว ยังมีน้ำเสียที่ส่งเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียเป็นครั้งคราว คือ น้ำฝนปนเปื้อนที่ส่งเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสีย สรุปลักษณะกำเนิดน้ำเสียและปริมาณน้ำเสียของโรงกลั่นน้ำมัน ดังแสดงในตารางที่ 2.7-3

ตารางที่ 2.7-3 แหล่งกำเนิด ปริมาณ และวิธีการบำบัดน้ำเสีย
โครงการโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน)

ประเภทของน้ำเสีย	ปริมาณเฉลี่ยที่เกิดขึ้น (ลูกบาศก์เมตรต่อวัน)	การบำบัด
1. น้ำเสียจากอาคารสำนักงาน	144	
• อาคารสำนักงานของโรงกลั่นน้ำมัน	134.4	Sanitary Unit --> Equalization Tank--> Bioreactor Tanks --> Clarifiers --> Polishing Pond
• อาคารสำนักงานของท่าเทียบเรือ	9.6	Sanitary Unit --> API Separator --> IAF Unit --> Equalization Tank --> Bioreactor Tanks --> Clarifiers --> Polishing Pond
2. น้ำเสียจากกระบวนการผลิต		
• น้ำเสียจากระบบ Desalter	1,104	API Separator --> IAF Unit --> Equalization Tank -->Bioreactor Tanks --> Clarifiers --> Polishing Pond
• น้ำเสียจากหน่วย Sour Water Stripper	1,320	API Separator --> IAF Unit --> Equalization Tank --> Bioreactor Tanks --> Clarifiers --> Polishing Pond
• น้ำเสียจากการล้างเครื่องจักร ซ่อมบำรุง และ น้ำปนเปื้อนอื่นๆ	840	API Separator --> IAF Unit --> Equalization Tank --> Bioreactor Tanks --> Clarifiers --> Polishing Pond
• น้ำเสียจากระบบสาธารณสุขโรคต่างๆ	408	API separator --> IAF Unit --> Equalization Tank --> Bioreactor Tanks --> Clarifiers --> Polishing Pond
• Spent Caustic และ Spent Amine	48	Equalization Tank --> Bioreactor Tanks --> Clarifiers --> Polishing Pond
• น้ำที่ระบายออกจากถังเก็บกักน้ำมันดิบ (Crude Water Draw Tank)	24	API Separator --> IAF Unit --> Equalization Tank --> Bioreactor Tanks --> Clarifiers --> Polishing Pond
• น้ำระบายทิ้งจาก Steam Generator	48	API Separator --> IAF Unit --> Equalization Tank --> Bioreactor Tanks --> Clarifiers --> Polishing Pond
น้ำเสียรวมที่ส่งเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสีย อย่างต่อเนื่อง	3,936	Wastewater Treatment Plant

ตารางที่ 2.7-3 (ต่อ)

ประเภทของน้ำเสีย	ปริมาณเฉลี่ยที่เกิดขึ้น (ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง)	การบำบัด
3. น้ำฝนปนเปื้อน ^{1/}	1,296	API Separator --> IAF Unit --> Equalization Tank --> Bioreactor Tanks --> Clarifiers --> Polishing Pond
น้ำเสียรวมสูงสุดที่ส่งเข้าสู่ระบบบำบัด น้ำเสียอย่างต่อเนื่อง กรณีที่มีน้ำฝนปนเปื้อน	5,232	Wastewater Treatment Plant
4. น้ำเสียจากหน่วยกำจัดตะกอน ^{2/}	72	Equalization Tank --> Bioreactor Tanks --> Clarifiers--> Polishing Pond
5. Oily Wastewater ^{2/}	192	API Separator --> IAF Unit --> Equalization Tank -->Bioreactor Tanks --> Clarifiers --> Polishing Pond

หมายเหตุ : ^{1/} ปริมาณน้ำฝนปนเปื้อนในเวลา 15 นาทีแรก มีประมาณ 20,097 ลูกบาศก์เมตร ถูกส่งไปยัง PCS Holding Pond ขนาด 48,317 ลูกบาศก์เมตร ก่อนทยอยส่งเข้าระบบบำบัดน้ำเสียที่ API Separator

^{2/} น้ำเสียที่หมุนเวียนอยู่ภายในระบบบำบัดน้ำเสีย

ที่มา : บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน), พ.ศ.2560

2.7.2.2 ระบบบำบัดน้ำเสีย

ระบบบำบัดน้ำเสียของโรงกลั่นน้ำมัน มีขั้นตอนดังแสดงในรูปที่ 2.7-1 และมีรายละเอียดดังนี้

(1) หน่วยแยกน้ำมันกับน้ำ (API Separator) เพื่อแยกชั้นน้ำและน้ำมันในระดับหนึ่ง ก่อนส่งเข้าสู่หน่วยบำบัดน้ำเสียขั้นต่อไป หน่วยแยกน้ำมันกับน้ำสามารถรองรับน้ำประมาณ 945 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง โดยส่วนที่เป็นน้ำมันจะลอยอยู่บริเวณผิวน้ำ และถูกกวาดออกไปรวมไว้ที่ถังพัก เพื่อไปเข้ากระบวนการ Dewatering หรือจัดส่งไปกำจัดยังหน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการ น้ำเสียที่ผ่านขั้นตอนนี้จะถูกส่งไปยังหน่วย Induced Air Flotation

น้ำเสียจากภายนอกที่ส่งเข้าที่ API Separator ได้แก่ น้ำเสียจากระบบ Desalter น้ำเสียจากหน่วย Sour Water Stripper น้ำเสียจากการล้างเครื่องจักรและซ่อมบำรุง น้ำเสียจากระบบสาธารณูปโภคต่างๆ น้ำที่ระบายออกจากถังเก็บกักน้ำมันดิบ น้ำระบายทิ้งจาก Steam Generator น้ำฝนปนเปื้อน และน้ำเสียจากอาคารสำนักงานของท่าเทียบเรือ

(2) การบำบัดน้ำเสียที่มีปรอทปนเปื้อน ดำเนินการในน้ำเสียหลังจากผ่าน API Separator แล้ว โดยเริ่มจากการเติมสารช่วยตกตะกอน คือ เฟอริกคลอไรด์ (FeCl_3) จากนั้นเติมสารละลายกรดและด่าง คือ กรดซัลฟูริก (H_2SO_4) และโซเดียมไฮดรอกไซด์ (NaOH) เพื่อปรับสภาพความเป็นกรด-ด่างของน้ำให้เหมาะสมในการตกตะกอน ก่อนเติมสารดักจับปรอทที่มีองค์ประกอบของคลอรีน คือ สารละลายโซเดียมไฮโปคลอไรด์ เพื่อให้เกิดการออกซิไดซ์โลหะหนักและเปลี่ยนรูปให้สามารถตกตะกอนร่วมกับเฟอริก (Fe^{3+}) แยกออกจากน้ำ จากนั้นน้ำเสียจะถูกกวนด้วย Static Mixer เพื่อให้สารเคมีดักจับปรอทสามารถจับปรอทได้อย่างมีประสิทธิภาพ และเกิดการจับตัวเป็นตะกอน ก่อนส่งต่อไปยัง Induced Air Flotation Unit (IAF Unit) ต่อไป

(3) หน่วย Induced Air Flotation (IAF) เป็นหน่วยที่ช่วยเร่งให้อนุภาคน้ำมันที่มีลักษณะสารแขวนลอยอนุภาคนขนาดเล็กที่ต้องใช้เวลามากในการแยกตัวด้วยแรงโน้มถ่วง เกิดการแตกตัวออกจากน้ำได้เร็วขึ้น โดยใช้ฟองอากาศช่วยจับอนุภาคของน้ำมันและให้ลอยตัวแยกออกจากน้ำขึ้นไปบนผิวน้ำ โดยน้ำเสียที่ผ่านการแยกน้ำมันที่ API Separator และการเติมสารกำจัดปรอท จะถูกเติม Polymer (เป็นระบบที่มีอยู่เดิมก่อนมีการเพิ่มการกำจัดปรอทในน้ำเสีย) เพื่อดักจับน้ำมัน (Emulsified Oil) ให้เป็นก้อนและลอยอยู่ใน Induced Air Flotation Unit (IAF Unit) โดยปรอทที่อยู่ในน้ำเสียจะถูกดักจับและรวม

เป็นกากตะกอน ส่งไปยัง IAF Sludge Tank เพื่อส่งไปกำจัดยังหน่วยงานรับกำจัดภายนอกที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการ สำหรับส่วนที่เป็นน้ำใสและมีค่าความเข้มข้นของคลอรีนอิสระอยู่ในค่าที่กำหนด จะถูกส่งไปยัง Equalization Tank ต่อไป

(4) หน่วยปรับสภาพ (Equalization) ทำหน้าที่เป็นหน่วยผสม เพื่อควบคุมปริมาณและความเข้มข้นของสารปนเปื้อนในน้ำเสียให้สม่ำเสมอ ก่อนส่งเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียแบบชีวภาพ หน่วยปรับสภาพจะเป็นหน่วยที่ช่วยป้องกันการเกิด Shock Load ต่อระบบบำบัดน้ำเสีย และมีการให้อากาศเพื่อรักษาสภาพของออกซิเจนในถังปรับสภาพ โดยจะรับน้ำเสียจากแหล่งต่างๆ เช่น Spent Caustic และ Spent Amine มาบำบัด

หน่วยปรับสภาพสามารถรองรับน้ำเสียได้ ประมาณ 13,518 ลูกบาศก์เมตร ปัจจุบันมีน้ำเสียที่ส่งเข้าหน่วยปรับสภาพประมาณ 215 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง ซึ่งใช้เวลาในการพักน้ำเสียประมาณ 63 ชั่วโมง

(5) ระบบบำบัดน้ำเสียทางชีววิทยา (Biological Treatment System) มีหน้าที่ในการย่อยสลายสารอินทรีย์ที่เจือปนในน้ำเสียด้วยจุลชีพ ทำให้น้ำเสียมีคุณภาพดีขึ้น โดยระบบบำบัดน้ำเสียทางชีววิทยาที่ใช้อยู่ในปัจจุบันเป็นแบบตะกอนเร่ง (Activated Sludge) ประกอบด้วย ถังที่ใช้จุลชีพในการย่อยสลายสารอินทรีย์ (Aeration Tank) และถังตกตะกอนที่ใช้ในการแยกตะกอนออกจากน้ำเสีย (Sedimentation and Clarifier Tank) ตะกอนบางส่วนจะถูกนำกลับมาใช้ใหม่ และตะกอนบางส่วนส่งไปกำจัด ระบบนี้นอกจากจะช่วยลด BOD₅ และ SS แล้วยังสามารถกำจัดสารประเภทฟีนอล ชัลไฟด์ แอมโมเนีย น้ำที่ผ่านการบำบัดทางชีวภาพจะมีการตรวจสอบคุณภาพทุกวัน เพื่อให้มั่นใจว่ามีค่าเป็นไปตามมาตรฐานคุณภาพน้ำทิ้ง ก่อนระบายไปยังบ่อรับน้ำทิ้ง (Polishing Pond) ต่อไป

(6) Polishing Pond เป็นบ่อน้ำที่รับน้ำที่ผ่านการบำบัดแล้ว มีขนาด 17,370 ลูกบาศก์เมตร โดยโรงกลั่นน้ำมันจะมีการตรวจสอบคุณภาพน้ำ ว่ามีค่าเป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐานน้ำทิ้งกำหนดหรือไม่ หากพบว่ามีค่าอยู่ในค่ามาตรฐานที่กำหนด จะระบายออกไปยังจุดระบายน้ำทิ้งของโรงกลั่นน้ำมัน (Refinery Outfall) เพื่อลงสู่รางระบายน้ำของนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดต่อไป แต่หากพบว่าคุณภาพไม่เป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด จะปิดประตูระบายน้ำขาออกจาก Polishing Pond และสูบน้ำไปยังบ่อ PCS Pond เพื่อทยอยเข้าไปบำบัดใหม่ จนกว่าผลตรวจวัดคุณภาพน้ำเข้า Polishing Pond จะมีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน

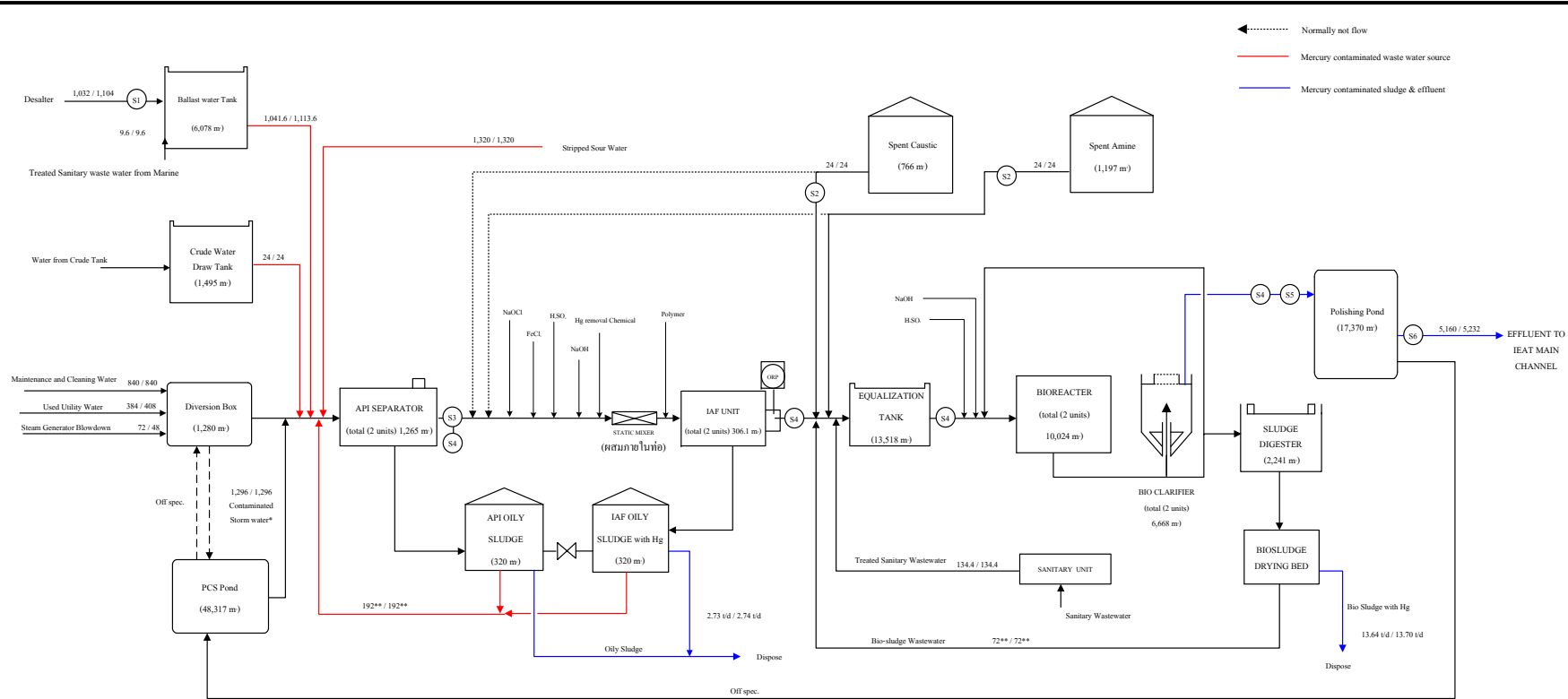
น้ำทิ้งที่ผ่านการบำบัดแล้วจะควบคุมคุณภาพให้อยู่ในค่าการออกแบบ คือ ค่า BOD_5 เหลือน้อยกว่า 20 มิลลิกรัมต่อลิตร ซึ่งอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทิ้งของกระทรวงอุตสาหกรรม น้ำทิ้งที่ผ่านการบำบัดจะระบายลงจุลรวมน้ำทิ้งของโรงกลั่นน้ำมัน (Refinery Outfall) คู่อระบายน้ำของนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด ก่อนระบายสู่ทะเล

2.7.2.3 การบำบัด Spent Caustic และ Spent Amine

Spent Caustic ที่เกิดขึ้นจากกระบวนการผลิต จะถูกรวบรวมเข้าสู่ถังเก็บกัก จำนวน 1 ถัง ขนาด 477 ลูกบาศก์เมตร (ค่าการออกแบบ 766 ลูกบาศก์เมตร) หลังจากนั้นจึงส่งต่อไปที่ถังปรับสภาพ (Equalization Tank) และเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียทางชีวภาพ ในกรณีที่ระบบบำบัดน้ำเสียเกิดเหตุขัดข้อง ถังเก็บกักสามารถเก็บกัก Spent Caustic ได้สูงสุดประมาณ 15 วัน นอกจากนี้โรงกลั่นน้ำมันยังมีถังเก็บกัก จำนวน 1 ถัง ขนาด 200 ลูกบาศก์เมตร เพื่อสำรองไว้สำหรับเก็บกัก Spent Caustic หากการเก็บกักไม่เพียงพอ

ส่วน Spent Amine ที่เกิดขึ้นจากกระบวนการผลิต จะส่งเข้าสู่ถังเก็บกักขนาด 994 ลูกบาศก์เมตร (ค่าการออกแบบขนาด 1,197 ลูกบาศก์เมตร) จำนวน 2 ถัง และระบายเข้าสู่ถังปรับสภาพทั้งหมดด้วยอัตราเดียวกัน และในกรณีที่ระบบบำบัดน้ำเสียเกิดเหตุขัดข้อง ถังเก็บกัก Spent Amine (1 ถัง) สามารถเก็บกักได้สูงสุดประมาณ 84 วัน

ทั้งนี้ ถังเก็บกัก Spent Caustic และ Spent Amine จะมีท่อต่อเชื่อมกัน ซึ่งสามารถสับถ่ายได้ ในกรณีที่ถังใดถังหนึ่งไม่เพียงพอในการเก็บกัก ดังนั้น ถังเก็บกักที่มีอยู่เดิมสามารถรองรับได้ และมีระยะเวลาในการเก็บกักเพียงพอ สำหรับการแก้ไขเหตุขัดข้องที่อาจเกิดขึ้นที่ระบบบำบัดน้ำเสีย



หมายเหตุ : ____ ปริมาณ ก่อนขยายกำลังการผลิต / หลังขยายกำลังการผลิต

หน่วยปริมาณน้ำเสีย/ปริมาณน้ำทิ้ง คือ ลูกบาศก์เมตรต่อวัน

* เป็นน้ำเสียที่เกิดขึ้นเป็นครั้งคราว ช่วงที่มีฝนตก ในกรณีเกิดฝนตกหนักในพื้นที่โครงการ จะส่งน้ำฝนไปปนเปื้อนจาก PCS Pond เข้าสู่ API Separator ในอัตราสูงสุดของปั๊มสูบถ่าย คือ 300 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง (2 เครื่อง เครื่องละ 150 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง)

**เป็นปริมาณน้ำเสียที่หมุนเวียนอยู่ภายในระบบบำบัดน้ำเสีย

ตำแหน่งตรวจวัด	พารามิเตอร์	ความถี่	ผู้ทำการตรวจวัดวิเคราะห์
S1	Hg	ทุกครั้งที่มีการเปลี่ยนองค์ประกอบของสารป้อน (น้ำมันดิบ)	เจ้าหน้าที่ของโรงกลั่นน้ำมัน
S2	Hg	กรณี MRU ที่ระบบ Fuel Gas 1 vessel หรือที่ระบบ Naphtha 2 vessel ชัดข้อง	เจ้าหน้าที่ของโรงกลั่นน้ำมัน
S3	pH, Hg	ทุกวัน (กรณีไม่มีการกลั่นน้ำมันดิบจากอ่าวไทยจะไม่ตรวจวัดปรอท)	เจ้าหน้าที่ของโรงกลั่นน้ำมัน
S4	Temp., pH, SS, TDS, BOD, COD, G&O, NH-N, Sulfide, Phenols, Cr, Hg	เดือนละ 1 ครั้ง	หน่วยงานภายนอก
S5	pH, Hg, G&O, COD Online Sulfide, COD, BOD, , Phenols	ทุกวัน (กรณีไม่มีการกลั่นน้ำมันดิบจากอ่าวไทยจะไม่ตรวจวัดปรอท) สัปดาห์ละ 1 ครั้ง	เจ้าหน้าที่ของโรงกลั่นน้ำมัน
S6	Temp., pH, SS, TDS, BOD, COD, G&O, NH-N, Sulfide, Phenols, Cr, Hg	เดือนละ 1 ครั้ง	หน่วยงานภายนอก

รูปที่ 2.7-1 ขั้นตอนการบำบัดน้ำเสีย ของระบบบำบัดน้ำเสียของโรงกลั่นน้ำมัน

บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน)



2.8 การจัดการกากของเสีย

โรงกลั่นน้ำมันมีประเภทของกากของเสียที่เกิดจากโรงกลั่นน้ำมัน 4 ประเภทหลัก ได้แก่ กากของเสียที่ไม่เป็นอันตราย กากของเสียอันตราย สารเร่งปฏิกิริยาที่ใช้แล้ว และกากของเสียที่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้ สรุปประเภทและปริมาณกากของเสียที่เกิดขึ้น ดังแสดงในตารางที่ 2.8-1

ตารางที่ 2.8-1 สรุปประเภท ปริมาณ และการจัดการกากของเสียของโรงกลั่นน้ำมัน
บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน)

ประเภท	ปริมาณกากของเสีย (ตันต่อปี)	การจัดการ
1. กากของเสียไม่อันตราย - Resin - Rubber Hose - Used R.O. Membrane - Asphalt Concrete - Garbage (SG 0.260)	15 16 8 150 491	รวบรวมเก็บแยกในภาชนะที่มีฝาปิดมิดชิด เพื่อรอส่งและกำจัด โดยเทศบาลเมืองมาบตาพุด หรือส่งไปกำจัดยังหน่วยงานรับกำจัดกากของเสีย ที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการ
รวม	680	
2. กากของเสียอันตราย - Dewatered Oily Sludge - Oily Contaminated Soil - Dry Bio-sludge Cake - Oily Sludge Liquid - Asphalt - Rust Scale - Industrial Oily Debris - Sulfur - Activated Carbon (ช่วงซ่อมบำรุงใหญ่) - Insulation and Refractory Waste - Empty Contaminated Drum - MRU Filter - Electronic Waste - Expired Chemicals - Copper Slag	1,500 450 5,000 1,000 11 11 100 5 20 ตัน 80 50 6 8 6 400	รวบรวมใส่ภาชนะที่มีฝาปิดมิดชิด และส่งไปยัง หน่วยงานรับกำจัดกากของเสียที่ได้รับอนุญาต จากหน่วยงานราชการ
รวม	8,647	

ตารางที่ 2.8-1 (ต่อ)

ประเภท	ปริมาณกากของเสีย (ตันต่อปี)	การจัดการ
3. สารเร่งปฏิกิริยาที่ใช้แล้ว		รวบรวมใส่ภาชนะที่มีฝาปิดมิดชิดและส่งไปยัง หน่วยงานรับกำจัดกากของเสียที่ได้รับอนุญาต จากหน่วยงานราชการ
- Spent FCC Catalyst	2,600	
- Spent Chloride Adsorbent	40	
- Spent Mercury Adsorbent	40	
- Spent Catalyst	584 ตัน ทุก 5 ปี	
รวม	2,680^{1/}	
4. กากของเสียที่สามารถนำกลับมาใช้ ใหม่ได้		รวบรวมตามประเภทของกากของเสียและเก็บ ในพื้นที่จัดเก็บ เพื่อจำหน่ายให้กับบริษัทหรือ หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการ เพื่อนำกลับไปใช้ใหม่ต่อไป
- Paper Waste	5	
- Used Lube Oil	10	
- Packing (Wood)	18	
- Used Electric Cable Scrap	15	
- Plastic Waste	5	
- Used Lead Battery	5	
- Metal Scrap	200	
รวม	258	

หมายเหตุ : ^{1/} เป็นปริมาณที่ไม่รวม Spent Catalyst (Metal Reclamation : NiMO Catalyst และ CoMo Catalyst)

ที่มา : บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน), พ.ศ.2560

2.9 อาชีวอนามัยและความปลอดภัย

การดำเนินการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัยของโรงกลั่นน้ำมัน มีรายละเอียดดังนี้

2.9.1 การบริหารจัดการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย

โรงกลั่นน้ำมันจัดให้มีนโยบายการบริหารจัดการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย มีระบบอาชีวอนามัยและความปลอดภัย พร้อมทั้งมีการบริหารงานอาชีวอนามัย เช่น การตรวจสอบการสัมผัสกับอันตรายและทางด้านสุขศาสตร์ การให้ข้อมูลทางความปลอดภัย การออกแบบระบบระบายอากาศ การใช้เครื่องช่วยหายใจ แผนด้านความปลอดภัย และแผนความปลอดภัยในกระบวนการผลิต

2.9.2 อุปกรณ์ตรวจสอบความปลอดภัย

โรงกลั่นน้ำมันมีการติดตั้งอุปกรณ์ตรวจสอบความปลอดภัย ได้แก่ ระบบตรวจจับก๊าซที่มีความเป็นพิษ (Toxic Gas Detectors) ซึ่งเป็นระบบตรวจจับก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ และระบบตรวจจับก๊าซไวไฟ (Flammable Gas Detectors) ที่หน่วยผลิตต่างๆ

2.9.3 ระบบป้องกันและระงับอัคคีภัย และระบบน้ำดับเพลิง

ระบบป้องกันและระงับอัคคีภัยที่ติดตั้งภายในโรงกลั่นน้ำมันทั้งหมด ได้มีการออกแบบตั้งแต่เริ่มดำเนินการก่อสร้างโรงกลั่นน้ำมัน และได้มีการติดตั้งเพิ่มเติม เพื่อให้เพียงพอกับการปรับปรุงเปลี่ยนแปลงภายในโรงกลั่นน้ำมันเป็นลำดับมา ซึ่งการดำเนินการจะต้องเป็นไปตามข้อมูลการออกแบบและข้อกำหนดของระบบดับเพลิงของบริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน) ที่มีการอ้างอิงมาตรฐานการออกแบบให้เป็นไปตามมาตรฐานสากล เพื่อให้ระบบป้องกันและระงับอัคคีภัยมีความเพียงพอและสามารถระงับเหตุเพลิงไหม้ได้อย่างมีประสิทธิภาพ ทั้งนี้โรงกลั่นน้ำมันมีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัยต่างๆ ทั่วทั้งภายในพื้นที่โรงกลั่นน้ำมัน รวมจำนวน 1,869 จุด โดยประเภทระบบป้องกันและระงับอัคคีภัย ดังแสดงในตารางที่ 2.9-1

สำหรับระบบน้ำดับเพลิง โรงกลั่นน้ำมันจัดให้มีปั๊มสูบน้ำดับเพลิง 3 ชนิด คือ ปั๊มสูบน้ำชนิดควบคุมรักษาระดับแรงดันภายในท่อน้ำดับเพลิง จำนวน 1 เครื่อง ปั๊มสูบน้ำชนิดใช้พลังงานไฟฟ้าจำนวน 2 เครื่อง และปั๊มสูบน้ำด้วยเครื่องดีเซล จำนวน 2 เครื่อง

โรงกลั่นน้ำมันมีปริมาณน้ำสำรองดับเพลิงสูงสุด ประมาณ 37,600 ลูกบาศก์เมตร มาจากบ่อเก็บน้ำดับเพลิง ประมาณ 28,600 ลูกบาศก์เมตร และจากถังเก็บกักที่อยู่บริเวณพื้นที่กระบวนการผลิต ประมาณ 9,000 ลูกบาศก์เมตร ทั้งนี้จากระบบการจ่ายน้ำดับเพลิง โรงกลั่นน้ำมันได้ออกแบบให้สามารถจ่ายน้ำดับเพลิงได้ไม่ต่ำกว่า 6 ชั่วโมงต่อเนื่อง (อ้างอิงจาก Caltex Specification/TAS-S3)

ตารางที่ 2.9-1 ประเภทและจำนวนของอุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัยของโรงกลั่นน้ำมัน
บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน)

ประเภท	จำนวน (จุด)	มาตรฐานการออกแบบ
1. CO ₂ 10 lbs.	107	NFPA 10
2. Dry Chemical 10 lbs.	129	NFPA 10
3. Dry Chemical 20 lbs.	686	NFPA 10
4. Wheel Dry Chemical 125 lbs.	42	NFPA 10
5. Escape Set	31	NFPA 101
6. SCBA 45 min.	75	NFPA 101
7. Hose Reel	54	NFPA 24
8. Fire Cabinet	32	NFPA 14
9. Fire Blanket	4	ANSI/FM 4950
10. Foam Cart	22	NFPA 11
11. Fix Monitor	119	NFPA 24
12. Fire Hydrant	272	NFPA 24
13. One Man Foam	9	NFPA 16
14. Block Valve	144	NFPA 24
15. Water Spray	29	NFPA 15
16. Auto Sprinkler	8	NFPA 13
17. Ground Monitor	10	NFPA 24
18. CO ₂ System	6	NFPA 12
19. FM200	1	NFPA 2001
20. Eye Washer	89	OSHA 29 CFR 1910.151
รวม	1,869	-

ที่มา : บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน), พ.ศ.2560

2.9.4 แผนปฏิบัติการฉุกเฉิน

โรงกลั่นน้ำมันได้จัดทำแผนฉุกเฉิน เพื่อเป็นการเตรียมความพร้อมรองรับและบริหารจัดการกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินขึ้นโดยกำหนดเหตุการณ์ที่จัดว่าเป็นเหตุฉุกเฉินไว้ ดังนี้

- (1) เหตุการณ์ไฟไหม้หรือระเบิด
- (2) เหตุการณ์แก๊ส น้ำมัน และสารเคมีอันตรายรั่วไหลที่ทำให้เกิดผลกระทบต่อสุขภาพอนามัยและสิ่งแวดล้อม

- (3) เหตุการณ์น้ำมันรั่วไหลลงทะเล
- (4) เหตุการณ์การรั่วไหลของรังสี
- (5) เหตุการณ์ที่ทำให้ต้องอพยพผู้ปฏิบัติงานออกจากอาคารหรือพื้นที่ทำงาน
- (6) เหตุการณ์ข่มขู่เรื่องการวางระเบิดหรือพบวัตถุต้องสงสัย
- (7) เหตุการณ์ใดๆ ที่ส่งผลกระทบต่อชื่อเสียงของบริษัท

การกำหนดระดับของเหตุฉุกเฉิน แบ่งออกเป็น 3 ระดับ ดังนี้

ระดับที่ 1 คือ เหตุฉุกเฉินที่สามารถควบคุมและระงับเหตุได้ด้วยพนักงานภายในกะ ซึ่งไม่ต้องการความช่วยเหลือจากหน่วยงานอื่นของโรงกลั่น

ระดับที่ 2 คือ เหตุฉุกเฉินที่ต้องการการสนับสนุนจากทีมอำนวยการในการระงับเหตุ (Duty Rota) ของโรงกลั่น และความช่วยเหลือจากกลุ่มให้ความช่วยเหลือกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน (FIT/B) และอาจต้องการความช่วยเหลือจากหน่วยงานภายนอกที่ได้มีการทำสัญญาตกลงร่วมกันไว้ (EMAG)

ระดับที่ 3 คือ เหตุฉุกเฉินที่ไม่สามารถควบคุมจัดการเองได้ และมีผลกระทบต่อชุมชนและสิ่งแวดล้อม ต้องประสานขอความช่วยเหลือจากหน่วยงานภายนอกโรงกลั่นน้ำมัน และปฏิบัติตามแผนฉุกเฉินของจังหวัดระยอง

โรงกลั่นน้ำมันกำหนดให้มีการฝึกซ้อมตอบโต้เหตุฉุกเฉิน ดังนี้

- (1) การซ้อมเหตุฉุกเฉินระดับ 1 ของทีมระงับเหตุฉุกเฉิน (FIT Team) จำนวน 12 ครั้งต่อกะต่อปี (รวม 48 ครั้งต่อปี)
- (2) การซ้อมเหตุฉุกเฉินระดับ 2 ของทีมระงับเหตุฉุกเฉิน (FIT Team) ร่วมกับทีมอำนวยการระงับเหตุฉุกเฉิน (Duty Rota) จำนวน 2 ครั้งต่อปี

(3) การซ้อมเหตุฉุกเฉินระดับ 3 ของทีมระงับเหตุฉุกเฉิน (FIT Team) ทีมอำนวยการระงับเหตุฉุกเฉิน (Duty Rota) และทีมสนับสนุนจากหน่วยงานภายนอกทั้งราชการและเอกชน จำนวน 1 ครั้งต่อปี

(4) การซ้อมอพยพหนีไฟ จำนวน 4 ครั้งต่อปี

(5) การซ้อมเหตุฉุกเฉินกรณีน้ำมันรั่วไหลลงทะเล (ทางท่อกักเก็บน้ำมันที่บริเวณท่าเทียบเรือ) จำนวน 12 ครั้งต่อปี (เดือนละครั้ง)

(6) การซ้อมการประสานงานและติดต่อสื่อสาร (Table Top Exercise) ของทีมอำนวยการระงับเหตุฉุกเฉิน (Duty Rota Team) เป็นประจำทุกวันศุกร์ในเวลา 13.45-15.00 น.

2.10 ชุมชนสัมพันธ์และการรับเรื่องร้องเรียน

2.10.1 ชุมชนสัมพันธ์

โรงกลั่นน้ำมันมีความมุ่งมั่นที่จะสร้างความสัมพันธ์อันดีกับชุมชน โรงเรียน และหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง เพื่อที่จะได้มีโอกาสให้ข้อมูลข่าวสารด้านมาตรการสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัยของโรงกลั่นน้ำมัน ส่งผลให้ชุมชนรับทราบถึงระบบความปลอดภัย และมีทัศนคติที่ดีต่อโรงกลั่นน้ำมัน จากการดำเนินการที่ผ่านมา โรงกลั่นน้ำมันได้ดำเนินงานด้านชุมชนสัมพันธ์อย่างต่อเนื่องเป็นประจำทุกปี และได้ดำเนินการตรวจสอบประสิทธิภาพของการดำเนินงานด้านชุมชนสัมพันธ์ที่สำคัญด้านต่างๆ ได้แก่ การมอบทุนการศึกษา การจัดสัมมนาเชิงปฏิบัติการ และการออกเยี่ยมชุมชน เป็นต้น

สำหรับการจัดทำแผนกิจกรรมชุมชนสัมพันธ์ประจำปีนั้น โรงกลั่นน้ำมันจะทำการวิเคราะห์จากข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะของชุมชน จากการจัดประชุมและจากการสำรวจความคิดเห็นประจำปีมาร่วมพิจารณา เพื่อให้แผนกิจกรรมชุมชนสัมพันธ์สอดคล้องกับความต้องการของชุมชน โดยการวิเคราะห์แบ่งออกเป็น 4 ด้าน ได้แก่

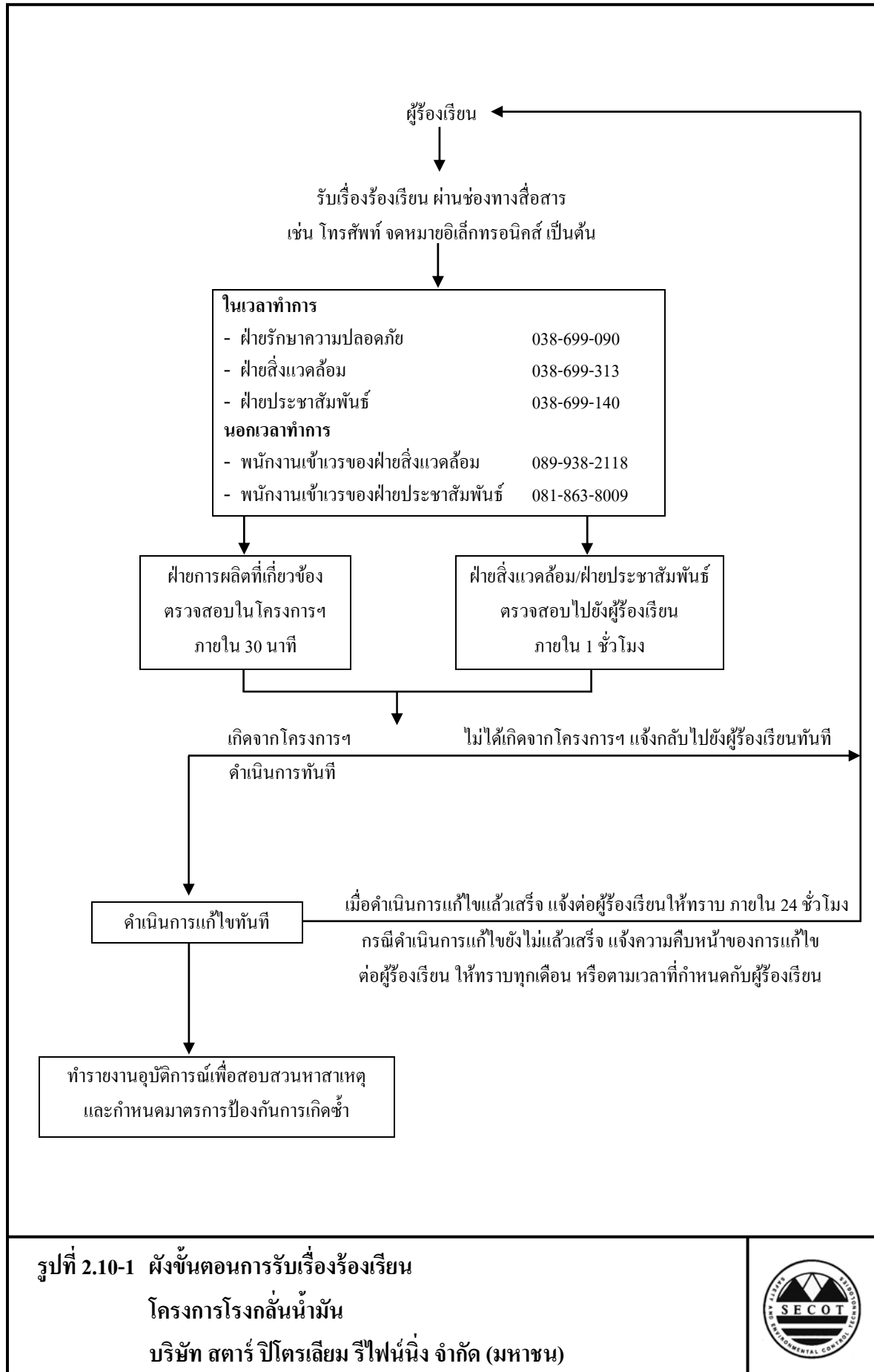
- (1) การติดต่อสื่อสาร ทั้งในภาวะปกติ และภาวะฉุกเฉิน
- (2) การศึกษา ศาสนา และวัฒนธรรม
- (3) คุณภาพชีวิต สังคม เศรษฐกิจ และการประกอบอาชีพ
- (4) สิ่งแวดล้อม สุขภาพ อนามัยและความปลอดภัย

2.10.2 แผนการรับเรื่องร้องเรียน

โรงกลั่นน้ำมันได้จัดเตรียมแผนการรับเรื่องร้องเรียนไว้ เพื่อนำไปปฏิบัติและแจ้งผลการดำเนินงานกลับยังผู้ร้องเรียน โดยเมื่อมีการร้องเรียนเกิดขึ้น โรงกลั่นน้ำมันจะต้องดำเนินการตรวจสอบไปยังผู้ร้องเรียนภายใน 1 ชั่วโมง ซึ่งอยู่ในความรับผิดชอบของฝ่ายสิ่งแวดล้อมและฝ่ายประชาสัมพันธ์ สำหรับฝ่ายการผลิตที่คาดว่าจะมีส่วนเกี่ยวข้องกับข้อร้องเรียน ต้องดำเนินการตรวจสอบภายใน 30 นาที เพื่อหาสาเหตุที่แท้จริงของการร้องเรียนและแจ้งกลับผู้ร้องเรียนภายใน 24 ชั่วโมง นอกจากนี้ ยังกำหนดให้มีการแจ้งประชาสัมพันธ์กับหน่วยงานราชการและชุมชนโดยรอบทราบ ในกรณีที่มีแผนการหยุดดำเนินการเพื่อทำการซ่อมบำรุงหน่วยการผลิต อันอาจจะก่อให้เกิดการรบกวนต่อชุมชนและหน่วยงานภายนอก โดยขั้นตอนการรับเรื่องร้องเรียนดังแสดงในรูปที่ 2.10-1

2.11 การจัดพื้นที่สีเขียว

โรงกลั่นน้ำมันมีพื้นที่สีเขียวบริเวณอาคารสำนักงาน อาคารสันตนาการ และบริเวณริมรั้วของโรงกลั่นน้ำมัน ด้านทิศเหนือ ทิศใต้ ทิศตะวันออก และทิศตะวันตกเฉียงเหนือ คิดเป็นสัดส่วน ร้อยละ 8.64 ของพื้นที่ทั้งหมด หรือคิดเป็นพื้นที่ประมาณ 107 ไร่ 71.14 ตารางวา ผังแสดงพื้นที่สีเขียว ดังแสดงในรูปที่ 2.1-2



รูปที่ 2.10-1 ฟังขั้นตอนการรับเรื่องร้องเรียน

โครงการโรงกลั่นน้ำมัน

บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน)



2.12 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการกับรายละเอียดที่เสนอไว้ ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม

การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ โรงกลั่นน้ำมัน บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน) ระหว่างเดือนมกราคม ถึงมิถุนายน พ.ศ.2565 กับรายละเอียดที่เสนอไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงกลั่นน้ำมัน (ส่วนขยาย ครั้งที่ 3) สามารถสรุปได้ดังแสดงในตารางที่ 2.12-1

**ตารางที่ 2.12-1 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ
กับรายละเอียดที่เสนอไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม
โครงการโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน)
ระหว่างเดือนมกราคม ถึงมิถุนายน พ.ศ.2565**

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ⁽¹⁾		รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ⁽¹⁾
1. ที่ตั้งโครงการ	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง		ไม่เปลี่ยนแปลง
2. ขนาดพื้นที่โครงการ	1,240 ไร่ 9 ตารางวา		ไม่เปลี่ยนแปลง
3. การใช้ประโยชน์พื้นที่	1) พื้นที่อาคารสำนักงาน อาคารสันทนาการ และ สนามกีฬา คิดเป็น ร้อยละ 10.32 2) พื้นที่กระบวนการผลิต คิดเป็น ร้อยละ 19.84 3) พื้นที่ลานถัง คิดเป็น ร้อยละ 43.08 4) พื้นที่สำหรับโครงการที่จะพัฒนาในอนาคต คิดเป็น ร้อยละ 18.12 5) พื้นที่สีเขียว คิดเป็น ร้อยละ 8.64		ไม่เปลี่ยนแปลง
4. วัตถุดิบและผลิตภัณฑ์	<u>วัตถุดิบ</u> - น้ำมันดิบ	<u>ผลิตภัณฑ์</u> - ก๊าซหุงต้ม - โพรพิลีน - แนฟทา - น้ำมันเบนซิน - น้ำมันอากาศยาน - น้ำมันดีเซล - น้ำมันเตาและ ยางมะคอย - ซัลเฟอร์ - ไบโอดีเซล	ไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.12-1 (ต่อ)

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการที่ เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ⁽¹⁾
5. หน่วยการผลิต	<p><u>หน่วยการผลิตหลัก</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1) หน่วยการผลิตน้ำมันดิบ (CDU) 2) หน่วยกลั่นสุญญากาศ (VDU) 3) หน่วยแตกตัวน้ำมันหนัก (RFCCU) <p><u>หน่วยปรับปรุงคุณภาพ</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1) หน่วยกำจัดปรอท (MRU) 2) หน่วยปรับปรุงคุณภาพเนฟทา (NHTU) 3) หน่วยปรับปรุงโครงสร้างโมเลกุลน้ำมันโดยใช้ตัวเร่งปฏิกิริยา (PLF/CCRUI) 4) หน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันหนัก (HVGO-HTU) 5) หน่วยปรับปรุงคุณภาพก๊าซปิโตรเลียมเหลว 6) หน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันเตา 7) หน่วยแยกก๊าซปิโตรเลียมเหลว 8) หน่วยผลิตโพรพิลีน (PGPU) 9) หน่วยผลิตน้ำมันอากาศยาน (Jet Mercox Unit) 10) หน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดีเซล (DHTU) 11) หน่วยปรับปรุงคุณภาพ WCN (WCN-HTU) 12) หน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันเบนซิน (BSU) <p><u>หน่วยสนับสนุนการผลิต</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1) หน่วยฟื้นฟูสภาพสารเอมีน (ARU) 2) หน่วยบำบัดน้ำเสียปนเปื้อนจากระบวนการผลิต (SWS) 3) หน่วยผลิตกำมะถัน (SRU) 4) หน่วยบำบัดก๊าซเสีย (TGTU) <p><u>ถังเก็บวัตถุดิบและผลิตภัณฑ์</u></p> <p>ก่อนโครงการส่วนขยาย ครั้งที่ 3 มีถังเก็บกักวัตถุดิบและผลิตภัณฑ์ จำนวน 68 ถัง และมีการติดตั้งเพิ่มเติมในโครงการส่วนขยาย ครั้งที่ 3 จำนวน 4 ถัง ดังนี้</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) ถัง Fuel Oil (60D355) ปริมาตรใช้งาน 67,500 ลูกบาศก์เมตร 2) ถัง Fuel Oil (60D356) ปริมาตรใช้งาน 40,500 ลูกบาศก์เมตร 	<p>ไม่เปลี่ยนแปลงไป</p> <p>- ถังเก็บกัก Fuel Oil จำนวน 2 ถัง ที่ทำการติดตั้งเพิ่มเติม มีขนาดเล็กกว่าที่ระบุในรายงานฯ คือ 31,000 ลูกบาศก์เมตร ทั้ง 2 ถังนี้ โครงการยังไม่มีแผนติดตั้งถังเก็บกัก LPG ขนาด 2,150 ลูกบาศก์เมตร จำนวน 2 ถัง และท่อขนส่ง เนื่องจากสภาพการชะลอตัวทางเศรษฐกิจ</p>

ตารางที่ 2.12-1 (ต่อ)

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการที่ เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ⁽¹⁾
5. หน่วยการผลิต (ต่อ)	3) ถัง LPG (60D308) ปริมาตรใช้งาน 2,050 ลูกบาศก์เมตร 4) ถัง LPG (60D309) ปริมาตรใช้งาน 2,050 ลูกบาศก์เมตร	ทั้งนี้ ปัจจุบันอยู่ระหว่างการเตรียม เสนอโครงการให้ผู้บริหารพิจารณา ต่อไป
6. การควบคุมมลพิษทางอากาศ	1) มีปล่องระบายอากาศจากแหล่งกำเนิดที่มี กระบวนการเผาไหม้ จำนวน 13 ปล่อง ดังนี้ - RFCCU Stack - CDU Stack - VDU Stack - NHTU/CCRU Stack - DHTU Stack - HVGO-HTU Stack - SRU-TGTU Stack - WCN-HTU Stack - Boiler#1 Stack - Boiler#2 Stack - Boiler#3 Stack - HRSG(GT)#1 - HRSG(GT)#2 2) มีหน่วยบำบัดอากาศจากแหล่งกำเนิดที่ไม่มี กระบวนการเผาไหม้ ได้แก่ ระบบหอเผา ระบบ ควบคุมไอน้ำมันเชื้อเพลิง (VRU Unit)	ไม่เปลี่ยนแปลง
7. การควบคุมมลพิษทางน้ำ	ระบบบำบัดน้ำเสียของโรงกลั่นน้ำมัน มีขั้นตอนดังนี้ 1) หน่วยแยกน้ำมันกับน้ำ (API Separator) ทำ หน้าที่แยกชั้นน้ำและน้ำมัน 2) การกำจัดปรอท โดยการเติมสาร FeCl_3 ตาม ด้วย H_2SO_4 และ NaOH ก่อนเติมสารดักจับ ปรอท คือ NaOCl 3) หน่วย Induced Air Flootation (IAF Unit) เป็น หน่วยช่วยเร่งให้อนุภาคน้ำมันที่แขวนลอยเกิด การแตกตัวออกจากน้ำได้เร็วขึ้น โดยใช้ ฟองอากาศช่วยดักจับอนุภาค 4) หน่วยปรับสภาพ (Equalization) ทำหน้าที่เป็น หน่วยผสม เพื่อควบคุมปริมาณและความ เข้มข้นของสารปนเปื้อนในน้ำเสียให้สม่ำเสมอ	ไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.12-1 (ต่อ)

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการที่ เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ⁽¹⁾
7. การควบคุมมลพิษทางน้ำ (ต่อ)	<p>5) ระบบบำบัดน้ำเสียแบบชีวภาพ (Bioreactor และ Bio-Clarifier) แบบตะกอนเร่ง (Activated Sludge) มีหน้าที่ย่อยสลายสารอินทรีย์ที่เจือปนในน้ำเสียด้วยจุลินทรีย์</p> <p>6) Polishing Pond เป็นบ่อน้ำที่รับน้ำที่ผ่านการบำบัดแล้ว โดยน้ำที่ผ่านการบำบัดจนมีคุณภาพอยู่ในเกณฑ์ที่มาตรฐานกำหนด จะระบายออกไปยังจุดระบายน้ำทิ้งของโรงกลั่นน้ำมัน (Refinery Outfall) เพื่อลงสู่รางระบายน้ำของนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดต่อไป</p>	
8. การจัดการกากของเสีย	<p>กากของเสียจากการดำเนินการของโรงกลั่นน้ำมัน แบ่งเป็น 4 ประเภทหลัก และมีการจัดการดังนี้</p> <p>1) กากของเสียไม่อันตราย จะถูกรวบรวมใส่ภาชนะที่มีฝาปิดมิดชิด เพื่อส่งกำจัดโดยเทศบาลเมืองมาบตาพุด หรือหน่วยงานรับกำจัดกากของเสียที่ได้รับอนุญาตจากราชการ</p> <p>2) กากของเสียอันตราย จะถูกรวบรวมใส่ภาชนะบรรจุที่มีฝาปิดมิดชิด และเก็บไว้ในพื้นที่จัดเก็บ โดยแยกตามประเภท และจัดบันทึกปริมาณและแหล่งกำเนิด พร้อมทั้งติดป้ายแสดงปริมาณที่ภาชนะบรรจุ ก่อนที่จะส่งไปกำจัดโดยหน่วยงานรับกำจัดกากของเสียที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการ</p> <p>3) สารเร่งปฏิกิริยาที่ใช้แล้ว จะถูกรวบรวมใส่ภาชนะที่มีฝาปิดมิดชิดและส่งไปกำจัดโดยหน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการ</p> <p>4) กากของเสียที่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้ จะถูกรวบรวมตามประเภทของกากของเสียและเก็บในพื้นที่จัดเก็บ เพื่อบำบัดให้กับบริษัท หรือหน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการ เพื่อนำกลับไปใช้ใหม่ต่อไป</p>	ไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.12-1 (ต่อ)

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการที่ เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ⁽¹⁾
9. การจัดการด้านอาชีวอนามัย	1) กำหนดนโยบายด้านสิ่งแวดล้อม สุขภาพ อนามัย และความปลอดภัย 2) จัดตั้งคณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อม และคณะทำงานสนับสนุน ด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัยและ สิ่งแวดล้อม	ไม่เปลี่ยนแปลง
10. ชุมชนสัมพันธ์และการรับ เรื่องร้องเรียน	แผนกิจกรรมชุมชนสัมพันธ์ แบ่งออกเป็น 4 ด้าน 1) การติดต่อสื่อสาร ทั้งในภาวะปกติ และภาวะ ฉุกเฉิน 2) การศึกษา ศาสนา และวัฒนธรรม 3) คุณภาพชีวิต สังคม เศรษฐกิจ และการประกอบ อาชีพ 4) สิ่งแวดล้อม สุขภาพ อนามัยและความปลอดภัย	ไม่เปลี่ยนแปลง
11. ชุมชนสัมพันธ์และการรับ เรื่องร้องเรียน (ต่อ)	แผนการรับเรื่องร้องเรียน เมื่อมีการร้องเรียนเกิดขึ้น โรงกลั่นน้ำมันจะ ตรวจสอบไปยังผู้ร้องเรียนภายใน 1 ชั่วโมง ซึ่งอยู่ ในความรับผิดชอบของฝ่ายสิ่งแวดล้อมและฝ่าย ประชาสัมพันธ์ สำหรับฝ่ายการผลิตที่คาดว่าจะมี ส่วนเกี่ยวข้องกับข้อร้องเรียน ต้องดำเนินการ ตรวจสอบภายใน 30 นาที เพื่อหาสาเหตุที่แท้จริง ของการร้องเรียน และแจ้งกลับผู้ร้องเรียนภายใน 24 ชั่วโมง	ไม่เปลี่ยนแปลง
12. พื้นที่สีเขียว	พื้นที่สีเขียว คิดเป็น ร้อยละ 8.64 ของพื้นที่ทั้งหมด หรือประมาณ 107 ไร่ 71.14 ตารางวา	ไม่เปลี่ยนแปลง

หมายเหตุ : ⁽¹⁾ รายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการ โรงกลั่นน้ำมัน (ส่วนขยาย ครั้งที่ 3)