

บทที่ 1



บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาของโครงการ

บริษัท บางจาก ศรีราชา จำกัด (มหาชน) ตั้งอยู่เลขที่ 3195/21-29 ถนนพระรามที่ 4 แขวงคลองตัน เขตคลองเตย กรุงเทพมหานคร 10110 เป็นผู้ประกอบกิจการโรงกลั่นปิโตรเลียม และจำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมแบบครบวงจร อีกทั้งการผลิต และจำหน่ายผลิตภัณฑ์อะโรเมติกส์ และเคมีภัณฑ์อื่นๆ ซึ่งขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมแก่ลูกค้ารายย่อยผ่านทางเครือข่ายที่กว้างขวางของสถานีบริการน้ำมันค้าปลีก รวมทั้งในภาคอุตสาหกรรม ค้าส่ง การบินและการเดินเรือ โดยโรงกลั่นน้ำมันบางจากศรีราชาเริ่มเปิดดำเนินการ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2514 โดยช่วงแรกโครงการมีกำลังการกลั่นปิโตรเลียม 35,000 บาร์เรล/วัน ต่อมาระหว่างดำเนินการจนถึงปัจจุบัน โครงการมีการเพิ่มกำลังการผลิตและเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของโครงการบางประเด็น ซึ่งโครงการได้จัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม เสนอต่อสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) ซึ่งได้รับความเห็นชอบเรียบร้อยแล้ว สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 1-1

โดยในปี พ.ศ. 2552 โครงการได้จัดทำรายงานการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมันของบริษัท เอสโซ่ (ประเทศไทย) จำกัด ซึ่งคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ด้านโครงการอุตสาหกรรมปิโตรเลียม ปิโตรเคมี และเคมี ได้มีมติเห็นชอบในรายงานดังกล่าว ตามหนังสือเลขที่ ทส. 1009.9/4083 ลงวันที่ 4 มิถุนายน พ.ศ. 2552 (เอกสารแนบ 1) และในปี พ.ศ. 2564 โครงการได้มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ศรีราชา ครั้งที่ 6 (โครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5) ตามหนังสือที่ ออก 0303/(ส.4) 10819 ลงวันที่ 11 พฤศจิกายน พ.ศ. 2564 และสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) มีมติรับทราบ ตามหนังสือที่ ทส 1010.8/19153 ลงวันที่ 14 ธันวาคม พ.ศ. 2564 โดยการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ เป็นการปรับปรุงมาตรฐานคุณภาพน้ำมันให้สอดคล้องกับมาตรฐานยูโร 5 โดยยังคงรายละเอียดกระบวนการผลิตหลักเช่นเดิมและมีกำลังการผลิตโดยรวมเท่าเดิม จึงอ้างอิงมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมตามที่ได้รับความเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือเห็นชอบที่ ทส 1009.9/4083 ลงวันที่ 4 มิถุนายน พ.ศ. 2552 เนื่องจากมีความครอบคลุมผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจจะเกิดขึ้นภายหลังการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวแล้ว

ต่อมาในปี พ.ศ. 2566 โครงการได้มีการขอเปลี่ยนแปลงชื่อบริษัท จากเดิมชื่อ “บริษัท เอสโซ่ (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน)” เป็น “บริษัท บางจาก ศรีราชา จำกัด (มหาชน)” จึงได้ดำเนินการจดทะเบียนต่อกรมพัฒนาธุรกิจการค้า กระทรวงพาณิชย์ แล้วเมื่อวันที่ 15 พฤศจิกายน พ.ศ. 2566 และขอทำการเปลี่ยนชื่อโครงการตามหนังสือที่ ทส. 1010.8/19153 ลงวันที่ 14 ธันวาคม พ.ศ. 2564 จาก “โครงการโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ศรีราชา (โครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5)” เป็น “โครงการโรงกลั่นน้ำมันบางจากศรีราชา (โครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5)” เพื่อให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงชื่อของบริษัทฯ (เอกสารแนบ 2) ตามแผนการปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดีเซลและเบนซินพื้นฐานโดยทำให้สัดส่วนของสารกำมะถันในน้ำมันลดลง เพื่อสนับสนุนนโยบายของรัฐในการส่งเสริมคุณภาพอากาศในบรรยากาศ กล่าวคือ คุณภาพของน้ำมันดีเซลสำหรับรถยนต์และเบนซินพื้นฐานในอนาคตของโรงกลั่นน้ำมันบางจากศรีราชาจะสอดคล้องกับมาตรฐานยูโร 5 ซึ่งดำเนินการในระหว่างเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2565-พฤศจิกายน พ.ศ. 2566 ประกอบด้วย กิจกรรมปรับปรุงและติดตั้งเครื่องจักรเพิ่มเติมและทดลองเดินเครื่องจักร และมีกำหนดเวลาบังคับใช้ในวันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2567

ตามที่คณะกรรมการผู้ชำนาญการสำนักงานนโยบายและแผนฯ ได้กำหนดให้โครงการต้องยึดถือและปฏิบัติตาม มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมอย่างเคร่งครัด และโครงการต้องเสนอรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ดังกล่าว ต่อหน่วยงานที่เกี่ยวข้องทราบทุก 6 เดือน ดังนั้น เพื่อเป็นการติดตามตรวจสอบผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม จึงได้มอบหมายให้ บริษัท ยูโนเด็ค แอนนาลิสต์ แอนด์ เอ็นจิเนียริง คอนซัลแตนท์ จำกัด ดำเนินการ ติดตามตรวจสอบผลการปฏิบัติตามมาตรการของโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน พร้อมทั้งจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการดังกล่าว เพื่อนำเสนอต่อหน่วยงานที่เกี่ยวข้องต่อไป

รายงานฉบับนี้เป็นรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ในระยะดำเนินการ ระหว่างเดือนมกราคม-มิถุนายน พ.ศ. 2568

ตารางที่ 1-1 ลำดับการดำเนินการ บริษัท บางจาก ศรีราชา จำกัด (มหาชน)

ลำดับ	ปี	รายละเอียด
1	พ.ศ. 2512	- เริ่มก่อสร้างโรงกลั่นน้ำมัน ซึ่งขณะนั้นประกอบด้วยส่วนการกลั่นน้ำมันดิบและส่วนปรับปรุงคุณภาพปิโตรเลียม 1 สายการผลิต
2	พ.ศ. 2528	- เพิ่มการกลั่นน้ำมันดิบของสายการผลิตที่ 1 เป็น 63,000 บาร์เรล/วัน
3	พ.ศ. 2532	- ทำให้มีกำลังการกลั่นน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นเป็น 70,000 บาร์เรล/วัน
4	พ.ศ. 2535	- ปรับปรุงการผลิตเพื่อผลิตน้ำมันที่มีคุณภาพตามข้อกำหนดที่ถูกปรับปรุงใหม่ในขณะนั้น โดยมีการลดสารตะกั่วและสารเบนซินในน้ำมันเบนซินพื้นฐานและลดกำมะถันในน้ำมันดีเซล - ขยายกำลังการกลั่นน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นเป็น 82,000 บาร์เรล/วัน
5	พ.ศ. 2536	- ได้รับความเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือเห็นชอบเลขที่ วว 0804/2657 ลงวันที่ 19 เมษายน พ.ศ. 2536 โดยมีการขยายส่วนการกลั่นน้ำมันดิบเพิ่มเติมอีกหนึ่งสายการผลิตทำให้มีการติดตั้งเครื่องจักรและระบบสาธารณูปโภคเพิ่มเติมดังนี้ <ul style="list-style-type: none">▪ ติดตั้งส่วนการกลั่นน้ำมันดิบและปรับปรุงคุณภาพปิโตรเลียมสายการผลิตที่ 2 เพิ่มเติม▪ ติดตั้งส่วนแปรรูปน้ำมันหนักให้เป็นน้ำมันเบา (Fluidized Catalytic Cracking Unit; FCCU) โดยนำสารไฮโดรคาร์บอนโมเลกุลใหญ่จากส่วนล่างของหอกลั่นน้ำมันดิบ (หรือเรียกว่า Atmospheric Resid) มาแตกโมเลกุลให้กลายเป็นสารไฮโดรคาร์บอนที่มีขนาดเล็กก่อนกลั่นแยกเพื่อนำไปผสมเป็นน้ำมันสำเร็จรูปที่มีมูลค่าสูงขึ้น เช่น น้ำมันเบนซินพื้นฐาน น้ำมันดีเซล เป็นต้น▪ ติดตั้ง Gas Turbine Generation 2 ชุด (GTG-1 และ GTG-2) เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า▪ ติดตั้งหน่วยผลิตน้ำจืดจากน้ำทะเล (Seawater Desalination Plant)▪ ติดตั้งหอหล่อเย็น (Cooling Tower)
6	พ.ศ. 2539	- ได้รับความเห็นชอบจาก สผ. มีรายละเอียดดังนี้ <ul style="list-style-type: none">▪ ขยายกำลังการกลั่นน้ำมันดิบของสายการผลิตที่ 2 โดยการ De-bottleneck▪ ติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติมเพื่อลดกำมะถันในน้ำมันดีเซล
7	พ.ศ. 2541	- ได้รับความเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือเห็นชอบเลขที่ วว 0804/8451 ลงวันที่ 23 มิถุนายน พ.ศ. 2541 โครงการผลิตอะโรมาติกส์ (Thailand Aromatics Recovery Project; TARP) โดยมีการติดตั้งส่วนการผลิตอะโรมาติกส์ (Parex Unit) เพื่อนำ reformat ที่ได้จากกระบวนการกลั่นน้ำมันดิบมาผลิตเป็นสารพาราไซลีน และ Isomerization Benzene

ตารางที่ 1-1 (ต่อ) ลำดับการดำเนินการ บริษัท บางจาก ศรีราชา จำกัด (มหาชน)

ลำดับ	ปี	รายละเอียด
8	พ.ศ. 2543	- ได้รับความเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือเห็นชอบเลขที่ วว 0804/5751 ลงวันที่ 2 พฤษภาคม พ.ศ. 2543 ของโครงการผลิตอะโรมาติกส์ เพื่อติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้า Gas Turbine Generation เพิ่มขึ้นอีก 1 ชุด (GTG-3)
9	พ.ศ. 2546	- ได้รับความเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือเห็นชอบเลขที่ ทส 1009/1365 ลงวันที่ 14 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2546 เพื่อเปลี่ยนแปลงความถี่ในการตรวจวัดไฮโดรคาร์บอน เบนซีน โทลูอีน และไซลีน
10	พ.ศ. 2547	- ได้รับความเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือเห็นชอบเลขที่ ทส 1009/2123 ลงวันที่ 24 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2547 ของโครงการโรงงานผลิตอะโรมาติกส์ เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตของส่วนการผลิตสารอะโรมาติกส์ (Parex Unit) ทำให้กำลังการผลิต paraxylene เพิ่มขึ้นจาก 8,600 เป็น 10,800 บาร์เรล/วัน
11	พ.ศ. 2552	- ได้รับความเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือเห็นชอบเลขที่ ทส 1009.9/4083 ลงวันที่ 4 มิถุนายน พ.ศ. 2552 โครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน เพื่อให้สอดคล้องกับมาตรฐาน EURO IV และมาตรฐานที่กำหนดโดยมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ซึ่งจะมีผลบังคับใช้ใน พ.ศ. 2555 โดยคาดว่าจะมีผลทำให้สามารถลดการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์และสารเบนซีนออกสู่บรรยากาศทางอ้อม (ถูกระบายจากพาหนะที่ใช้ น้ำมัน) โดยรวมประมาณ 2,220 และ 53 ตัน/ปี ตามลำดับ
12	พ.ศ. 2564	- ได้รับความเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือเห็นชอบเลขที่ ทส 1010.8/19153 ลงวันที่ 14 ธันวาคม พ.ศ. 2564 รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ศรีราชา (ครั้งที่ 6) เพื่อปรับปรุงคุณภาพของน้ำมันดีเซลสำหรับยานยนต์และน้ำมันเบนซินพื้นฐานให้สอดคล้องกับมาตรฐานยูโร 5

1.2 วัตถุประสงค์

1. เพื่อติดตามตรวจสอบผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ระหว่างเดือนมกราคม-มิถุนายน พ.ศ. 2568
2. เพื่อติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมันบริษัท บางจาก ศรีราชา จำกัด (มหาชน) ในระยะดำเนินการ
3. เพื่อจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม พร้อมทั้งนำมาเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบในช่วงที่ผ่านมา และนำเสนอต่อหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

1.3 รายละเอียดโครงการ

1.3.1 ที่ตั้งโครงการ สภาพปัจจุบันของที่ดินโครงการ

โครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน บริษัท บางจาก ศรีราชา จำกัด (มหาชน) ตั้งอยู่ในเขตบ้านแหลมฉะเชิงเทรา ตำบลทุ่งสุขลา อำเภอศรีราชา จังหวัดชลบุรี มีพื้นที่โครงการประมาณ 710 ไร่ แสดงดังรูปที่ 1-1 ซึ่งอาณาเขตติดต่อโดยรอบพื้นที่โครงการ มีรายละเอียดดังนี้

ทิศเหนือ	ติด	คลังน้ำมัน บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และเขาภูใบ
ทิศใต้	ติด	คลังน้ำมันไทยออยล์ นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง และชุมชนบ้านแหลมฉะเชิงเทรา
ทิศตะวันออก	ติด	พื้นที่ว่างของบริษัทฯ นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง และชุมชนบ้านทุ่ง
ทิศตะวันตก	ติด	ทะเลอ่าวไทย และเขาบ่อยา

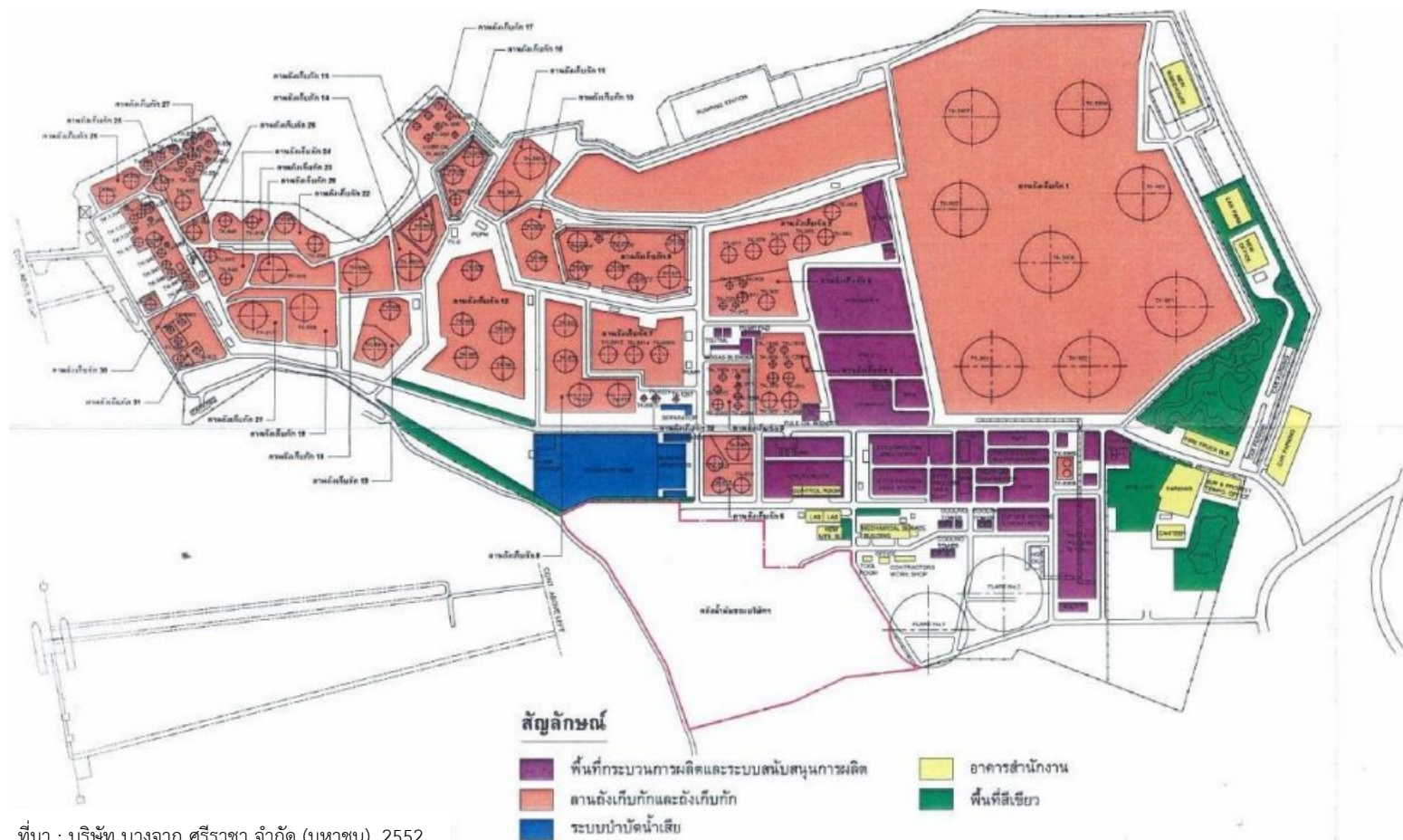


1.3.2 การใช้ประโยชน์ที่ดินข้างเคียง

พื้นที่ส่วนใหญ่ของโครงการถูกจัดสรรเพื่อใช้เป็นลานถังกักเก็บวัตถุดิบ และผลิตภัณฑ์ สำหรับพื้นที่ที่เหลือได้ถูกจัดสรรให้เป็นที่ตั้งของกระบวนการผลิต ระบบเสริมการผลิต ระบบสาธารณูปโภค พื้นที่เพื่อรอการพัฒนาอุตสาหกรรม และพื้นที่สีเขียว แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 1-2 และรูปที่ 1-2

ตารางที่ 1-2 การใช้ประโยชน์ที่ดินของโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน

ประเภทการใช้ประโยชน์ที่ดิน	พื้นที่ (ไร่)	ร้อยละ
1. พื้นที่ส่วนการผลิต และระบบสนับสนุนการผลิต	72	10.14
2. พื้นที่ของสำนักงาน	31	4.37
3. ถังกักเก็บ และลานถังกักเก็บ	342	48.17
4. ระบบบำบัดน้ำเสีย	14	1.97
5. พื้นที่สีเขียว	36	5.07
6. ถนนและพื้นที่ว่างระหว่างพื้นที่ส่วนการผลิตต่างๆ	215	30.28
รวม	710	100



ที่มา : บริษัท บางจาก ศรีราชา จำกัด (มหาชน), 2552

1.3.3 การเปลี่ยนแปลงสารเร่งปฏิกิริยาที่ใช้ในกระบวนการผลิต

สารเร่งปฏิกิริยาที่มีการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ คือ สารเร่งปฏิกิริยาเคมีที่มีนิกเกิล-โมลิบดีนัม (NiMo catalyst) และโคบอล-โมลิบดีนัม (CoMo-catalyst) เป็นองค์ประกอบหลัก และสารเร่งปฏิกิริยา Minalk โดยรายละเอียดที่เกี่ยวข้องกับสารเร่งปฏิกิริยาเคมีในการเปลี่ยนแปลง คือ

- 1) ปรับปรุงสารเร่งปฏิกิริยาเคมีที่มีประสิทธิภาพในการแยกกำมะถันออกจากน้ำมันเครื่องเพิ่มขึ้น
- 2) เพิ่มปริมาณการใช้สารเร่งปฏิกิริยาเคมีและวัสดุเฉื่อย (inert ball) เนื่องจากมีการเพิ่มความถี่ในการเปลี่ยนสารเร่งปฏิกิริยาเคมีที่เสื่อมสภาพและมีการใช้สารเร่งปฏิกิริยาเพิ่มขึ้นในหน่วยลด PAH ที่ติดตั้งเพิ่มภายหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้

(1) ก่อนการเปลี่ยนแปลงมาตรฐานยูโร 5

ปัจจุบันโรงกลั่นฯ มีใช้ NiMo catalyst ในหน่วยกำจัดกำมะถัน Naphtha Hydrofiner (NHF-1/2) และ SCANfiner ที่ถึงปฏิกิริยาตัวที่ 1 ส่วน CoMo catalyst มีการใช้งานในหน่วยกำจัดกำมะถัน Kerosene Hydrofiner (KHF-/2) Gas Oil Hydrofiner (GOHF-1/2) และ SCANfiner ที่ถึงปฏิกิริยาตัวที่ 2 ซึ่งล้วนมีหน้าที่เป็นตัวช่วยให้เกิดปฏิกิริยาทำให้กำมะถันที่อยู่ในรูปของสารอินทรีย์ที่ปนเปื้อนในผลิตภัณฑ์ให้เปลี่ยนอยู่ในรูปของ H_2S ก่อนถูกแยกออกจากผลิตภัณฑ์ด้วยกลไกการดูดซับด้วยสารละลาย MEA ต่อไป สำหรับ Minalk catalyst มีการใช้ที่หน่วยการผลิต Cat naphtha minalk เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการทำปฏิกิริยาเคมีลด Mercaptan Sulfur ส่วนวัสดุเฉื่อย (inert ball) และวัสดุดิบและสารเคมีอื่นๆ ยังคงใช้ชนิดเดิม

(2) หลังการเปลี่ยนแปลงมาตรฐานยูโร 5

ภายหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ โรงกลั่นฯ จะมีความต้องการใช้สารเร่งปฏิกิริยาเคมีที่มีนิกเกิล-โมลิบดีนัมเป็นองค์ประกอบหลัก (NiMo catalyst) สำหรับหน่วย NHF, SCANfiner และหน่วยลด PAH ซึ่งเป็นส่วนการผลิตที่มีการติดตั้งเพิ่มขึ้นในหน่วยกำจัดกำมะถันออกจากน้ำมันดีเซล (GOHF-2&3) เพื่อลด PAH ส่งผลให้โรงกลั่นฯ มีความต้องการใช้ NiMo catalyst เพิ่มขึ้นจากเดิมประมาณ 15 ตัน/ปี เป็นประมาณ 50 ตัน/ปี ซึ่งจากปริมาณการใช้ที่เพิ่มขึ้นดังกล่าวส่งผลให้โครงการมีปริมาณเที่ยวการขนส่งเพิ่มขึ้นจากเดิม 1 ครั้ง/ 2 ปี เป็นอย่างน้อยปีละ 2 ครั้ง (พิจารณากรณีที่มีการเปลี่ยน NiMo catalyst ที่เสื่อมสภาพของหน่วย NHF และ SCANfiner และหน่วยลด PAH (ติดตั้งใหม่) ในช่วงเวลาเดียวกันในช่วงหยุดซ่อมบำรุง)

ส่วนความต้องการใช้สารเร่งปฏิกิริยาที่มีโคบอล-โมลิบดีนัมเป็นองค์ประกอบหลัก (CoMo catalyst) จะมีปริมาณการใช้เพิ่มขึ้นจากเดิมประมาณ 476 ตัน/ปี เป็นประมาณ 540 ตัน/ปี แต่เนื่องจากโครงการได้ปรับปรุงระบบขนส่งให้มีประสิทธิภาพมากขึ้นทำให้สามารถลดจำนวนเที่ยวลดลงเหลือ 14 ครั้ง/ปี จากเดิม 24 ครั้ง/ปี

สำหรับความต้องการใช้สารเร่งปฏิกิริยา Minalk ที่ใช้ในการกำจัดกำมะถันออกจาก cracked naphtha ภายหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ โครงการได้มีการปรับปรุงของสารเร่งปฏิกิริยาดังกล่าวส่งผลให้มีปริมาณการใช้ลดลงเหลือประมาณ 30 ตัน/ปี จากเดิมประมาณ 80 ตัน/ปี ซึ่งจากปริมาณการใช้ที่ลดลงส่งผลให้โครงการมีปริมาณเที่ยวการขนส่งลดลงจากเดิม 5 ครั้ง/ปี เป็น 1 ครั้ง/ปี

จากการเปลี่ยนแปลงปริมาณการใช้สารเร่งปฏิกิริยารวมถึงการเพิ่มหน่วยลด PAH ส่งผลให้ความต้องการใช้วัสดุเฉื่อย (inert ball) สำหรับรองรับสารเร่งปฏิกิริยาในถังปฏิกิริยาเคมีของโครงการภายหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้เพิ่มขึ้นจากเดิมประมาณ 60 ตัน/ปี เป็นประมาณ 90 ตัน/ปี แต่เนื่องจากโครงการได้ปรับปรุงระบบขนส่งให้มีประสิทธิภาพมากขึ้นทำให้สามารถลดจำนวนเที่ยวลดลงเหลือ 3 ครั้ง/ปี จากเดิม 6 ครั้ง/ปี

ทั้งนี้ สารเร่งปฏิกิริยาและวัสดุเฉื่อยดังกล่าวข้างต้น ภายหลังการเสื่อมสภาพ โดยจะถูกรวบรวมเพื่อส่งให้หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมนำไปกำจัดหรือส่งไปฟื้นฟูสภาพที่บริษัทผู้ผลิต/ผู้ให้บริการต่อไป

ตารางที่ 1-3 แหล่งที่มา ปริมาณการเก็บกักสารเร่งปฏิกิริยาที่ใช้ในโรงกลั่นฯ ก่อนและหลังการเปลี่ยนแปลงมาตรฐานยูโร 5

รายละเอียด	แหล่งที่มา	การใช้ประโยชน์	ปริมาณ (ตัน/ปี)		การขนส่ง	ความถี่การขนส่ง		วิธีการกักเก็บ
			ก่อนเปลี่ยน	หลังเปลี่ยน		ก่อนเปลี่ยน	หลังเปลี่ยน	
- CoMo catalyst	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่ GOHF, KHF และ SCANfiner	476	540	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	24 เที่ยว/ปี	14 เที่ยว/ปี	บรรจุในภาชนะปิดมิดชิด เช่น ถัง 200 ลิตร Cugar Sag เป็นต้น ก่อนขนส่งเข้าโรงกลั่นฯ และเก็บพักในอาคาร
- NiMo catalyst	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่ NHF, SCANfiner และหน่วยลด PAH	15	50	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	1 เที่ยว/ 2 ปี	2 เที่ยว/ปี	บรรจุในภาชนะปิดมิดชิด เช่น ถัง 200 ลิตร Cugar Sag เป็นต้น ก่อนขนส่งเข้าโรงกลั่นฯ และเก็บพักในอาคาร
- Minalk catalyst	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาในหน่วย Minalk เพื่อกำจัดกำมะถันออกจาก vracked naphtha	80	30	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	5 เที่ยว/ปี	1 เที่ยว/ปี	บรรจุในถัง 200 ลิตร ก่อนขนส่งเข้าโรงกลั่นฯ และเก็บพักในอาคาร
- Inert Ball	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นวัสดุเฉื่อยรองรับสารเร่งปฏิกิริยาในถังปฏิกริยาเคมี	60	20	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	6 เที่ยว/ปี	3 เที่ยว/ปี	บรรจุในถัง 200 ลิตร ก่อนขนส่งเข้าโรงกลั่นฯ และเก็บพักในอาคาร

หมายเหตุ: ปริมาณตัวเลขข้างต้นได้จากการประมาณการณโดยสังเขป

ข้อความที่ขีดเส้นใต้ หมายถึง ข้อมูลที่มีการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้

ที่มา: บริษัท บางจาก ศรีราชา จำกัด (มหาชน), 2564

1.3.4 การเลือกใช้น้ำมันดิบที่มีคุณภาพและมีปริมาณกำมะถันต่ำ

โรงกลั่นฯ จะพิจารณาเปลี่ยนแปลงคุณภาพน้ำมันดิบที่นำมาใช้ในการกลั่นให้มีค่ากำมะถันลดลง เพื่อให้ได้ผลิตภัณฑ์ที่มีคุณภาพตามมาตรฐานยูโร 5 โดยคาดว่าน้ำมันดิบที่จะนำมาใช้ผลิตน้ำมันมาตรฐานยูโร 5 จะมีค่ากำมะถันเฉลี่ยลดลงประมาณร้อยละ 10 ถึงร้อยละ 50 เมื่อเทียบกับน้ำมันดิบที่นำมาใช้ในปัจจุบัน ทั้งนี้จะทำให้ปริมาณกำมะถันทั้งหมดในระบบมีค่าลดลง

1.3.5 ผลิตภัณฑ์

1) น้ำมันดีเซล (Automotive Diesel Oil: ADO) ผลิตได้จากการนำ Gasoil และ Cracked Distillate ที่กลั่นได้และผ่านการปรับปรุงคุณภาพแล้วมาผสมเป็นน้ำมันดีเซล น้ำมันดีเซลที่ผลิตได้จะมีองค์ประกอบของกำมะถันร้อยละ 0.005 (โดยน้ำหนัก)

2) น้ำมันเบนซิน (Motor Gasoline: Mogas) ผลิตได้จากการนำเนฟทาที่ได้ออกจากกระบวนการกลั่นมาผสมกับ Reformate ที่แยกได้จากส่วนผลิตสารอะโรมาติกส์หรือ Parex Unit น้ำมันเบนซินที่ผลิตได้จะมีองค์ประกอบของกำมะถันร้อยละ 0.005 (โดยน้ำหนัก) และมีองค์ประกอบของสารเบนซินร้อยละ 1.0 (โดยปริมาตร)

3) น้ำมันเตา (Fuel Oil) ผลิตจากน้ำมันส่วนล่างของหอกลั่นน้ำมันดิบ หอกลั่นสุญญากาศ และ FCCU Fractionator

4) Benzene Heart-Cut เป็นผลิตภัณฑ์พลอยได้ที่มีสารเบนซินเป็นตัวประกอบประมาณร้อยละ 30-40 ซึ่งได้จากการแยกออกจาก Reformate ในหอ Benzene Heart-Cut ที่ติดตั้งเพิ่มเติม เพื่อทำให้น้ำมันเบนซิน มีสัดส่วนของสารเบนซินได้ตามข้อกำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำมัน โดยมี Benzene Heart-Cut เป็นผลิตภัณฑ์พลอยได้ประมาณ 300 ตัน/วัน

5) ก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas) เป็นผลิตภัณฑ์พลอยได้ที่ได้จากหน่วยกลั่นน้ำมันจะนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในหน่วยผลิตภายในโรงกลั่นฯ

6) น้ำมันเครื่องบิน (Jet Fuel) เป็นการนำ Kerosene ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์ที่ได้จากหอกลั่นน้ำมันดิบมาผลิตเป็นน้ำมันเครื่องบิน สัดส่วนของน้ำมันเครื่องบินจะเปลี่ยนแปลงไปตามความต้องการ

7) ก๊าซปิโตรเลียมเหลว เป็นผลิตภัณฑ์ที่ได้จากกระบวนการกลั่น สัดส่วนของก๊าซปิโตรเลียมเหลวเปลี่ยนแปลงไปตามความต้องการ

1.3.6 การปรับปรุงอุปกรณ์และเครื่องจักรในกระบวนการผลิต

หลักการสำคัญในการลดกำมะถันออกจากร้ำมันเบนซินพื้นฐานและน้ำมันดีเซลเพื่อให้มีองค์ประกอบสอดคล้องกับมาตรฐานยูโร 5 ที่มีกำหนดเวลาบังคับใช้ในวันที่ 1 มกราคม 2567 คือ คัดเลือกน้ำมันดิบที่มีกำมะถันต่ำป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิต และปรับปรุงสารเร่งปฏิกิริยาเคมีในบางถังปฏิกิริยาให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น ดังนั้น กำมะถันเหลวที่เป็นผลิตภัณฑ์พลอยได้จะลดลงเหลือประมาณ 47.4 ตัน/วัน จากเดิม 79.1 ตัน/วัน ดังตารางที่ 1-4 และรูปที่ 1-3 ทั้งนี้ปริมาณกำมะถันเหลวที่ผลิตได้ภายหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้จะมีปริมาณลดลง เมื่อเปรียบเทียบกับข้อมูลเดิมที่เคยได้นำเสนอไว้ในรายงานฯ โครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำดิบ มาตรฐานยูโร 4 เนื่องจากโรงกลั่นฯ มีการเลือกใช้น้ำมันดิบที่มีคุณภาพและมีปริมาณกำมะถันต่ำ

ตารางที่ 1-4 ปริมาณกำมะถันที่ถูกแยกออกจากน้ำมันพื้นฐานต่างๆ

หน่วยแยกกำมะถันออกจากน้ำมันพื้นฐาน	กำมะถันที่ถูกแยกออกจากน้ำมันพื้นฐาน และถูกป้อนเข้า Sulfur Recovery Unit (SRU)	
	ก่อนปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน	หลังปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน
1. หน่วยกำจัด Sulfur ออกจาก Gasoil & Cracked Naphtha		
1.1 Gasoil Hydrofiner (GOHF 2)	7.4	6.3
1.2 Gasoil Hydrofiner (GOHF 3)	68.2	38.6
2. หน่วยกำจัด Sulfur ออกจาก Naphtha		
2.1 Naphtha Hydrofiner (NHF)	1.5	1.3
2.2 Selective Catalyst Naphtha Fining (SCANfiner)	1.2	0.7
3. หน่วยกำจัด Sulfur ออกจาก Kerosene		
3.1 Kerosene Hydrofiner (KHF)	0.8	0.5
รวม	79.1	47.4

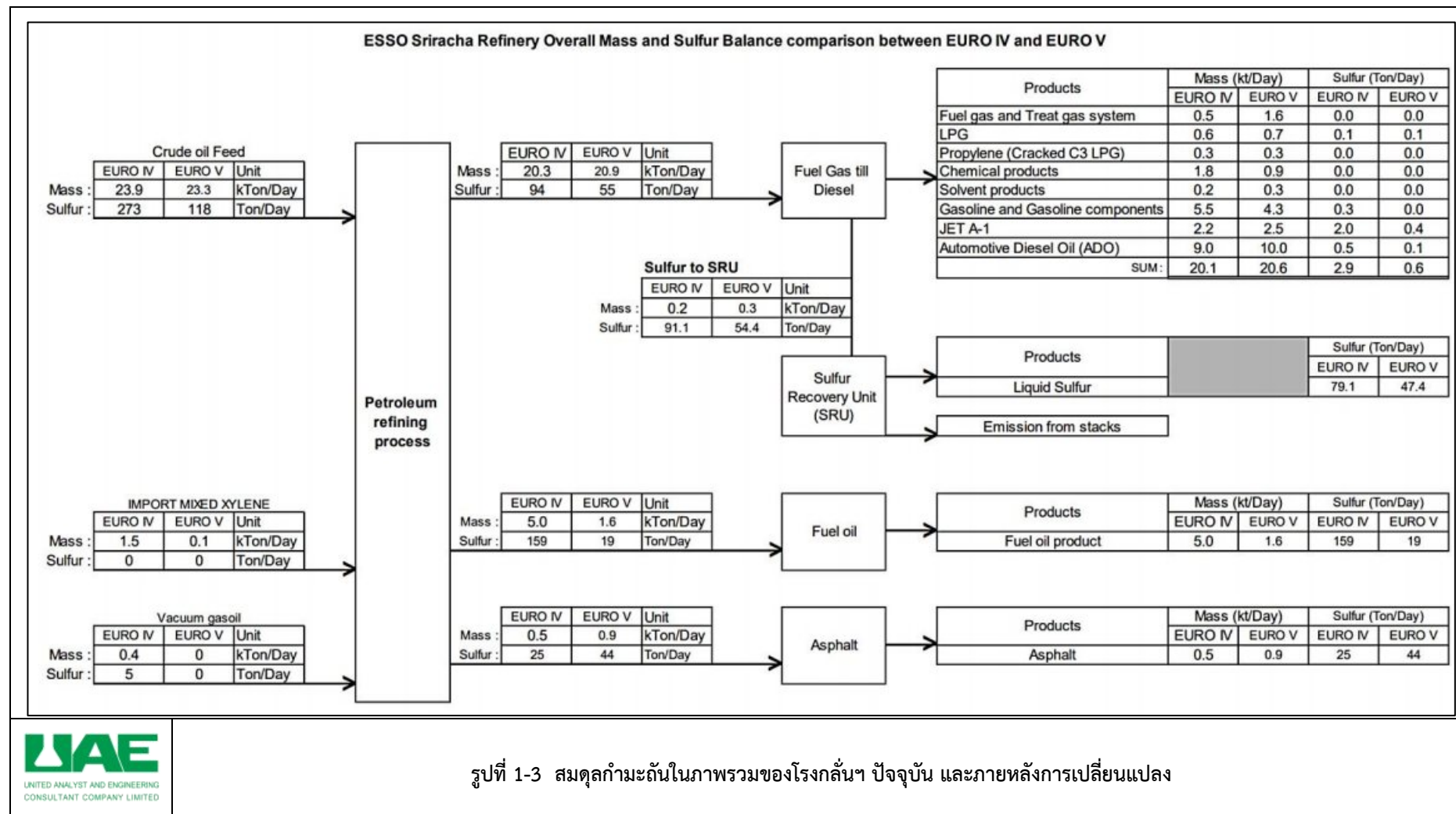
หมายเหตุ: ตัวเลขต่างๆ เป็นค่าที่ได้จากการออกแบบ อาจเปลี่ยนแปลงได้ตามลักษณะของวัตถุดิบ (น้ำมันดิบ) และสภาวะของตลาด

ที่มา: บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน), 2564

ปัจจุบันโรงกลั่นฯ มีการติดตั้งถังเก็บกักกำมะถันเหลว จำนวน 3 ถัง แต่ละถังมีการควบคุมอุณหภูมิอยู่ในช่วง 130-160 องศาเซลเซียส เพื่อป้องกันผลิตภัณฑ์ที่อยู่ในถังแข็งตัว ถังข้างต้นสามารถเก็บกักกำมะถันเหลวได้โดยรวม 1,300 ตัน (แต่ละถังมีความจุ 250, 250 และ 800 ตัน ตามลำดับ) เมื่อดำเนินโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมันจะมีกำมะถันเหลวเป็นผลิตภัณฑ์พลอยได้ 47.4 ตัน/วัน ดังนั้น ถังเก็บกักข้างต้นสามารถเก็บกักกำมะถันเหลวได้นานประมาณ 26 วัน (กรณีที่ไม่มีการจำหน่ายสู่ภายนอก) อย่างไรก็ตาม ปัจจุบันมีการขนส่งกำมะถันเหลวเพื่อจำหน่ายให้กับลูกค้าทุกวันที่มีปริมาณ 40-60 ตัน/วัน จึงทำให้ถังเก็บกักข้างต้นมีความเพียงพอในการเก็บกักกำมะถันเหลวที่เกิดขึ้น

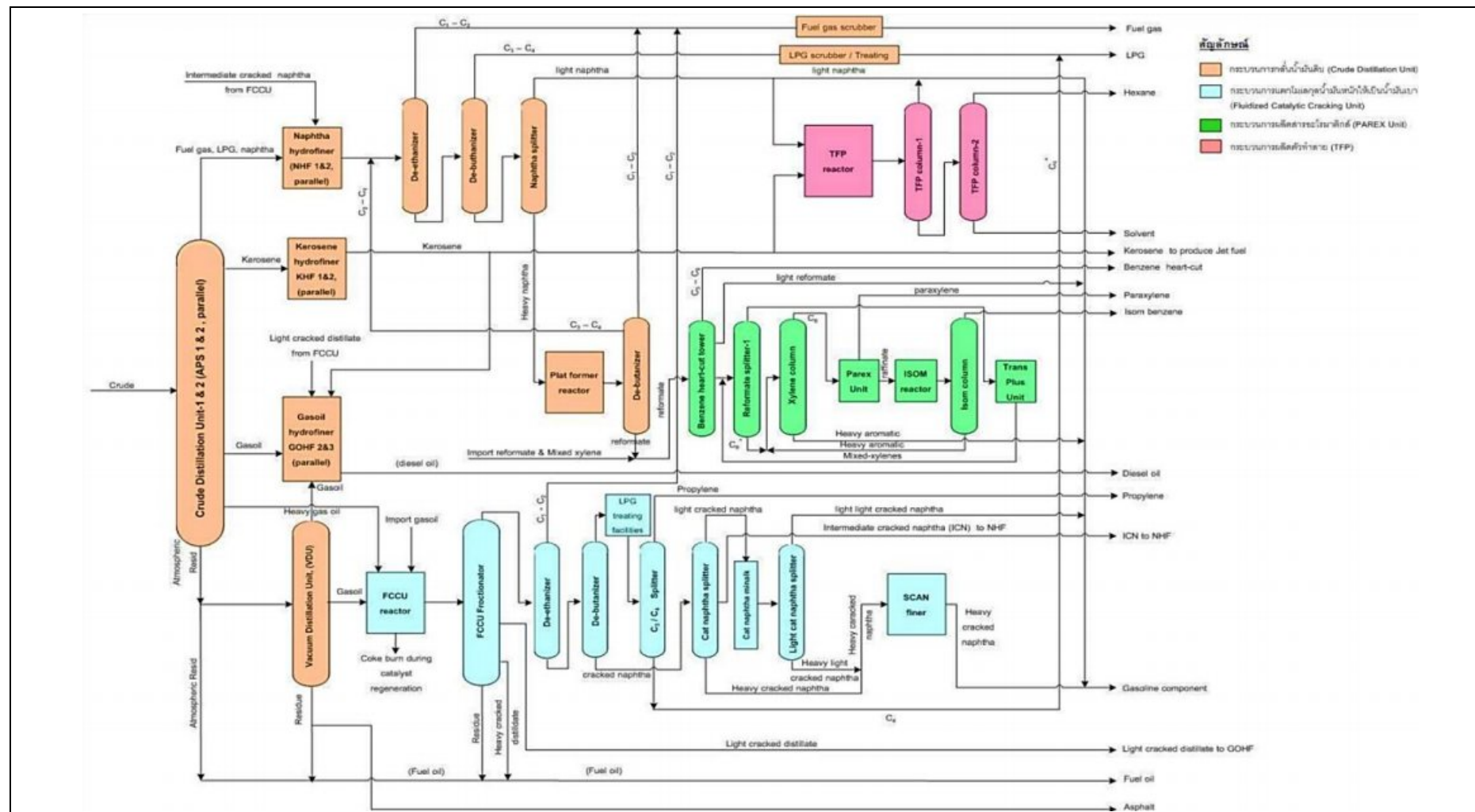
การปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดีเซลและน้ำมันเบนซินพื้นฐานในครั้งนี้มีผลให้ต้องปรับปรุงและเพิ่มเติมอุปกรณ์บางส่วน
ของโรงกลั่นฯ สำหรับผังการไหล (Process Flow Diagram) ของโรงกลั่นฯ ปัจจุบันและภายหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี
รูปที่ 1-3 และรูปที่ 1-4

การปรับปรุงอุปกรณ์และเครื่องจักรในกระบวนการผลิตเดิมของโรงกลั่นฯ เพื่อปรับปรุงคุณภาพน้ำมันแยกได้เป็น
2 ส่วน ตามแต่ละชนิดน้ำมัน ได้แก่ การปรับปรุงคุณภาพน้ำมันเบนซินพื้นฐาน และการปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดีเซล
โดยไม่ทำให้ความสามารถในการกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมสูงสุดเปลี่ยนแปลงไป สำหรับคุณสมบัติกำมะถันของการกลั่นที่
Crude Distillation Unit ก่อนและหลังการปรับปรุงกระบวนการผลิต ดังรูปที่ 1-5 ถึงรูปที่ 1-6 ทั้งนี้ การเปลี่ยนแปลง
ปริมาณผลิตภัณฑ์ที่ประมาณการณ่วันี้เป็นประมาณการณ่จากค่าที่ใช้ในการคำนวณในการออกแบบเท่านั้น แต่ในการ
ผลิตจริงปริมาณผลิตภัณฑ์ที่ได้ยังขึ้นอยู่กับปัจจัยอื่นๆ ร่วมด้วย เช่น ประเภทหรือลักษณะของวัตถุดิบที่ใช้ เป็นต้น
ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้



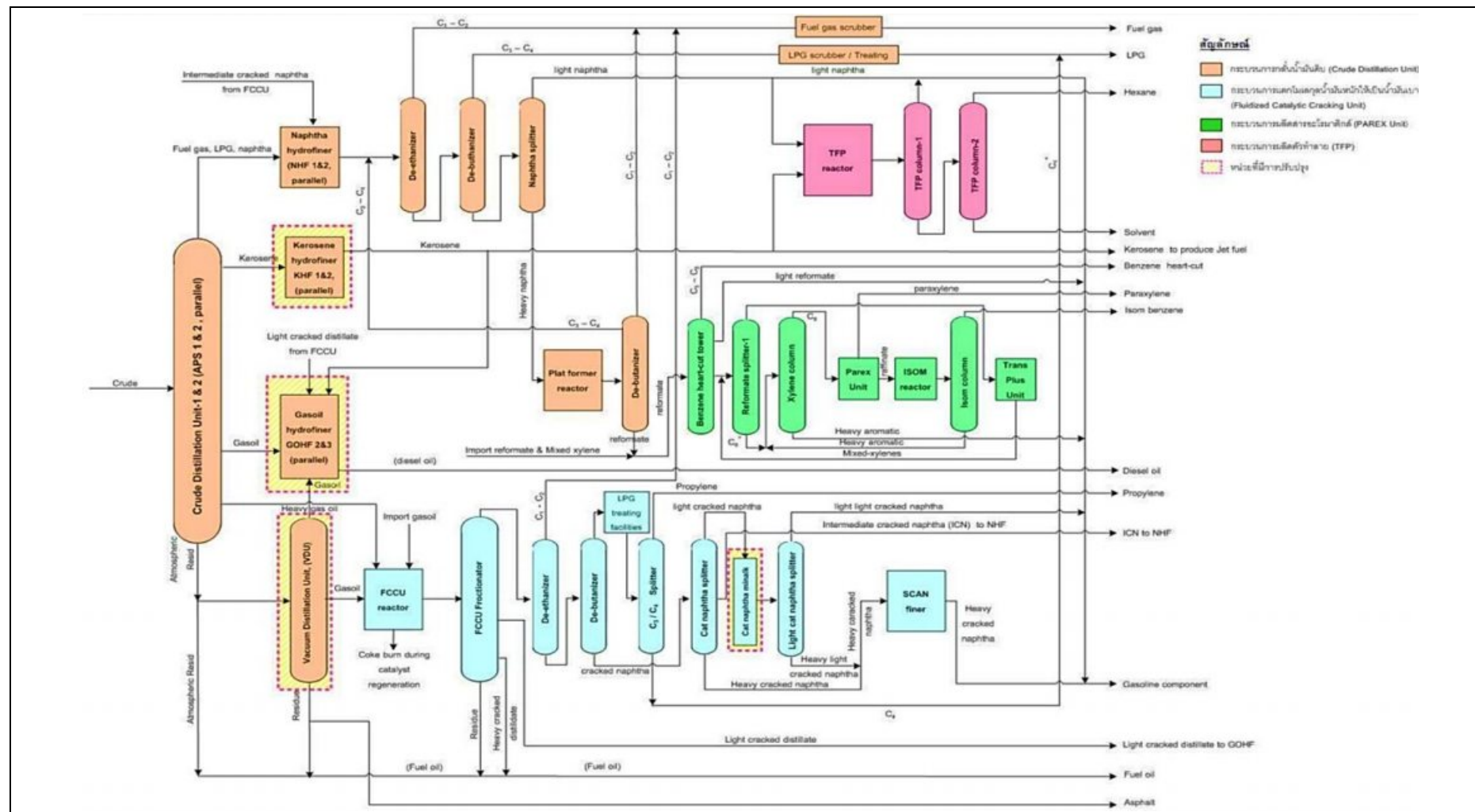
หมายเหตุ : ค่าตัวเลขเป็นค่าประมาณการเบื้องต้นเท่านั้น อาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ตามสภาพการดำเนินการ

ที่มา : บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน), 2564



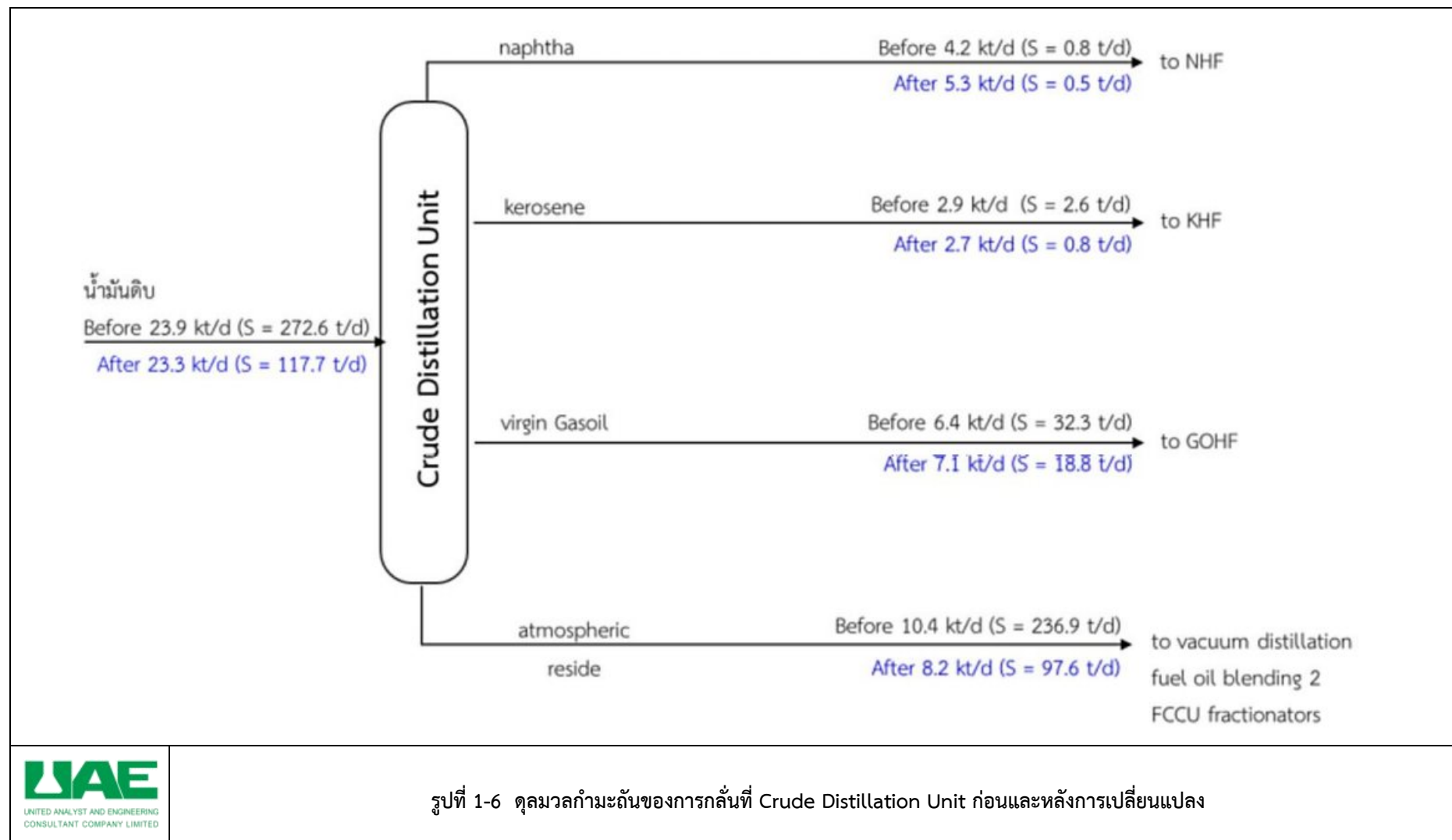
รูปที่ 1-4 ผังการไหล (Process Flow Diagram) ของโรงกลั่น ฯ ปัจจุบัน

ที่มา : บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน), 2564



รูปที่ 1-5 แผนผังไหล (Process Flow Diagram) ของโรงกลั่น ฯ ภายหลังการเปลี่ยนแปลง

ที่มา : บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน), 2564



หมายเหตุ : - Before อ้างอิงข้อมูลปริมาณกำมะถันในน้ำมันดิบจากรายงานฯ ของโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ศรีราชา ที่ได้รับความเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.9/4083 ลงวันที่ 4 มิถุนายน พ.ศ. 2552

- After อ้างอิงข้อมูลปริมาณกำมะถันในน้ำมันดิบจากการดำเนินการตามค่าที่ได้จากการออกแบบ ซึ่งอาจเปลี่ยนแปลงได้ตามลักษณะวัตถุดิบ (น้ำมันดิบ) และสภาวะของตลาด

ที่มา : บริษัท บางจาก ศรีราชา จำกัด (มหาชน), 2564

1) การปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดีเซล

พบว่า น้ำมันพื้นฐานที่ได้จากการผลิตซึ่งนำมาผสมเพื่อผลิตเป็นน้ำมันดีเซล สามารถแบ่งเป็น 2 ส่วน คือ Vigin Gasoil (จากส่วนกลั่นน้ำมันดิบหรือ Distillation Unit) และ Cracked Distillate (จาก Fluidized Cracking Unit; FCCU) ดังนั้น การปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดีเซลในครั้งนี้จึงเป็นการดัดแปลงอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับส่วนการผลิตต่างๆ ข้างต้น เพื่อให้ Vigin Gasoil และ Cracked Distillate มีกำมะถันลดลงก่อนนำไปผลิตเป็นน้ำมันดีเซลต่อไป

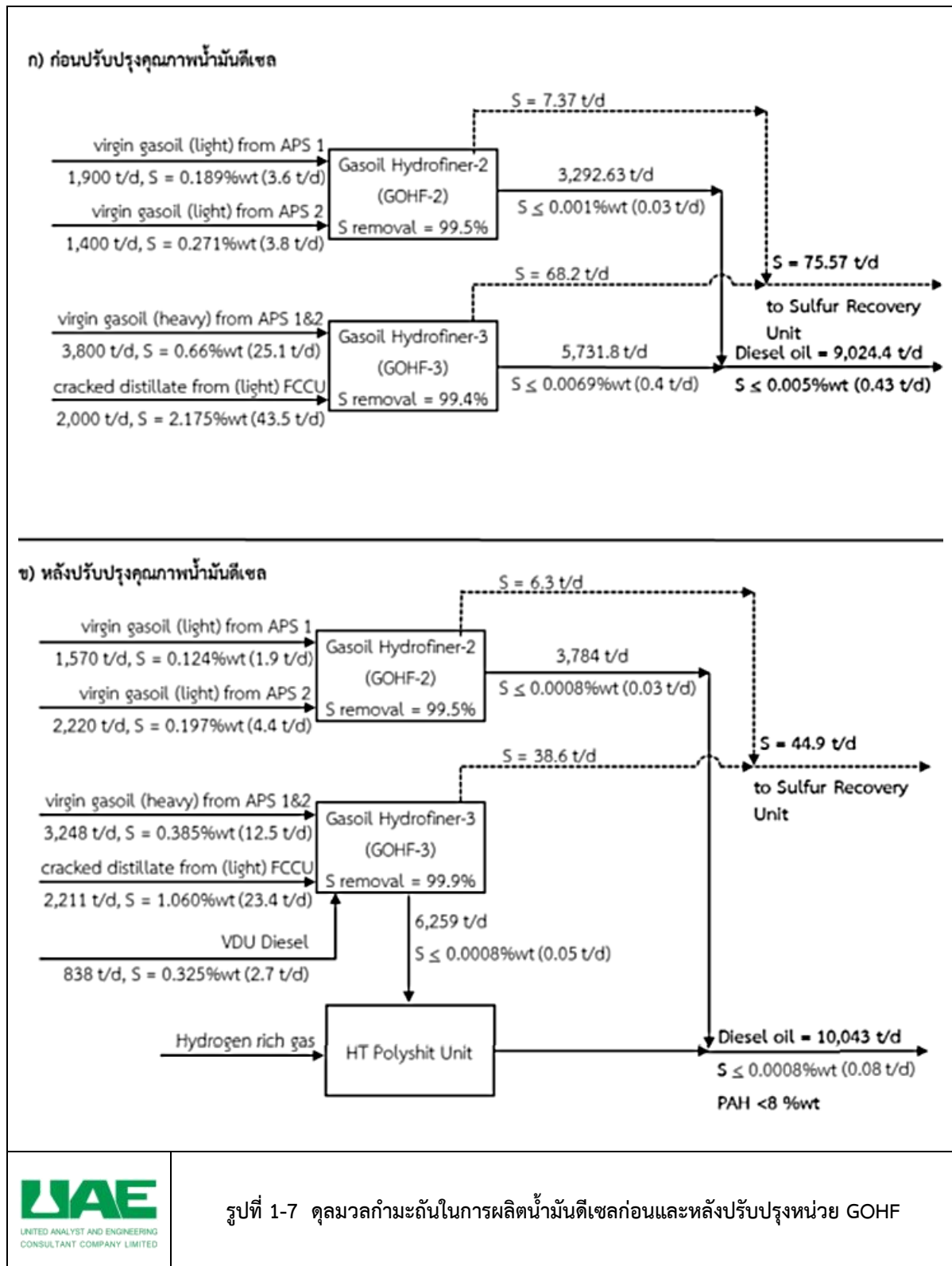
การลดกำมะถันในน้ำมันดีเซลมีการดัดแปลงหน่วยผลิตเดิม 3 หน่วย มีรายละเอียดดังนี้

(1) หน่วยกำจัดกำมะถันออกจากน้ำมันดีเซล (Gasoil Hydrofiner; GOHF) มีหน้าที่กำจัดกำมะถันออกจากดีเซล ปัจจุบันมี GOHF จำนวน 2 ชุด ดังนี้

- GOHF-2 มีหน้าที่กำจัดกำมะถันออกจาก Light Gasoil ที่ได้จากหอกกลั่นน้ำมันดิบของสายการผลิตที่ 1 และสายการผลิตที่ 2 ภายหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ โรงกลั่นฯ จะทำการปรับปรุง GOHF-2 โดยการปรับรุ่นของสารเร่งปฏิกิริยาเป็นชนิดเดียวกันกับที่ใช้ใน GOHF-3 (โดยยังคงมี Cobalt-molybdenum เป็นองค์ประกอบหลัก) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการลดกำมะถัน

- GOHF-3 มีหน้าที่กำจัดกำมะถันออกจาก Heavy Gasoil ที่ได้จากหอกกลั่นน้ำมันดิบของสายการผลิตที่ 1 และสายการผลิตที่ 2 และ Heavy Crack Distillate ที่ได้จาก FCCU ภายหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ โรงกลั่นฯ จะทำการปรับปรุง GOHF-3 โดยมีการนำ Heavy Gasoil จากหอกกลั่นสุญญากาศ (VDU) ส่งตรงไปยัง GOHF-3 และเพิ่มหน่วยลดปริมาณสารประกอบโพลีไซคลิกอะโรมาติก (Polycyclic Aromatic Hydrocarbon : PAH) หรือเรียกว่า PAH Polysift Unit ในน้ำมันดีเซลที่ผ่านการกำจัดกำมะถันแล้วจาก GOHF-3 เพื่อให้คุณภาพของน้ำมันดีเซลก่อนส่งเข้าถังเก็บได้ตามมาตรฐานยูโร 5

สำหรับดุลมวลกำมะถันในการผลิตน้ำมันดีเซลก่อนและหลังการปรับหน่วย GOHF รูปที่ 1-7



รูปที่ 1-7 ตูมวณกำมะถันในการผลิตน้ำมันดีเซลก่อนและหลังปรับปรุงหน่วย GOHF

หมายเหตุ : ก) อ้างอิงข้อมูลปริมาณกำมะถันในน้ำมันดิบจากรายงานฯ ของโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ศรีราชา ที่ได้รับความเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.9/4083 ลงวันที่ 4 มิถุนายน พ.ศ. 2552 ทั้งนี้ ตัวเลขต่างๆ ข้างต้นได้จากการออกแบบและอาจเปลี่ยนแปลงได้ตามลักษณะของน้ำมันดิบ และสภาวะของตลาด

ข) อ้างอิงข้อมูลปริมาณกำมะถันในน้ำมันดิบจากการดำเนินการตามค่าที่ได้จากการออกแบบ ซึ่งอาจเปลี่ยนแปลงได้ตามลักษณะของวัตถุดิบ (น้ำมันดิบ) และสภาวะของตลาด

ที่มา : บริษัท บางจาก ศรีราชา จำกัด (มหาชน), 2564

(2) หน่วยลด PAH ที่ติดตั้งใหม่

หลักการทำงานของหน่วยลด PAH คือปฏิกิริยาไฮโดรจีเนชัน (Hydrogenation) โดยการเติม Hydrogen Rich Gas (H_2) เข้าไปในโครงสร้างโมเลกุลของสารโพลีไซคลิกอะโรมาติกไฮโดรคาร์บอน (Polycyclic Aromatic Hydrocarbons; PAH) ซึ่งเป็นสารประกอบไฮโดรคาร์บอนไม่อิ่มตัว กล่าวคือมีพันธะคู่ที่อะตอมคาร์บอน ทำให้อิ่มตัวหรือกลายเป็นพันธะเดี่ยวภายในถึงปฏิกิริยา ซึ่งภายในบรรจุสารเร่งปฏิกิริยาที่มีนิกเกิลโมลิบดีนัมเป็นองค์ประกอบหลัก (NiMo Catalyst) โดยควบคุมอุณหภูมิในถึงปฏิกิริยาให้อยู่ในช่วงประมาณ 310 องศาเซลเซียส ที่ความดัน 30.0 Kg/cm^2g ซึ่งจากการดำเนินการดังกล่าวส่งผลให้ปริมาณความเข้มข้น PAH ในน้ำมันดีเซลที่ไหลไปสู่ถังเก็บลดลงจากร้อยละ 11 เป็นร้อยละ 8 โดยมวล

(3) หน่วยกลั่นสุญญากาศ (Vacuum Distillation Unit; VDU/VPS-2) เพื่อดึงเอาดีเซลก๊าดมาเพื่อเข้าสู่หน่วยลดก๊าด GOHF-3

ภายหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ โรงกลั่นฯ จะทำการปรับปรุงหอกกลั่นโดยการเพิ่ม Bottom Pump Around Bed (BPA) เข้าไปในหอกกลั่นสุญญากาศ VDU เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการกลั่นแยกสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่เป็นน้ำมันดีเซล หรือเรียกว่า Heavy gas oil ออกด้านบนหอกกลั่นและส่งเข้าสู่ GOHF-3 โดยตรง เพื่อกำจัดก๊าดก่อนส่งเข้าสู่หน่วยลด PAH ที่ติดตั้งใหม่เพื่อลด PHA (Polycyclic Aromatic Hydrocarbon) ในน้ำมันดีเซล

2) การปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดีเซล

พบว่า น้ำมันเบนซินพื้นฐานที่ได้จากกระบวนการกลั่นน้ำมันดิบ ซึ่งนำมาผลิตเป็นน้ำมันเบนซินพื้นฐานสามารถแบ่งเป็น 3 ส่วน คือ Light Naphtha จากส่วนกลั่นน้ำมันดิบ Light Reformate Heavy Aromatic จากส่วนผลิตอะโรมาติกส์ และ Cracked Naphtha จากส่วนผลิต Fluidized Catalyst Cracking Unit; FCCU

การปรับปรุงหน่วยสุญญากาศ (VDU) ตามรายละเอียดที่ระบุในเรื่องการปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดีเซลข้างต้น มีผลทำให้ปริมาณก๊าดของ Gas Oil ส่วนที่ส่งเข้าไป FCCU เพื่อเป็นวัตถุดิบในการผลิตน้ำมันเบนซินพื้นฐานลดลง

ทั้งนี้ โรงกลั่นฯ จะทำการปรับรุ่นของสารเร่งปฏิกิริยา Minalk ที่ใช้ในหน่วย Cat Naphtha Minalk เป็นรุ่นใหม่เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการทำปฏิกิริยาเคมีลด Mercaptan Sulfur ใน Light Cracked Naphtha

3) การปรับปรุงคุณภาพน้ำมันอากาศยาน

พบว่า น้ำมันพื้นฐานที่ได้จากการผลิตซึ่งนำมาผสมเพื่อผลิตเป็นน้ำมันอากาศยาน คือ Kerosene (จากส่วนกลั่นน้ำมันดิบ คือ Crude Distillation Unit) ดังนั้นการปรับปรุงคุณภาพน้ำมันอากาศยานในครั้งนี้ จึงเป็นการดัดแปลงอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องในหน่วยกำจัดก๊าดออกจากน้ำมันอากาศยาน (Kerosene Hydrofiner; KHF) จำนวน 2 หน่วย

หน่วย Kerosene Hydrofiner มีหน้าที่กำจัดก๊าดในรูปสารอินทรีย์ที่ปนเปื้อนออกจากน้ำมันอากาศยาน ที่ผลิตได้จากหอกกลั่นน้ำมันดิบ ปัจจุบันมีจำนวน 2 หน่วย คือ KHF-1 และ KHF-2 โดยน้ำมันอากาศยานที่ผ่านหน่วย KHF แล้วนั้นจะถูกส่งไปจัดเก็บที่ถัง และลำเลียงออกจากโรงกลั่นฯ ทางท่อส่งน้ำมันของบริษัท ท่อส่งปิโตรเลียมไทย จำกัด (Thai Petroleum Pipeline Co., Ltd.) ต่อไป

การปรับปรุงหน่วยกำจัดกำมะถันออกจากน้ำมันอากาศยานนี้ ดำเนินการเพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดของการส่งน้ำมันอากาศยานผ่านท่อส่งน้ำมันของบริษัท ท่อส่งปิโตรเลียมไทย จำกัด กล่าวคือ มีการควบคุมความเข้มข้นของกำมะถันจากเดิม “น้อยกว่าหรือเท่ากับ 950 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัม (mg/kg)” เป็น “น้อยกว่าหรือเท่ากับ 150 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัม (mg/kg)”

ภายหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ โรงกลั่นฯ จะทำการปรับปรุงฐานเร่งปฏิกิริยาเคมีที่หน่วย KHF-1 เป็นชนิดเดียวกันกับที่ใช้อยู่ในปัจจุบันที่หน่วย KHF-2 และปรับปรุงอุปกรณ์อื่นๆ เช่น อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนที่หน่วยการผลิต KHF-1 เป็นต้น เพื่อใช้เพิ่มอุณหภูมิการทำปฏิกิริยาที่ใช้ในการกำจัดกำมะถันในน้ำมันอากาศยาน

สำหรับสมดุลกำมะถันในการผลิตน้ำมันอากาศยานก่อนและหลังการปรับปรุงหน่วย KHF รูปที่ 1-8

ส่วนรายละเอียดในแต่ละส่วนการผลิตในภาพรวมก่อนและหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการสรุปได้ดังตารางที่ 1-5

The diagram illustrates the sulfur recovery process. Two gasoil streams (GOHF-2 and GOHF-3) and a cracked distillate stream enter the SRU. The GOHF-2 stream has a sulfur content of 0.189%wt (3.6 t/d) and a flow of 1,900 t/d. The GOHF-3 stream has a sulfur content of 0.66%wt (25.1 t/d) and a flow of 3,800 t/d. The cracked distillate stream has a sulfur content of 2.175%wt (43.5 t/d) and a flow of 2,000 t/d. The GOHF-2 stream undergoes 99.5% sulfur removal, resulting in a sulfur flow of 7.37 t/d. The GOHF-3 stream undergoes 99.4% sulfur removal, resulting in a sulfur flow of 68.2 t/d. The cracked distillate stream undergoes 99.4% sulfur removal, resulting in a sulfur flow of 75.57 t/d. The total sulfur flow to the Sulfur Recovery Unit is 9,024.4 t/d. The final sulfur level in the Diesel oil is 0.005%wt (0.43 t/d).

```

graph LR
    APS1[1,900 t/d, S = 0.189%wt (3.6 t/d)] -- virgin gasoil (light) from APS 1 --> GOHF2[Gasoil Hydrofiner-2 (GOHF-2)]
    APS2[1,400 t/d, S = 0.271%wt (3.8 t/d)] -- virgin gasoil (light) from APS 2 --> GOHF2
    APS3[3,800 t/d, S = 0.66%wt (25.1 t/d)] -- virgin gasoil (heavy) from APS 1&2 --> GOHF3[Gasoil Hydrofiner-3 (GOHF-3)]
    APS4[2,000 t/d, S = 2.175%wt (43.5 t/d)] -- cracked distillate from (light) FCCU --> GOHF3
    GOHF2 -- "3,292.63 t/d  
S ≤ 0.001%wt (0.03 t/d)" --> SRU[to Sulfur Recovery Unit]
    GOHF2 -- "S = 7.37 t/d" --> SRU
    GOHF3 -- "5,731.8 t/d  
S ≤ 0.0069%wt (0.4 t/d)" --> SRU
    GOHF3 -- "S = 68.2 t/d" --> SRU
    SRU -- "Diesel oil = 9,024.4 t/d  
S ≤ 0.005%wt (0.43 t/d)" --> Output
    
```

Diagram illustrating the refinery sulfur balance (Sulfur balance) showing the flow of various feedstocks and the resulting sulfur content of the products.

Feedstocks and Sulfur Content:

- virgin gasoil (light) from APS 1: 1,570 t/d, S = 0.124%wt (1.9 t/d)
- virgin gasoil (light) from APS 2: 2,220 t/d, S = 0.197%wt (4.4 t/d)
- virgin gasoil (heavy) from APS 1&2: 3,248 t/d, S = 0.385%wt (12.5 t/d)
- cracked distillate from (light) FCCU: 2,211 t/d, S = 1.060%wt (23.4 t/d)
- VDU Diesel: 838 t/d, S = 0.325%wt (2.7 t/d)

Processing Units and Sulfur Removal:

- Gasoil Hydrofiner-2 (GOHF-2):** S removal = 99.5%. Output: 3,784 t/d, S ≤ 0.0008%wt (0.03 t/d).
- Gasoil Hydrofiner-3 (GOHF-3):** S removal = 99.9%. Output: 6,259 t/d, S ≤ 0.0008%wt (0.05 t/d).
- HT Polyshitt Unit:** Input: Hydrogen rich gas. Output: Diesel oil = 10,043 t/d, S ≤ 0.0008%wt (0.08 t/d), PAH < 8 %wt.

Sulfur Balance Summary:

- Total Sulfur Input: 44.9 t/d (S = 44.9 t/d)
- Sulfur Removal: 38.6 t/d (S = 38.6 t/d)
- Sulfur Output: 6.3 t/d (S = 6.3 t/d)



รูปที่ 1-8 ตูมวอลก้ำมะถันในการผลิตน้ำมันอากาศยานก่อนและหลังปรับปรุงหน่วย KHF

ข) อ้างอิงข้อมูลปริมาณกำมะถันในน้ำมันดิบจากการดำเนินการตามค่าที่ได้จากการออกแบบ ซึ่งอาจเปลี่ยนแปลงได้ตามลักษณะของ
วัตถุดิบ (น้ำมันดิบ) และสภาวะของตลาด

การรับรองมาตรฐานสากล ความสามารถข้อปฏิบัติการผลิตและสอบเทียบ ISO/IEC 17025, ระบบการบริหารงานคุณภาพ ISO 9001, ระบบการจัดการสิ่งแวดล้อม ISO 14001 และระบบการจัดการอาชีวอนามัยและความปลอดภัย ISO 45001 รางวัลโนเบล (พ.ศ. 2563) และรางวัลพระธาตุนา อรุณิศาเขตกลางและแอมะ ระดับดีเลิศ ประเภทธุรกิจบริการ (พ.ศ. 2564) จากสมเด็จพระกนิษฐาธิราชเจ้า กรมสมเด็จพระเทพรัตนราชสุดาฯ สยามบรมราชกุมารี

ตารางที่ 1-5 รายละเอียดกระบวนการผลิตก่อนและหลังปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5 ของโรงกลั่นฯ

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่างๆ ของโรงกลั่นฯ ในปัจจุบัน	หลังดำเนินโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5
1. ส่วนการกลั่นน้ำมันดิบ (Distillation Section)	- ทำหน้าที่กลั่นแยกน้ำมันให้เป็นสารไฮโดรคาร์บอนที่มีขนาดโมเลกุลแตกต่างกัน พร้อมทั้งมีการปรับปรุงคุณภาพและ/หรือกำจัดสารปนเปื้อน (เช่น กำมะถัน เบนซิน เป็นต้น) ก่อนนำไปผลิตเป็นน้ำมันสำเร็จรูปชนิดต่างๆ ที่มีคุณภาพตามข้อกำหนดของ กรมธุรกิจพลังงาน เช่น แก๊สปิโตรเลียมเหลว (LPG) น้ำมันอากาศยาน (Jet Fuel-AL) น้ำมันเบนซินพื้นฐาน (Gasoline Base) น้ำมันดีเซล (Diesel) น้ำมันเตา (Fuel Oil) เป็นต้น	- ปัจจุบันมีส่วนการผลิตนี้ 2 สายการผลิต มีกำลังการกลั่นน้ำมันดิบรวม 177,000 บาร์เรล/วัน - หลังการปรับปรุงส่วนการผลิตนี้ไม่ทำให้กำลังการกลั่นน้ำมันดิบเปลี่ยนแปลงไป เนื่องจากการปรับปรุงส่วนการผลิตในครั้งนี้มุ่งเน้นเพื่อลดสัดส่วนกำมะถันในน้ำมันดีเซล และน้ำมันเบนซินพื้นฐาน และลดสัดส่วนสาร PAH ในน้ำมันดีเซล
1.1 หน่วยกลั่นน้ำมันดิบ (Crude Distillation Unit) (โรงกลั่นฯ เรียกว่า Atmospheric Pipe Still หรือ APS)	- มีหน้าที่กลั่นแยกน้ำมันดิบให้เป็นสารไฮโดรคาร์บอนที่มีขนาดโมเลกุลแตกต่างกัน ที่สภาวะความดันบรรยากาศโดยอาศัยจุดเดือดที่แตกต่างกัน - ปัจจุบันมีหอกลั่นน้ำมันดิบ 2 ชุด คือ APS-1 และ APS-2 (ทำหน้าที่ขนานกัน) โดยแยกเป็นสายการผลิตที่ 1 และ 2 ตามลำดับ - การทำงานของหน่วยกลั่นน้ำมันดิบมีขั้นตอนดังนี้ * น้ำมันดิบจะผ่านกระบวนการแยกเกลือก่อนป้อนเข้าหอกลั่นน้ำมันดิบเพื่อป้องกัน Fouling และ Corrosion ในอุปกรณ์การผลิต น้ำมันดิบจะถูกป้อนเข้าสู่อุปกรณ์แยกเกลือด้วยกระแสไฟฟ้า (Desalter) และล้างด้วยน้ำ ทำให้เกลือที่ปนเปื้อนในน้ำมันดิบละลายน้ำ หลังจากนั้นปล่อยให้มีการแยกชั้นระหว่างน้ำและน้ำมัน สำหรับน้ำที่ถูกแยกชั้นอยู่ด้านล่างจะถูกระบายเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียต่อไป * น้ำมันดิบที่ผ่านการแยกเกลือจะถูกป้อนเข้าสู่ Furnace เพื่อเพิ่มอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 302-400 °C หลังจากนั้นจะถูกป้อนเข้าสู่หอกลั่นน้ำมันดิบ สารไฮโดรคาร์บอนที่ถูกแยกเรียงลำดับจากด้านบนลงล่างของหอกลั่นน้ำมันดิบ มีรายละเอียดดังนี้	- ไม่มีมีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด

ตารางที่ 1-5 (ต่อ) รายละเอียดกระบวนการผลิตก่อนและหลังปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5 ของโรงกลั่นฯ

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่างๆ ของโรงกลั่นฯ ในปัจจุบัน	หลังดำเนินโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5
	<p>** Fuel Gas, LPG และ Naptha (C₁-C₁₂) ถูกแยกออกด้านบนของหอ (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 130-170 °C) และถูกป้อนเข้าสู่หน่วยกำจัดกำมะถันที่เรียกว่า Naptha Hydrofiner (NHF) หลังจากนั้นถูกป้อนเข้าสู่หอกลั่นน้ำมันส่วนเบา เพื่อทำการกลั่นแยก Fuel Gas, LPG, Light Virgin Naptha และ Heavy Virgin Naptha สำหรับ Naptha จะถูกนำไปผลิตเป็นน้ำมันเบนซินพื้นฐานและสารอะโรมาติกส์</p> <p>** kerosene (C₁₀-C₁₅) ถูกแยกออกที่ระดับความสูงต่ำลงมา (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 170-220 °C) ก่อนป้อนเข้าสู่หน่วยกำจัดกำมะถันที่เรียกว่า Kerosene Hydrofiner (KHF) หลังจากนั้นถูกนำไปผลิตเป็นน้ำมันอากาศยาน</p> <p>** gasoil (C₁₃-C₄₀) ซึ่งถูกแยกเป็น 2 ส่วน คือ light gasoil (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 220-350 °C) และ Heavy Gasoil (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 350-400 °C) หลังจากนั้นนำ gasoil เข้าสู่หน่วยกำจัดกำมะถันที่เรียกว่า Gasoil Hydrofiner (GOHF) ก่อนนำไปผลิตเป็นน้ำมันดีเซล</p> <p>** atmospheric resid เป็นสารไฮโดรคาร์บอนที่ถูกแยกออกที่ด้านล่างของหอกลั่นน้ำมันดิบ ซึ่งบางส่วนจะถูกส่งไปยังหน่วยกลั่นสุญญากาศ ส่วนแตกโมเลกุลน้ำมันหนักให้เป็นน้ำมันเบา และนำไปผสมเพื่อผลิตเป็นน้ำมันเตา</p>	

ตารางที่ 1-5 (ต่อ) รายละเอียดกระบวนการผลิตก่อนและหลังปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5 ของโรงกลั่นฯ

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่างๆ ของโรงกลั่นฯ ในปัจจุบัน	หลังดำเนินโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5
1.2 หน่วยกำจัดกำมะถันออกจาก Naphtha และหน่วยกลั่นน้ำมันส่วนเบา - หน่วยกำจัดกำมะถันออกจาก Naphtha (Naphtha Hydrofiner; NHF)	- ทำหน้าที่กำจัดกำมะถันออกจาก Naphtha (ที่ได้จากหอกกลั่นน้ำมันดิบ) ก่อนกลั่นแยก Fuel Gas และ LPG ออกจาก Naphtha - ปัจจุบันมี NHF 2 หน่วย คือ NHF-1 และ NHF-2 (ทำงานขนานกัน) โดยแยกเป็นสายการผลิตที่ 1 และ 2 ตามลำดับ - การทำงานของ NHF มีขั้นตอนเริ่มต้นจาก naphtha พร้อมกับก๊าซที่มีไฮโดรเจนเป็นองค์ประกอบหลัก คือ Hydrogen Rich Gas (เป็นผลจากขั้นตอน Catalytic Reforming ที่มีหน้าที่เปลี่ยนรูป Naphtha ให้กลายเป็น Reformate) จะถูกป้อนเข้าสู่ถังปฏิกิริยาที่บรรจุตัวสารเร่งปฏิกิริยาที่มี Cobalt-Molybdenum และ Nickel-Molybdenum เป็นองค์ประกอบหลัก (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 250-320 °C ที่ความดันประมาณ 285-400 psig) เพื่อเปลี่ยนกำมะถันในรูปของสารอินทรีย์ให้กลายเป็นก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H ₂ S) ก่อนป้อนเข้าสู่หอกกลั่นแยกลำดับต่อไป เพื่อแยก Fuel Gas และ LPG ออกจาก Naphtha	- ไม่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด
- หน่วยกลั่นน้ำมันส่วนเบา	- naphtha ที่ถูกกำจัดกำมะถันด้วย NHF แล้วถูกป้อนเข้าสู่หอกกลั่น 3 ชุด ดังนี้ * De-Ethimizer เป็นหอกกลั่นแยก Fuel Gas ออกจาก Naphtha (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 50-180 °C ที่ความดันประมาณ 150-200 psig) Fuel Gas ถูกแยกออกที่ด้านบนของหอกก่อนป้อนเข้าสู่หน่วยกำจัดกำมะถันที่เรียกว่า Fuel Gas Scrubbers & MEA Regenerator และนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงภายในโรงกลั่นฯ ส่วน Naphtha ถูกแยกออกที่ด้านล่างของหอกและป้อนเข้าสู่ debutanizer * De-Butanizer เป็นหอกกลั่นแยก LPG ออกจาก Naphtha (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 100-200 °C ที่ความดันประมาณ 140-180 psig) LPG ถูกแยกออกที่ด้านบนของหอกก่อนป้อนเข้าสู่หน่วยกำจัดกำมะถันที่เรียกว่า LPG treating facilities และนำเข้าถึงเก็บกักเพื่อรอจำหน่ายต่อไป ส่วน Naphtha จะถูกแยกออกด้านล่างของหอก และป้อนเข้าสู่ Naphtha Splitter	- ไม่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด

ตารางที่ 1-5 (ต่อ) รายละเอียดกระบวนการผลิตก่อนและหลังปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5 ของโรงกลั่นฯ

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่างๆ ของโรงกลั่นฯ ในปัจจุบัน	หลังดำเนินโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5
	<p>* Naphtha Splitter เป็นหอกลั่นแยก Naphtha ออกเป็น Light Virgin Naphtha และ Heavy Virgin Naphtha (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 80-200 °C ที่ความดันประมาณ 30-70 psig) Light Virgin Naphtha จะถูกแยกออกด้านบนของหอ ก่อนนำไปผลิตน้ำมันเบนซินพื้นฐาน ส่วน Heavy Virgin Naphtha ถูกแยกออกด้านล่างของหอ และป้อนเข้าสู่ขั้นตอน Continuous Catalytic Reforming</p>	
1.3 หน่วยกำจัดกำมะถันออกจาก Fuel Gas (Fuel Gas Scrubber & MEA Regenerator)	<p>- ทำหน้าที่กำจัดกำมะถันออกจาก Fuel Gas (ควบคุมสัดส่วนกำมะถันใน Fuel Gas ไม่เกิน 100 ppm) ก่อนนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงของ furnace ต่างๆ ภายในโรงกลั่นฯ</p> <p>- เป็นการกำจัดกำมะถันในรูป H₂S ที่ปนเปื้อนใน Fuel Gas โดยใช้กลไกการดูดซับให้ละลายในของเหลว Mono-Ethanolamine (MEA) มีหลักการทำงานดังนี้</p> <p>* Fuel Gas Scrubber ทำหน้าที่ดูดซับก๊าซ H₂S ด้วย MEA เริ่มจากการป้อน Fuel Gas ที่ด้านล่างของ Scrubber ในขณะเดียวกันก็ป้อนของเหลว MEA ที่ด้านบนให้สวนทางและสัมผัสกับ Fuel Gas ทำให้ก๊าซ H₂S ละลายใน MEA สำหรับของเหลว MEA ที่มีก๊าซ H₂S ละลายอยู่มากเรียกว่า Rich H₂S MEA จะถูกดึงออกที่ด้านล่างของ Scrubber และถูกนำเข้าไป MEA Regenerator ต่อไปเพื่อแยก H₂S ออกจาก MEA ก่อนหมุนเวียน Lean H₂S MEA กลับไปใช้ใหม่ที่ Fuel Gas Scrubber อีกครั้ง ส่วน Fuel Gas ที่ผ่านการกำจัด H₂S แล้วถูกดึงออกด้านบนของ Fuel Gas Scrubber ก่อนนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงภายในโรงกลั่นฯ ต่อไป</p> <p>* MEA Regenerator มีหน้าที่แยก H₂S ออกจากของเหลว Rich H₂S MEA โดยการเพิ่มอุณหภูมิให้กับของเหลว MEA (โดยใช้ไอน้ำเป็นแหล่งความร้อน) ทำให้ความสามารถในการละลาย H₂S ลดลงและถูกแยกออกจาก MEA ในรูปก๊าซ H₂S ก่อนถูกป้อนเข้าสู่ Sulfur Recovery Unit เพื่อนำไปเป็นวัตถุดิบในการผลิตกำมะถันเหลวต่อไป (เป็นผลิตภัณฑ์พลอยได้ของโรงกลั่นฯ)</p>	- ไม่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด

ตารางที่ 1-5 (ต่อ) รายละเอียดกระบวนการผลิตก่อนและหลังปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5 ของโรงกลั่นฯ

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่างๆ ของโรงกลั่นฯ ในปัจจุบัน	หลังดำเนินโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5
1.4 หน่วยกำจัดกำมะถันออกจาก LPG (LPG Treating Facilities)	- ทำหน้าที่กำจัดกำมะถันออกจาก LPG ที่ได้จาก Distillation Section และ Fluidized Catalytic Cracking Unit (FCCU) (ควบคุมสัดส่วนกำมะถันไม่เกิน 150 ppm) ก่อนนำไปจำหน่ายต่อไปเนื่องจาก LPG ที่ได้จากทั้งสองแหล่งข้างต้นมีการปนเปื้อนกำมะถันในรูปที่แตกต่างกัน ทำให้ขั้นตอนการกำจัดแตกต่างกันด้วย	- ไม่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด
- การกำจัดกำมะถันออกจาก LPG ที่ได้จาก distillation section (LPG Scrubber-1 & MEA Regenerator)	- LPG จาก Distillation Section มีการปนเปื้อนกำมะถันเฉพาะในรูป H ₂ S การกำจัด H ₂ S จึงใช้กลไกการดูดซับให้ละลายใน MEA โดยป้อนเข้าสู่ LPG Scrubber-1 ทั้งนี้ rich H ₂ S MEA จะถูกดึงออกที่ด้านล่างของ scrubber และถูกนำเข้าสู่ MEA Regenerator เพื่อแยก H ₂ S ออกจาก MEA ก่อนหมุนเวียน lean H ₂ S MEA กลับไปใช้ใหม่ คล้ายกับการกำจัดกำมะถันใน Fuel Gas	- ไม่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด
- การกำจัดกำมะถันออกจาก LPG ที่ได้จาก FCCU (LPG Scrubber-2 & MEA Regenerator และ LPG Merox Treating Unit)	- LPG จาก FCCU มีการปนเปื้อนกำมะถันทั้งในรูปของ H ₂ S และ Mercaptan จึงแบ่งการกำจัดกำมะถันออกเป็น 2 ขั้นตอน ดังนี้ * การกำจัด H ₂ S โดยใช้กลไกการดูดซับด้วย MEA โดยป้อนเข้าสู่ LPG Scrubber-2 Rich H ₂ S MEA จะถูกดึงออกที่ด้านล่างของ Scrubber และถูกนำเข้าสู่ MEA Regenerator ต่อไปเพื่อแยก H ₂ S ออกจาก MEA ก่อนหมุนเวียน Lean H ₂ S MEA กลับไปใช้ใหม่ ซึ่งการทำงานคล้ายกับการกำจัดกำมะถันใน Fuel Gas H ₂ S ที่ปนเปื้อนจะมีปริมาณลดลง LPG จะถูกป้อนเข้าสู่หน่วย Merox Treating Unit เพื่อทำการกำจัด Mercaptan ต่อไป * การกำจัด Mercaptan มีขั้นตอนย่อยดังนี้ ** การแยก Mercaptan ออกจาก LPG-ใช้กลไก Extraction ด้วย Caustic ใน Extraction Tower ทำให้ Mercaptan ละลายใน Caustic ก่อนถูกแยกออกที่ด้านล่างและเข้าสู่ Oxidizer ต่อไป ส่วน LPG ที่ถูกแยก Mercaptan ออกแล้วจะออกทางด้านบนของหอ และนำไปจำหน่ายต่อไป	- ไม่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด

ตารางที่ 1-5 (ต่อ) รายละเอียดกระบวนการผลิตก่อนและหลังปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5 ของโรงกลั่นฯ

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่างๆ ของโรงกลั่นฯ ในปัจจุบัน	หลังดำเนินโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5
	<p>** การทำปฏิกิริยา Caustic ที่มี Mercaptan ปนเปื้อนจาก Extraction Tower จะถูกป้อนเข้า Oxidizer ซึ่งมีการป้อนอากาศเข้าไปด้วยทำให้เกิดปฏิกิริยาออกซิเดชันมีผลทำ Mercaptan เปลี่ยนรูปเป็น Disulfide Oil</p> <p>** การแยก Disulfide ออกจาก Caustic โดย Caustic จาก Oxidizer ถูกป้อนเข้าสู่ Disulfide Oil Separator ทำให้ Disulfide Oil แยกชั้นอยู่ส่วนบน Disulfide Oil จะถูกป้อนกลับเข้าสู่ FCCU อีกครั้ง เพื่อทำการแยก Sulfur ก่อนป้อนเข้าสู่ Sulfur Recovery Unit ต่อไป ส่วน Caustic ที่แยกชั้นอยู่ด้านล่างจะถูกหมุนเวียนกลับไปใช้ที่ Extraction Tower ต่อไป</p>	
1.5 หน่วยกำจัดกำมะถันออกจากน้ำมันก๊าด (Kerosene Hydrofiner; KHF)	<p>- ทำหน้าที่กำจัดกำมะถันออกจากน้ำมันก๊าด (จากหอกกลั่นน้ำมันดิบ) ก่อนเก็บพักและนำไปผลิตเป็นน้ำมันอากาศยานต่อไป</p> <p>- ปัจจุบันมี KHF จำนวน 2 หน่วย คือ KHF-1 และ KHF-2 (ทำงานขนานกัน) โดยแยกเป็นสายการผลิตที่ 1 และ 2 ตามลำดับ</p> <p>- การทำงานของ KHF มีขั้นตอนดังนี้</p> <p>* น้ำมันก๊าด (จากหอกกลั่นน้ำมันดิบ) พร้อมกับ Hydrogen Rich Gas (จาก Continuous Catalyst Reforming) เข้าสู่ถึงปฏิกิริยาที่บรรจด้วยสารเร่งปฏิกิริยาที่มี Cobalt-Molybdenum เป็นองค์ประกอบหลัก (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 170-200 °C ที่ความดัน 200-285 psig) เพื่อเปลี่ยนกำมะถันในรูปสารอินทรีย์ให้กลายเป็น H₂S</p> <p>* แยกก๊าซ H₂S ออกจากน้ำมันก๊าด กล่าวคือป้อนน้ำมันก๊าดจากถึงปฏิกิริยาเข้าสู่ Stripper Tower โดยทำการป้อนไอน้ำเข้าที่ด้านล่างของหอเพื่อให้ความร้อนทำให้ก๊าซ H₂S ถูกแยกออกด้านบนของ Stripper Tower ก่อนป้อนเข้าสู่ Drum เพื่อแยกน้ำ และป้อนเข้าสู่ Sulfur Recovery Unit (SRU) ต่อไป (น้ำที่ถูกแยกได้เรียกว่า Sour Water ซึ่งถูกป้อนเข้าสู่ Sour Water Stripper และส่วนที่เป็นก๊าซ H₂S จะป้อนเข้าสู่ SRU ต่อไป) ส่วนน้ำมันก๊าดถูกแยกออกที่ด้านล่าง Stripper Tower ก่อนป้อนเข้าสู่ถังกรอง Coalescer เพื่อแยกน้ำและป้อนเข้าถังเก็บกักเพื่อนำไปผลิตเป็นน้ำมันอากาศยานต่อไป (น้ำที่แยกได้ถูกป้อนเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียต่อไป)</p>	- ปรับปรุงบำรุงเร่งปฏิกิริยาเคมีที่หน่วย KHF-1 ให้เป็นชนิดเดียวกันกับที่ใช้อยู่ในปัจจุบันที่หน่วย KHF-2 และปรับปรุงอุปกรณ์อื่นๆ เช่น อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนที่หน่วยการผลิต KHF-1 เป็นต้น

ตารางที่ 1-5 (ต่อ) รายละเอียดกระบวนการผลิตก่อนและหลังปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5 ของโรงกลั่นฯ

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่างๆ ของโรงกลั่นฯ ในปัจจุบัน	หลังดำเนินโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5
1.6 หน่วยกำจัดกำมะถันออกจาก Gasoil (Gasoil Hydrofiner; GOHF)	<p>- ทำหน้าที่กำจัดกำมะถันออกจาก Gasoil (จากหอกกลั่นน้ำมันดิบ) และ Cracked Distillate (จาก FCCU) ก่อนนำไปผลิตเป็นน้ำมันดีเซลต่อไป</p> <p>- ปัจจุบันมี GOHF 2 ชุด (ทำงานขนานกัน) คือ GOHF-2 และ GOHF-3 มีรายละเอียดดังนี้</p> <p>* GOHF-2 มีหน้าที่กำจัดกำมะถันออกจาก Light Gasoil ที่ได้จากหอกกลั่นน้ำมันดิบของสายการผลิตที่ 1 และสายการผลิตที่ 2</p> <p>* GOHF-3 มีหน้าที่กำจัดกำมะถันออกจาก Heavy Gasoil ที่ได้จากหอกกลั่นน้ำมันดิบของสายการผลิตที่ 1 และสายการผลิตที่ 2 และ Heavy Cracked Distillate ที่ได้จาก FCCU</p> <p>- การทำงานของ GOHF แต่ละหน่วยมีขั้นตอนดังนี้</p> <p>* เปลี่ยนรูปกำมะถันที่ปนเปื้อนใน Gasoil ให้กลายเป็นก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) กล่าวคือป้อน Gasoil เข้าสู่เตาเผาเพื่อเพิ่มอุณหภูมิให้กับ Gasoil จากนั้น Gasoil พร้อมทั้ง Hydrogen Rich Gas (ที่ได้จาก Continuous Catalyst Reforming) จะถูกป้อนเข้าสู่ถังปฏิกิริยาที่บรรจุด้วยสารเร่งปฏิกิริยาที่มี Cobalt-Molybdenum เป็นองค์ประกอบหลัก (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 250-370 °C ที่ความดัน 355-570 psig) เพื่อเปลี่ยนกำมะถันในรูปสารอินทรีย์ให้กลายเป็น H_2S</p> <p>* แยก H_2S ออกจาก Gasoil กล่าวคือป้อน Gasoil จากถังปฏิกิริยาเข้าสู่ Separator Drum เพื่อแยกก๊าซที่ยังอาจปะปนอยู่ใน Gasoil ออก โดยก๊าซที่แยกได้จาก Separator Drum จะนำไปรวมกับ H_2 Rich Gas เพื่อนำกลับเข้าสู่ถังปฏิกิริยาอีกครั้ง ส่วน Gasoil จาก Separator Drum จะป้อนเข้าสู่ Stripper Tower ทำให้ก๊าซ H_2S ถูกแยกออกด้านบนของ Stripper Tower ก่อนป้อนเข้าสู่ Drum เพื่อแยกน้ำและนำเข้าสู่ MEA Scrubber ต่อไป (น้ำที่ถูกแยกได้เรียกว่า Sour Water ถูกป้อนเข้าสู่ Sour Water Stripper และส่วนที่เป็นก๊าซ H_2S จะป้อนเข้าสู่ SRU) สำหรับ Gasoil จะถูกแยกออกที่ด้านล่างของ Stripper ก่อนป้อนเข้าสู่ถังกรอง Coalescer เพื่อแยกน้ำและนำไปผลิตเป็นน้ำมันดีเซลต่อไป (น้ำที่แยกได้ถูกป้อนเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียต่อไป)</p>	<p>- GOHF-2; ปรับปรุงสารเร่งปฏิกิริยาเคมีที่หน่วยการผลิต GOHF-2 เป็นชนิดเดียวกันกับที่ใช้ในปัจจุบันที่หน่วยการผลิต GOHF-3</p> <p>- GOHF-3 ทำการเพิ่มหน่วยลด PAH (Polycyclic Aromatic Hydrocarbon) ให้ความเข้มข้นของ PAH ในน้ำมันดีเซลที่ผลิตได้มาตรฐานยูโร 5 โดยจะมีอุปกรณ์ใหม่ เช่น ถังปฏิกิริยา, อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน, เครื่องเพิ่มแรงดันก๊าซไฮโดรเจน สารเร่งปฏิกิริยาเคมีชนิดใหม่ที่ใส่เข้าไป และอื่นๆ เพื่อให้ได้ตามวัตถุประสงค์ในการลด PAH</p>

ตารางที่ 1-5 (ต่อ) รายละเอียดกระบวนการผลิตก่อนและหลังปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5 ของโรงกลั่นฯ

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่างๆ ของโรงกลั่นฯ ในปัจจุบัน	หลังดำเนินโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5
1.7 หน่วย Continuous Catalyst Reforming	<ul style="list-style-type: none"> - เป็นหน่วยแปรรูปเพื่อเพิ่มค่าออกเทน โดยการเปลี่ยนรูป Heavy Virgin Naphtha ให้กลายเป็น Reformate ซึ่ง Reformate นี้ส่วนหนึ่งจะถูกนำไปผสมเพื่อเพิ่มค่าออกเทนให้กับน้ำมันเบนซินพื้นฐาน ส่วน Reformate อีกส่วนหนึ่งจะถูกนำไปผลิตเป็น พาราไซลีนต่อไปที่ส่วนการลิตอะโรมาติกส์ (Parex Unit) - Continuous Catalytic Reforming มีหลักการทำงานดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> * Heavy Virgin Naphtha ถูกเพิ่มอุณหภูมิด้วย Heater ก่อนถูกป้อนเข้าสู่ถังปฏิกริยา Platformer Reactor ซึ่งภายในบรรจุสารเร่งปฏิกริยาที่มี Platinum เป็นองค์ประกอบหลัก ทำให้ Heavy Virgin Naphtha เปลี่ยนรูปกลายเป็น Reformate สำหรับผลพลอยได้จากการปฏิกริยาข้างต้นคือก๊าซที่มีไฮโดรเจนเป็นองค์ประกอบหลัก (Hydrogen Rich Gas) ซึ่งจะถูกนำไปใช้ที่หน่วยกำจัดกำมะถันออกจากสารไฮโดรคาร์บอนที่ได้จากหอกลั่นน้ำมันดิบ * ป้อน Reformate ที่ได้จากถังปฏิกริยาเข้าสู่ De-Butanizer เพื่อกลั่นแยกโพรเพนและบิวเทนที่ปะปนมากับ Reformate ก่อนหมุนเวียนกลับสู่ De-Ethanizer ของส่วนกลั่นน้ำมันดิบต่อไป ส่วน Reformate ถูกแยกที่ด้านล่างของหอยจะถูกป้อนเข้าสู่ส่วนการผลิตอะโรมาติกส์ 	- ไม่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด
1.8 หอกลั่นสุญญากาศ (vacuum distillation unit; VDU)	<ul style="list-style-type: none"> - มีหน้าที่กลั่นแยกสารไฮโดรคาร์บอนโมเลกุลใหญ่ออกจาก Atmospheric Resid (จากกันหอกลั่นน้ำมันดิบ) ก่อนป้อนเข้าสู่ส่วนแตกโมเลกุลน้ำมันหนักให้เป็นน้ำมันเบา (Fluidized Catalytic Cracking Unit; FCCU) ต่อไป เหตุผลที่ต้องกลั่นภายใต้สุญญากาศเพื่อลดจุดเดือดซึ่งป้องกันการเกิด Thermal Cracking - เริ่มจากป้อน Atmospheric Resid เข้าสู่ Furnace เพื่อเพิ่มอุณหภูมิก่อนป้อนเข้าสู่หอกลั่นสุญญากาศ (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 350-450 °C และความดัน 28-35 mmHg) ซึ่ง Vacuum Gasoil จะถูกแยกออกด้านข้างของหอยก่อนป้อนเข้าสู่ส่วนแตกโมเลกุลน้ำมันหนักให้เป็นน้ำมันเบาต่อไป ส่วนน้ำมันหนักที่เหลืออยู่กันหอยถูกแยกเพื่อนำไปผลิตเป็น Fuel Oil และ Asphalt 	- ปรับปรุงหน่วยถ่ายสุญญากาศเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพให้สามารถดึงสารประกอบไฮโดรคาร์บอนส่วนที่เป็นน้ำมันดีเซลออกมาเพื่อป้อนเข้าหน่วยกำจัดกำมะถันที่หน่วย GOHF-3 โดยตรงซึ่งมีผลทำให้ปริมาณกำมะถันของ Gas Oil ส่วนที่ส่งเข้าไป FCCU เพื่อเป็นวัตถุดิบในการผลิตน้ำมันเบนซินพื้นฐานลดลง

ตารางที่ 1-5 (ต่อ) รายละเอียดกระบวนการผลิตก่อนและหลังปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5 ของโรงกลั่นฯ

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่างๆ ของโรงกลั่นฯ ในปัจจุบัน	หลังดำเนินโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5
2. ส่วนแตกโมเลกุลน้ำมันหนักให้เป็น น้ำมันเบา (Fluidized Catalytic Cracking Unit; FCCU)	- มีหน้าที่แปรสภาพสารไฮโดรคาร์บอนโมเลกุลใหญ่ที่ได้จากหอกกลั่นสุญญากาศ และหอกกลั่นน้ำมันดิบให้กลายเป็นสารไฮโดรคาร์บอนที่มีขนาดเล็กลงโดยการแตกโมเลกุลก่อนนำไปกลั่นแยกเพื่อนำไปผสมเป็นน้ำมันสำเร็จรูปที่มีมูลค่าสูงขึ้น เช่น น้ำมันเบนซินพื้นฐาน น้ำมันดีเซล เป็นต้น	- ไม่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด
2.1 หน่วยทำปฏิกิริยา FCCU	- มีหน้าที่แตกโมเลกุลสารไฮโดรคาร์บอนโมเลกุลใหญ่ที่ได้จากหอกกลั่นสุญญากาศ และหอกกลั่นน้ำมันดิบ ให้กลายเป็นสารไฮโดรคาร์บอนที่มีขนาดโมเลกุลลดลง เริ่มจากการป้อนน้ำมันหนักเข้าสู่ถึงปฏิกิริยาแบบ Fluidized Catalytic Cracking (FCCU Reactor) ที่ถูกบรรจุด้วยสารเร่งปฏิกิริยาที่มี Zeolite เป็นองค์ประกอบหลัก (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 495-540 °C ที่ความดัน 15-70 psig) ทำให้เกิด Thermal Cracking ได้สารไฮโดรคาร์บอนที่เล็กลง เช่น Cracked Naphtha, Cracked Distillate เป็นต้น ก่อนนำเข้าสู่ FCCU Fractionator - ปฏิกิริยาข้างต้นอาจทำให้เกิด Coke ติดอยู่บริเวณผิวของสารเร่งปฏิกิริยาซึ่งมีผลให้ประสิทธิภาพของปฏิกิริยาด้อยลง จึงออกแบบให้น้ำสารเร่งปฏิกิริยาไปฟื้นฟูสภาพด้วยการเผา Coke ที่ Regenerator (อุณหภูมิประมาณ 700 °C) ก่อนหมุนเวียนสารเร่งปฏิกิริยากลับไปใช้ใหม่อีกครั้ง นอกจากนี้ มีการเปลี่ยนถ่ายสารเร่งปฏิกิริยาออกบางส่วน (น้อยกว่าร้อยละ 1) และส่งให้หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมรับไปกำจัด	

ตารางที่ 1-5 (ต่อ) รายละเอียดกระบวนการผลิตก่อนและหลังปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5 ของโรงกลั่นฯ

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่างๆ ของโรงกลั่นฯ ในปัจจุบัน	หลังดำเนินโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5
2.2 หน่วย FCCU Fractionator	<p>- มีหน้าที่กลั่นแยกน้ำมันให้เป็นสารไฮโดรคาร์บอนที่มีขนาดโมเลกุลแตกต่างกัน ที่ได้จากถึงปฏิกิริยา FCCU โดยแยกตามลำดับส่วนของระดับจุดเดือดของแต่ละองค์ประกอบที่แตกต่างกัน สำหรับสารไฮโดรคาร์บอนที่ถูกแยกออกจาก FCCU Fractionator เรียงลำดับจากด้านบนลงล่างของหอกกลั่นมีรายละเอียดดังนี้</p> <p>* Cracked Naphtha (ควบคุมอุณหภูมิด้านบนของหอกกลั่นให้อยู่ในช่วงประมาณ 110-140 °C) และ Cracked Naphtha จะถูกแยกออกที่ด้านบนของ FCCU Fractionator ก่อนป้อนเข้าสู่หอกกลั่นลำดับต่อไปเพื่อแยก Fuel Gas และ LPG ออกจาก Cracked Naphtha</p> <p>* Cracked Distillate (ควบคุมอุณหภูมิด้านบนของหอกกลั่นให้อยู่ในช่วงประมาณ 150-200 °C) ถูกแยกออกทางด้านข้างของ FCCU Fractionator ที่ระดับต่ำลงมา และถูกป้อนเข้าสู่หน่วยกำจัดกำมะถัน GOHF-3 ก่อนนำไปผสมเพื่อผลิตน้ำมันดีเซล</p> <p>* Residue เป็นสารไฮโดรคาร์บอนที่เหลืออยู่กัน FCCU Fractionator ซึ่งจะถูกนำไปผสมเพื่อผลิตเป็นน้ำมันเตา</p>	- ไม่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด
2.3 หน่วยกลั่นแยกน้ำมันส่วนเบา (Fuel Gas, LPG และ Naphtha)	<p>- Cracked Naphtha ที่ได้จากด้านบนของ FCCU Fractionator ถูกป้อนเข้าสู่หอกกลั่น 6 ชุด ดังนี้</p> <p>* De-Ethimizer เป็นหอกกลั่นแยก Fuel Gas ออกจาก Cracked Naphtha (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 60-180 °C ที่ความดัน 150-200 psig) Fuel Gas ถูกแยกออกที่ด้านบนของหอกกลั่นก่อนป้อนเข้าสู่หน่วยกำจัดกำมะถันที่เรียกว่า Fuel Gas Scrubber & MEA Regenerator และนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงภายในโรงกลั่นฯ ส่วน Cracked Naphtha ถูกแยกออกที่ด้านล่างของหอก และป้อนเข้าสู่ Debutanizer</p>	- ไม่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด

ตารางที่ 1-5 (ต่อ) รายละเอียดกระบวนการผลิตก่อนและหลังปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5 ของโรงกลั่นฯ

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่างๆ ของโรงกลั่นฯ ในปัจจุบัน	หลังดำเนินโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5
	<p>* De-Butanizer เป็นหอกลั่นแยก LPG ออกจาก Cracked Naphtha ที่ได้จากกันหอของ Deethanizer (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 60-200 °C ที่ความดัน 120-200 psig) LPG ถูกแยกออกที่ด้านบนของหอกลั่นก่อนป้อนเข้าสู่หน่วยกำจัดกำมะถันที่เรียกว่า LPG Merox Unit โดย LPG ที่ผ่านการกำจัดกำมะถันออกแล้วจะถูกป้อนเข้าสู่ C₃/C₄ Splitter ต่อไป และนำเข้าถังเก็บกักเพื่อรอจำหน่ายต่อไป ส่วน Crack Naphtha จะถูกแยกออกด้านล่างของหอกลั่น และป้อนเข้าสู่ Cat Naphtha Splitter</p> <p>* C₃/C₄ Splitter มีหน้าที่กลั่นแยกสารไฮโดรคาร์บอนไม่อิ่มตัวที่มีองค์ประกอบเป็นโมเลกุลของ C₃ และ C₄ จะได้สารผลิตภัณฑ์โพรพิลีนออกจากส่วนบนของหอและบิวทีนออกจากส่วนล่างของหอเป็นส่วนผสมของผลิตภัณฑ์ LPG</p> <p>* Cat Naphtha Splitter เป็นการแยก Cracked Naphtha ออกเป็น 3 ส่วน กล่าวคือ แยก Light Cracked Naphtha (ที่ด้านบนของหอ) และ Heavy Cracked Naphtha (ที่ด้านล่างของหอ) ก่อนนำไปกำจัดกำมะถันที่ Cat Naphtha Minalk Unit และนำไปผสมเพื่อผลิตเป็นน้ำมันเบนซินพื้นฐาน ส่วน Intermediate Cracked Naphtha ถูกแยกออกที่กลางหอและนำไปกำจัดกำมะถันออกที่หน่วยกำจัดกำมะถัน NHF-2 ก่อนนำไปผสมเพื่อผลิตเป็นน้ำมันเบนซินพื้นฐาน</p> <p>* Light Cat Naphtha Splitter ทำหน้าที่แยกย่อย Light Cracked Naphtha (ที่ได้จาก Cat Naphtha Splitter) ออกเป็น 2 ส่วน คือ Light Light Cracked Naphtha และ Heavy Light Cracked Naphtha โดย Light Light Cracked Naphtha ที่แยกได้ด้านบนหอมีสัดส่วนกำมะถันลดลงเมื่อเทียบกับ Light Cracked Naphtha ก่อนนำไปผสมเป็นน้ำมันเบนซินพื้นฐาน ส่วน Heavy Light Cracked Naphtha ที่แยกได้ด้านล่างหอมีสัดส่วนกำมะถันสูงกว่า จึงถูกป้อนเข้าสู่ SCANfiner เพื่อกำจัดกำมะถันก่อนนำไปผสมเพื่อผลิตน้ำมันเบนซินพื้นฐานต่อไป</p>	<p>- ไม่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด</p> <p>- ไม่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด</p> <p>- ไม่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด</p> <p>- ไม่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด</p>

ตารางที่ 1-5 (ต่อ) รายละเอียดกระบวนการผลิตก่อนและหลังปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5 ของโรงกลั่นฯ

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่างๆ ของโรงกลั่นฯ ในปัจจุบัน	หลังดำเนินโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5
	* SCANfiner เปลี่ยนรูปกำมะถันที่ปนเปื้อนใน Heavy Cracked Naphtha และ Heavy Light Cracked Naphtha ให้กลายเป็น H ₂ S กล่าวคือป้อน Cracked Naphtha ข้างต้นพร้อมกับ Hydrogen Rich Gas (ที่เป็นผลพลอยได้จาก Continuous Catalytic Reforming) เข้าสู่ถังปฏิริยาที่บรรจุสารเร่งปฏิริยาที่มี Cobalt-Molybdenum และ Nickel-Molybdenum เป็นองค์ประกอบหลักเพื่อเปลี่ยนกำมะถันในรูปของสารอินทรีย์ให้กลายเป็นก๊าซ H ₂ S	- ไม่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด
2.4 หน่วยกำจัดกำมะถันออกจาก Cracked Naphtha (Cracked Naphtha Minalk Unit)	- มีหน้าที่กำจัดกำมะถันในรูป Mercaptan ออกจาก Cracked Naphtha (ที่ได้จาก Cat Naphtha Splitter) - หลักการทำงานเริ่มจากการป้อน Cracked Naphtha พร้อมกับอากาศและ Caustic เข้าถังปฏิริยาทำให้เกิดปฏิริยาออกซิเดชันและเปลี่ยนรูป Mercaptan ให้กลายเป็น Disulfide สำหรับ Cracked Naphtha จะถูกแยกออกด้านข้างของถังปฏิริยาก่อนถูกป้อนเข้าสู่ถังกรองต่อไป ส่วน Caustic ที่ปนเปื้อน Disulfide (เรียกว่า Spent Caustic) จะถูกระบายออกที่ด้านล่างของถังปฏิริยาและนำเข้าสู่ Sour Water Oxidizer (SWO) ต่อไป (SWO มีหน้าที่ออกซิไดส์ซัลไฟด์ที่ปนเปื้อนใน Spent Caustic ให้อยู่ในรูปซัลเฟต) ซึ่งมีผลกระทบต่ำกว่าก่อนระบายลงสู่ระบบบำบัดน้ำเสีย	- มีการปรับปรุงสารเร่งปฏิริยาที่ Cat naphtha minalk ให้มีประสิทธิภาพดีขึ้น เพิ่มประสิทธิภาพในการทำปฏิริยาเคมีลด Mercaptan sulfur
3. ส่วนการผลิตอะโรมาติกส์ (Perex unit)	- ทำหน้าที่แปรสภาพและกลั่นแยก Reformate ที่ได้จากหน่วย Continuous Catalyst Reformer ของส่วนการกลั่นน้ำมันดิบ เพื่อแยกพาราไซซีนออกมาเป็นผลิตภัณฑ์ก่อนนำไปจำหน่ายต่อ สำหรับ Light Reformate และ Heavy Aromatic ที่เหลือจากการแยก Reformate ออกแล้วจะนำไปผสมเพื่อเพิ่มค่าออกเทนให้กับน้ำมันเบนซินพื้นฐาน	- ไม่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด

ตารางที่ 1-5 (ต่อ) รายละเอียดกระบวนการผลิตก่อนและหลังปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5 ของโรงกลั่นฯ

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่างๆ ของโรงกลั่นฯ ในปัจจุบัน	หลังดำเนินโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5
- หน่วยแยกอะโรมาติกส์ (Aromatics Fractionation Unit)	<p>- เป็นขั้นตอนการแยก Light Reformate และ Xylene ออกจาก Reformate ที่ได้จาก Continuous Catalytic Reforming ประกอบด้วยสารประกอบต่างๆ ดังนี้</p> <p>* Benzene Heart-Cut Tower มีหน้าที่กลั่นแยกสารเบนซินออกจาก Reformate ที่ได้จาก Continuous Catalytic Reforming; CCR ก่อนป้อนเข้าสู่ Reformate Splitter เพื่อแยก Light Reformate นำไปผสมเพื่อผลิตน้ำมันเบนซินพื้นฐานต่อไป สำหรับสารเบนซินถูกแยกออกด้านบนของ Benzene Heart-Cut Tower มักเรียกว่า Benzene Heart Cut (มีสารเบนซินเป็นองค์ประกอบประมาณ 30-40 %Vol) ก่อนป้อนเข้าสู่ถังเก็บกักเพื่อรอจำหน่ายต่อไป</p> <p>* Reformate Splitter เป็นหอกลั่นแยก Light Reformate (C₅-C₇) ออกจาก Reformate (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 80-200 °C ที่ความดัน 30-70 psig) โดยที่ Light Reformate ถูกแยกออกด้านบนของหอ และนำไปผสมเพื่อผลิตเป็นน้ำมันเบนซินพื้นฐานต่อไป ซึ่งเป็นส่วนผสมที่มีค่าออกเทนสูง ส่วน Reformate ที่เหลืออยู่ก้นหอ (C₈+) ถูกป้อนเข้าสู่ Xylene Column ต่อไป</p> <p>* Xylene Column เป็นหอกลั่นแยกสารอะโรมาติกส์ที่มีคาร์บอนอะตอม C₈ (Mix-Xylene และ Ethylbenzene) ออกจากสารอะโรมาติกส์ (ที่ได้จาก Reformate Splitter) ก่อนนำเข้าสู่ Parex Unit ต่อไป สำหรับ Heavy Aromatic (C₉-C₁₀) ถูกแยกที่ด้านล่างของหอ และนำไปผสมเพื่อผลิตเป็นน้ำมันเบนซินพื้นฐานต่อไป</p> <p>* Parex Unit มีหน้าที่แยก Para-Xylene ออกจาก Mixed-Xylenes ด้วยกลไกการดูดซับด้วยตัวทำละลาย Para-Diethylbenzene (PDEB) หลังจากนั้น Para-Xylene ถูกกลั่นออกจาก PDEB ก่อนป้อนเข้าสู่ถังเก็บกักเพื่อรอจำหน่ายต่อไป สำหรับ Mixed-Xylene ที่ถูกแยก Para-Xylene ออกแล้วมักเรียกว่า Raffinate จะถูกป้อนเข้าสู่ Isomerization Reactor ต่อไป</p> <p>* Isomerization Reactor มีหน้าที่ทำให้ Ethylbenzene ที่ปะปนมากับ Raffinate เปลี่ยนรูปเป็น Benzene</p>	- ไม่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด

ตารางที่ 1-5 (ต่อ) รายละเอียดกระบวนการผลิตก่อนและหลังปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5 ของโรงกลั่นฯ

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่างๆ ของโรงกลั่นฯ ในปัจจุบัน	หลังดำเนินโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5
	<p>* Isomerization Column มีหน้าที่กลั่นแยกสารเบนซินออกจาก Raffinate ได้จาก Isomerization Reactor โดยที่สารเบนซินถูกแยกออกที่ด้านบนของหอหมักเรียกว่า Isomerization Benzene (มีสารเบนซินเป็นองค์ประกอบประมาณร้อยละ 30-40) ก่อนถูกป้อนเข้าสู่ถังเก็บเพื่อรอจำหน่ายต่อไป สำหรับ Toluene จะถูกแยกออกที่กลางหอก่อนป้อนเข้าสู่ Transplus Unit ต่อไป ในขณะที่ Heavy Aromatic ที่เหลืออยู่กันหอยจะถูกหมุนเวียนกลับไป Xylene Column อีกครั้ง</p> <p>* Transplus Unit ทำหน้าที่แปรรูป Toluene ที่ได้จาก Isomerization Column ให้กลายเป็น Mixed-Xylenes ก่อนหมุนเวียนกลับเข้าสู่ Reformat Splitter ต่อไป</p>	
4. ส่วนการผลิตตัวทำละลาย (Thailand Fluid Plant; TFP)	- มีหน้าที่แปรรูป Light Virgin Naphtha หรือ Kerosene บางส่วนที่ได้จากส่วนการกลั่นน้ำมันดิบให้กลายเป็นตัวทำละลาย คือ เฮกเซน และตัวทำละลาย ซึ่งนำไปจำหน่ายให้กับลูกค้าเพื่อนำไปใช้ในอุตสาหกรรมต่างๆ เช่น สก๊ต้น้ำมันพืช ผลิตภัณฑ์รถยนต์ ผสมสี น้ำมันหล่อลื่น เป็นต้น	- ไม่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด
4.1 หน่วยทำปฏิกิริยา (TFP Reator)	- นำ Light Naphtha หรือ Kerosene บางส่วนจากกระบวนการกลั่นมาเพิ่มอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 250-350 °C (ด้วยระบบแลกเปลี่ยนความร้อนที่เรียกว่า Hot Oil System) ก่อนป้อนเข้าสู่ TFP Reactor เพื่อให้เกิดปฏิกิริยาไฮโดรจิเนชัน ซึ่งกระบวนการใช้ก๊าซ Hydrogen Rich Gas ที่ได้จาก Continuous Catalytic Reforming และสารเร่งปฏิกิริยาที่มีนิกเกิลเป็นองค์ประกอบหลักเข้าไปด้วยเปลี่ยนโครงสร้างโมเลกุลของ Light Virgin Naphtha หรือ Kerosene ให้มีคุณสมบัติเป็นตัวทำละลาย หลังจากนั้นนำส่วนผสมตัวทำละลายข้างต้นเข้าสู่หอกลั่นต่างๆ เพื่อแยกให้มีความบริสุทธิ์ต่อไป	- ไม่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด

ตารางที่ 1-5 (ต่อ) รายละเอียดกระบวนการผลิตก่อนและหลังปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5 ของโรงกลั่นฯ

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่างๆ ของโรงกลั่นฯ ในปัจจุบัน	หลังดำเนินโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5
4.2 หน่วยกลั่นแยกตัวทำละลาย	<p>- มีหน้าที่กลั่นแยกตัวทำละลายชนิดต่างๆ ที่ได้จากหน่วยทำปฏิกิริยาเพื่อให้มีความบริสุทธิ์มากขึ้นประกอบด้วยหอกกลั่น 2 ชุด ดังนี้</p> <p>* TFP Tower-1 มีหน้าที่แยก Light Naphtha หรือ Kerosene ที่เหลือจากปฏิกิริยาออกทางด้านบนของหอกก่อนส่งไปผสมเพื่อผลิตน้ำมันเบนซินพื้นฐานต่อไป ส่วนตัวทำละลายชนิดต่างๆ ที่เหลืออยู่กันหอกถูกส่งไปยัง TFP Tower-2 ต่อไป</p> <p>* TFP Tower-2 มีหน้าที่กลั่นแยกเฮกเซนและตัวทำละลายออกทางด้านบนของหอกก่อนนำไปควบแน่นให้เป็นของเหลวและป้อนเข้าสู่ถังเก็บกักเพื่อรอจำหน่ายต่อไป ส่วนของเหลวที่เหลือที่ด้านล่างเป็นตัวทำละลาย ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์พลอยได้ซึ่งจะถูกป้อนเข้าสู่ถังเก็บกับเพื่อจำหน่ายต่อไป</p>	<p>- ไม่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด</p>

หมายเหตุ : ตัวเลขต่างๆ เป็นค่าที่ได้จากการออกแบบ อาจเปลี่ยนแปลงได้ตามลักษณะของวัตถุดิบ (น้ำมันดิบ) และสภาวะของตลาด

ที่มา : บริษัท บางจาก ศรีราชา จำกัด (มหาชน), 2564

1.3.7 ระบบสาธารณูปโภคของโครงการ

สืบเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการทำให้มีการปรับปรุงและติดตั้งเครื่องจักรเพิ่มเติมเพื่อปรับปรุงคุณภาพน้ำมันให้ได้ตามมาตรฐานยูโร 5 ส่งผลให้โรงกลั่นฯ มีความต้องการใช้ระบบสาธารณูปโภคเพิ่มขึ้น ได้แก่ ปริมาณการใช้ไฟฟ้าเพิ่ม และความต้องการใช้น้ำหล่อเย็น ส่วนรายละเอียดระบบสาธารณูปโภคอื่นๆ ไม่มีการเปลี่ยนแปลงทั้งในด้านการจัดการและปริมาณการใช้ทรัพยากร โดยรายละเอียดโครงการในประเด็นดังกล่าว มีดังนี้

1) ไฟฟ้า

ภายหลังการเปลี่ยนแปลงในให้ได้ตามมาตรฐานยูโร 5 ส่งผลให้โรงกลั่นฯ มีความต้องการกระแสไฟฟ้าเพิ่มจากประมาณ 33 เป็น 35 เมกะวัตต์ อย่างไรก็ตาม ไม่มีผลทำให้โรงกลั่นฯ ต้องติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าเพิ่มเติม เนื่องจากหน่วยผลิตไฟฟ้าเดิมของโรงกลั่นฯ เพียงพอที่จะรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นข้างต้น กล่าวคือปัจจุบันโรงกลั่นฯ มีหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ (gas turbine generator; GTG) ที่ใช้ natural gas และ fuel gas เป็นเชื้อเพลิง 3 ชุด มีกำลังผลิตรวมประมาณ 50 เมกะวัตต์ (GTG 1, 2 และ 3 มีกำลังการผลิตไฟฟ้า 12.5, 12.5 และ 25 เมกะวัตต์ ตามลำดับ)

นอกจากนี้ ปัจจุบันมีการติดตั้งหม้อแปลงเพื่อสำรองรับกระแสไฟฟ้ามาจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิต (EGAT) สำหรับแหล่งจ่ายไฟฟ้าสำรองข้างต้น สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าให้โรงกลั่นฯ ได้สูงสุด 37.5 เมกะวัตต์ ซึ่งเพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของโรงกลั่นฯ

2) ไอน้ำ

มีหน่วยผลิตไอน้ำหลักทั้ง 2 ส่วน คือ หม้อไอน้ำที่ใช้ใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิง (Powered Boiler) และหน่วยผลิตไอน้ำที่ได้จากแหล่งพลังงานความร้อนของ Exhaust Gas จาก Furnaces และ GTGs ความสามารถในการผลิตไอน้ำข้างต้นโดยรวมมีประมาณ 235 ตัน/ชั่วโมง หน่วยผลิตไอน้ำของโรงกลั่นฯ มีรายละเอียดดังนี้

(1) Powered Boiler จำนวน 2 หน่วย ใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่าง Fuel Oil และ Fuel Gas เป็นแหล่งพลังงาน มีกำลังการผลิตไอน้ำโดยรวมประมาณ 40 ตัน/ชั่วโมง

(2) Waste Heat Boiler (WHB) เป็นหน่วยผลิตไอน้ำที่นำ Exhaust Gas ที่ถูกระบายทิ้งจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ GTG และเตาความร้อน (Furnace) ของส่วนผลิตต่างๆ มาใช้ประโยชน์อีกครั้งโดยนำไปเพื่อเป็นแหล่งพลังงานความร้อนในการผลิตไอน้ำ โดยมีกำลังการผลิตไอน้ำสูงสุดโดยรวมประมาณ 195 ตัน/ชั่วโมง

3) ระบบหล่อเย็น

ระบบหล่อเย็นทำหน้าที่ควบคุมอุณหภูมิที่หน่วย condenser และอุปกรณ์ในส่วนการผลิตต่างๆ ซึ่งปัจจุบันโรงกลั่นฯ ใช้น้ำทะเลที่สูบจากบริเวณท่าเรือมาใช้ในระบบหล่อเย็น สำหรับน้ำที่ผ่านการหล่อเย็นแล้วจะมีอุณหภูมิสูงขึ้นจากเดิม โรงกลั่นฯ ติดตั้งให้มี cooling tower เพื่อลดอุณหภูมิน้ำที่ดังกล่าวก่อนระบายลงสู่บ่อเติมอากาศและทะเลต่อไป ภายหลังการเปลี่ยนแปลงตามมาตรฐานยูโร 5 ส่งผลให้โรงกลั่นฯ มีความต้องการน้ำทะเลเพื่อการหล่อเย็นเพิ่มขึ้นอีกประมาณร้อยละ 1 หรือ 500 ลูกบาศก์เมตร/วัน จากเดิม 30,462 ลูกบาศก์เมตร/วัน เป็น 30,962 ลูกบาศก์เมตร/วัน ทั้งนี้ น้ำที่ระบายผ่านการหล่อเย็นในอุปกรณ์ต่างๆ ของโรงกลั่นฯ ซึ่งจะถูกลดอุณหภูมิลงแล้วที่ Cooling Tower ก่อนระบายลงสู่ระบบบ่อเติมอากาศและทะเลต่อไป

4) ปริมาณการใช้น้ำและแหล่งน้ำใช้

ดูลำน้ำใช้และตารางสรุปการใช้น้ำแสดงดังตารางที่ 1-6 ใช้แหล่งน้ำจากภายนอก 2 ส่วน ได้แก่ น้ำทะเลและน้ำใส น้ำทะเลสูบจากบริเวณท่าเรือใช้ในระบบหล่อเย็น และนำมาเป็นน้ำดิบในการผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ ในขณะที่รับน้ำใสมาจากนิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบังเพื่อใช้ในสำนักงาน กระบวนการผลิตและระบบเสริมการผลิต โดยมีความต้องการน้ำทะเลประมาณ 2,120 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง กิจกรรมการใช้น้ำประเภทต่างๆ และระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำมีรายละเอียดดังนี้

(1) น้ำใช้สำหรับพนักงาน มีความต้องการใช้น้ำใส 182 ลูกบาศก์เมตร/วัน

(2) น้ำใช้ในกระบวนการผลิต มีความต้องการใช้น้ำปราศจากแร่ธาตุ 437 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง ในขณะที่มีความต้องการใช้น้ำใส 390 ลูกบาศก์เมตร/วัน

(3) น้ำดิบที่ใช้ผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ มีระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ 2 ระบบ คือ Desalination Plant และ Reverse Osmosis Plant สำหรับระบบแรกใช้น้ำทะเลเป็นน้ำดิบโดยวิธีการกลั่น ส่วนที่สองใช้น้ำใสเป็นน้ำดิบโดยใช้กลไกการกรองผ่านเยื่อเมมเบรน โรงกลั่นมีความต้องการน้ำทะเลและน้ำใสเพื่อผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ 20,407 และ 496 ลูกบาศก์เมตร/วัน ตามลำดับ

(4) น้ำใช้ในระบบหล่อเย็น มีการหมุนเวียนน้ำคอนเดนเสทที่เกิดจากไอน้ำที่ผ่านการใช้งานแล้วจากอุปกรณ์การแลกเปลี่ยนความร้อนต่างๆ กลับมาผลิตไอน้ำอีกครั้ง อย่างไรก็ตาม เนื่องจากมีไอน้ำบางส่วนสูญเสียออกจากระบบบ้างจึงต้องชดเชยน้ำปราศจากแร่ธาตุเข้าระบบเพื่อทดแทนน้ำที่สูญเสียไป โครงการมีความต้องการน้ำชดเชยในระบบผลิตไอน้ำ 2,305 ลูกบาศก์เมตร/วัน

5) ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ

มีการติดตั้งระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ 2 ระบบ คือ Desalination Plant ใช้น้ำทะเลเป็นน้ำดิบ และ Reverse Osmosis Plant ใช้น้ำใสเป็นน้ำดิบ มีกำลังการผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุรวม 3,360 ลูกบาศก์เมตร/วัน มีกำลังการผลิต 2,880 และ 480 ลูกบาศก์เมตร/วัน ตามลำดับ ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุของโรงกลั่นฯ มีรายละเอียดดังนี้

(1) Desalination plant เป็นระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุที่ใช้น้ำทะเลเป็นน้ำดิบผ่านกลไกการกลั่นและควบแน่น ระบบนี้มีกำลังการผลิตประมาณ 2,880 ลูกบาศก์เมตร/วัน

(2) Reverse Osmosis Plant เป็นระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุโดยใช้น้ำใสเป็นน้ำดิบผ่านกลไกการกรองผ่านเยื่อเมมเบรนด้วยแรงดัน ระบบนี้มีกำลังการผลิตสูงสุดประมาณ 480 ลูกบาศก์เมตร/วัน ปัจจุบันผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุที่ 372 ลูกบาศก์เมตร/วัน

ตารางที่ 1-6 ปริมาณการใช้น้ำของโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน

กิจกรรม	น้ำทะเล ^{1/} (ลิตร)	น้ำใส ^{2/} (ลิตร)	น้ำปราศจากแร่ธาตุ ^{3/} (ลิตร)
1. น้ำใช้สำหรับพนักงาน	-	182	-
2. น้ำใช้ในกระบวนการผลิต	-	390	437
3. ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ			
- Desalination Plant	20,407	-	-
- Reverse Osmosis Plant	-	496	-
4. น้ำใช้ในระบบหล่อเย็น	30,962	-	-
5. น้ำขดเขยในระบบผลิตไอน้ำ	-	-	2,305
รวม	51,369	1,068	2,742

หมายเหตุ : ^{1/} สูบน้ำมาจากท่าเรือ เพื่อนำมาใช้ในระบบหล่อเย็นและผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ
^{2/} รับน้ำใสมาจากการนิคมอุตสาหกรรม
^{3/} เป็นน้ำปราศจากแร่ธาตุได้จากการผลิตเองภายในโรงกลั่น ที่ Desalination Plant และ Reverse Osmosis Plant
 โดยนำน้ำทะเลและน้ำใสจากภายนอกมาเป็นน้ำดิบ
 - ปริมาณน้ำข้างต้นเป็นค่าที่ใช้ประมาณโดยสังเขป

ที่มา : บริษัท บางจาก ศรีราชา จำกัด (มหาชน), 2564

1.3.8 น้ำเสียและการจัดการ

1) ระบบบำบัดน้ำเสีย

ระบบบำบัดน้ำเสียของโครงการประกอบด้วย 3 ส่วน ได้แก่ CPI และ IAF และบ่อเติมอากาศ รายละเอียดสามารถสรุปได้ดังนี้

(1) CPI (Corrugated Plate Interceptor) มีหน้าที่แยกน้ำมันออกจากน้ำเสีย มีประสิทธิภาพในการแยกน้ำมันที่มีขนาดใหญ่ (Oil Droplets) ได้ดี ซึ่งออกแบบให้เป็นระบบบำบัดที่มีทางน้ำออกต่ำกว่าผิวน้ำ ทั้งนี้ อาศัยแรงโน้มถ่วงและความแตกต่างของความหนาแน่นระหว่างน้ำและน้ำมัน อีกทั้งภายในยังมีการติดตั้งแผ่น Plate เพื่อช่วยให้น้ำมันกับน้ำแยกชั้นกันได้ดีขึ้น สำหรับน้ำมันที่ลอยอยู่ผิวน้ำจะถูกรวบรวมไปใช้ใหม่ในกระบวนการผลิตต่อไป ในขณะที่น้ำที่อยู่ด้านล่างถูกระบายออกที่ทางน้ำออกที่อยู่ต่ำกว่าผิวน้ำก่อนนำเข้าไปบำบัดอีกครั้งที่ IAF

(2) IAF (Induced Air Floatation) มีหน้าที่แยกน้ำมันออกจากน้ำทิ้งที่ผ่านการบำบัดมาจาก CPI ระบบนี้สามารถแยกน้ำมันที่มีขนาดเล็กออกได้ โดยทำให้เกิดฟองอากาศขนาดเล็กภายในระบบบำบัด ซึ่งฟองอากาศขนาดเล็กจะลอยขึ้นสู่ผิวน้ำและช่วยพาน้ำมันลอยขึ้นสู่ผิวน้ำด้วย สำหรับน้ำมันที่ลอยอยู่บนผิวน้ำจะถูกกวาดและรวบรวมเพื่อนำกลับไปใช้ใหม่ในกระบวนการผลิตต่อไป ส่วนน้ำทิ้งที่แยกน้ำมันออกแล้วจะถูกนำไปบำบัดอีกครั้งที่ระบบบ่อเติมอากาศต่อไป

(3) บ่อเติมอากาศ (Aerated Basin) บ่อเติมอากาศมีหน้าที่กำจัดสารอินทรีย์ที่ปนเปื้อนมากับน้ำเสีย โดยการย่อยสลายด้วยกระบวนการทางชีวภาพมีจุดประสงค์เพื่อบำบัดน้ำทิ้งที่ผ่านการบำบัดจาก CPI และ IAF เป็นหลัก ระบบบำบัดน้ำเสียแบบบ่อเติมอากาศของโรงกลั่นฯ มีการแบ่ง Aeration Zone และ Sedimentation Zone ด้วยการใช้ Partition กันในแต่ละโซน อีกทั้งเพื่อป้องกันการไหลล้นของน้ำภายในบ่อเติมอากาศ นอกจากนี้ Sedimentation Zone ไม่มีการเติมอากาศและถูกออกแบบให้มีเวลากักน้ำมากพอจนทำให้อนุภาคจุลชีวะที่เกิดจาก Aeration Zone สามารถตกตะกอนได้ แสดงดัง**Error! Reference source not found.** เพื่อเป็นการดำเนินการในเชิงป้องกันโรงกลั่นฯ มีแผนจะปรับปรุงการจัดการน้ำเสีย โดยแบ่งออกเป็น 2 ระยะ ดังนี้

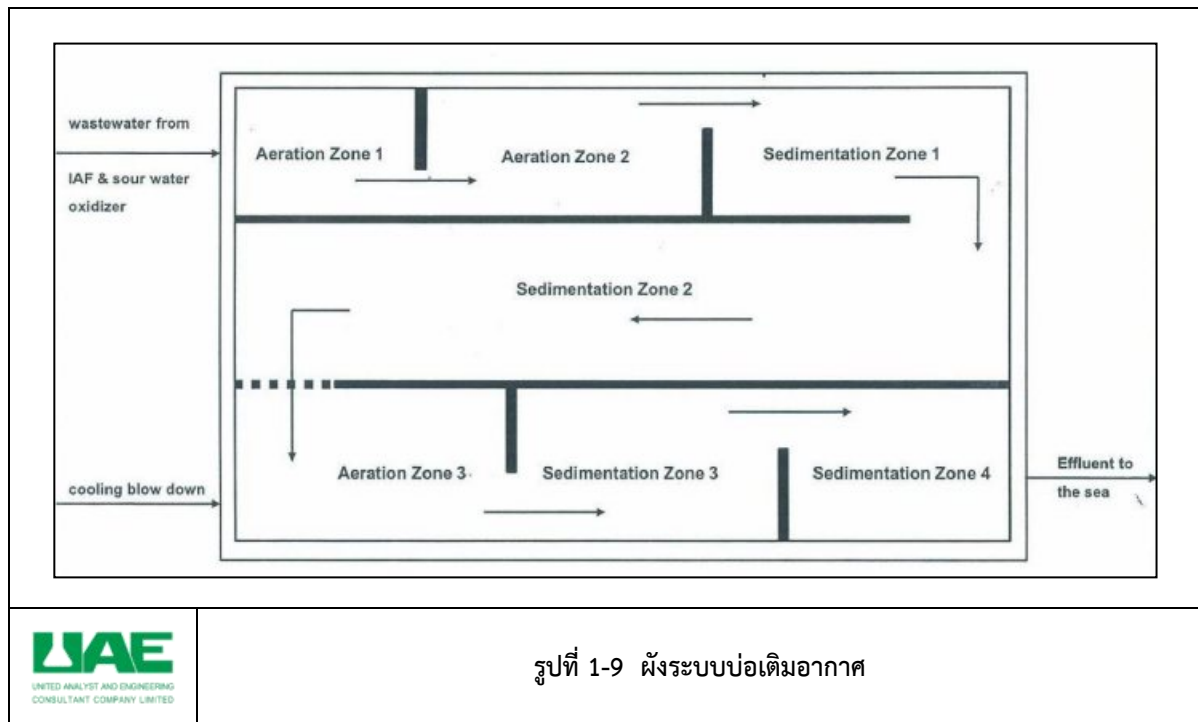
ระยะที่ 1 ปรับปรุงคันคอนกรีตของบ่อเติมอากาศ

ระยะที่ 2 ติดตั้งระบบบำบัดทางชีวภาพแบบตะกอนเร่ง (Activated Sludge : AS) เพื่อบำบัดสารอินทรีย์ในน้ำเสียที่ผ่านการบำบัดจากระบบ IAF ก่อนส่งเข้าสู่บ่อเติมอากาศเดิม สำหรับการติดตั้งระบบบำบัดแบบตะกอนเร่งเพิ่มขึ้นเพื่อเป็นการบำบัดน้ำเสียในขั้นต้นก่อนนำน้ำทิ้งไปบำบัดต่อไปที่บ่อเติมอากาศ เพื่อให้คุณภาพน้ำทิ้งบริเวณ Sedimentation Zone 2 ของบ่อเติมอากาศเดิมมีค่าบีโอดีสอดคล้องตามมาตรฐานก่อนนำไปรวมกับน้ำ Cooling Blow Down ที่ Aeration Zone 3 ของบ่อเติมอากาศเดิม พร้อมทั้งติดตั้ง Overflow Weir เพื่อกั้นแยกระหว่าง Sedimentation Zone 2 และ Aeration Zone 3 ออกจากกันโดยชัดเจน เพื่อป้องกันตะกอนใน Sedimentation Zone 2 พังกระจายเนื่องจากผลการนำ Cooling Blow Down มารวมเข้าที่ Aeration Zone 3

2) แหล่งกำเนิดและปริมาณน้ำเสีย

ผังแสดงแหล่งกำเนิดน้ำเสีย/น้ำทิ้งจากโรงกลั่นฯ แสดงดังรูปที่ 1-9 สำหรับปริมาณและการจัดการน้ำเสียหรือน้ำทิ้งที่เกิดขึ้นในแต่ละกิจกรรมของโรงกลั่นฯ ปริมาณและการจัดการน้ำเสียหรือน้ำทิ้งที่เกิดขึ้นในแต่ละกิจกรรมมีรายละเอียดดังนี้

(1) น้ำเสียจากสำนักงาน ปริมาณน้ำเสียที่เกิดขึ้น ประมาณ 182 ลูกบาศก์เมตร/วัน โดยแบ่งตามแหล่งกำเนิดได้ 2 บริเวณ กล่าวคือน้ำเสียจากพนักงานบริเวณพื้นที่ส่วนการผลิต 98 ลูกบาศก์เมตร/วัน ซึ่งจะถูกระบายที่ระบบบำบัดสำเร็จรูปก่อนส่งเข้าหน่วยกำจัดน้ำมันแบบ Corrugated plate Interceptor (CPI) และ Induced Air Floatation (IAF) และบ่อเติมอากาศต่อไป สำหรับน้ำเสียอีกส่วนหนึ่งเกิดจากอาคารสำนักงานที่อยู่นอกบริเวณพื้นที่ส่วนการผลิต 84 ลูกบาศก์เมตร/วัน จะถูกบำบัดด้วยระบบบำบัดสำเร็จรูปก่อนถูกระบายลงสู่รางระบายน้ำสาธารณะต่อไป



(2) น้ำเสียจากกระบวนการผลิต

กิจกรรมที่ก่อให้เกิดน้ำเสียมีหลายส่วนซึ่งแยกบำบัดเบื้องต้นตามลักษณะน้ำเสียที่แตกต่างกันตามแหล่งกำเนิด ได้แก่

- น้ำเสียจากถังกักเก็บน้ำมันดิบ น้ำมันดิบที่เก็บกักไว้ในถังเก็บพักอาจมีน้ำปะปนมาด้วยซึ่งจะถูกแยกชั้นอยู่ด้านล่าง จึงต้องระบายน้ำดังกล่าวออกไปบำบัดด้วยหน่วยกำจัดน้ำมัน CPI และ IAF ต่อจากนั้นจะถูกบำบัดด้วยระบบบำบัดแบบตะกอนเร่งและบ่อเติมอากาศก่อนระบายออกสู่ทะเลต่อไป
- น้ำเสียจากขั้นตอนการกำจัดเกลือออกจากน้ำมันดิบด้วย Desalter น้ำเสียที่เกิดขึ้นส่วนนี้อาจมีน้ำมันปะปนมาด้วยจึงถูกบำบัดด้วยหน่วยกำจัดน้ำมันแบบ CPI และ IAF ต่อจากนั้นจะถูกบำบัดด้วยระบบบำบัดแบบตะกอนเร่งและบ่อเติมอากาศก่อนระบายออกสู่ทะเลต่อไป
- น้ำเสียจาก Sour Water Oxidizer (SWO) ปริมาณน้ำเสียที่เกิดขึ้นจากส่วนนี้มีประมาณ 462 ลูกบาศก์เมตร/วัน ซึ่งน้ำเสียดังกล่าวถูกบำบัดด้วยหน่วยกำจัดน้ำมันแบบ CPI และ IAF ก่อนระบายลงสู่ระบบบ่อเติมอากาศต่อไป
- น้ำเสียจาก Sour Water Stripper (SWS) ปริมาณน้ำเสียในส่วนนี้มีประมาณ 80 ลูกบาศก์เมตร/วัน ซึ่งน้ำเสียดังกล่าวถูกบำบัดด้วยหน่วยกำจัดน้ำมันแบบ CPI และ IAF ก่อนระบายลงสู่ระบบบ่อเติมอากาศต่อไป

(3) น้ำทิ้งจากระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ น้ำทิ้งจากส่วนนี้สามารถแบ่งเป็น 2 ส่วน

- น้ำทิ้งจาก Desalination Plant มีน้ำทิ้งจากส่วนนี้ประมาณ 18,037 ลูกบาศก์เมตร/วัน สำหรับการจัดการน้ำทิ้งส่วนนี้จะระบายทิ้งลงสู่ทะเลต่อไป
- น้ำทิ้งจาก Reverse Osmosis Plant มีปริมาณน้ำทิ้งประมาณ 124 ลูกบาศก์เมตร/วัน ซึ่งจะถูกระบายลงสู่ระบบบ่อเติมอากาศก่อนระบายลงสู่ทะเลต่อไป

- น้ำทิ้งจากระบบหล่อเย็น เป็นน้ำทิ้งที่ผ่านการหล่อเย็นในอุปกรณ์ต่างๆ ซึ่งจะลดอุณหภูมิลงแล้วที่ Cooling Tower ก่อนระบายลงสู่ระบบบ่อเติมอากาศและทะเลต่อไป
- น้ำทิ้งจากระบบผลิตไอน้ำ เป็นน้ำทิ้งที่ถูกระบายออกจากระบบผลิตไอน้ำเพื่อควบคุมสารละลายที่สะสมอยู่ในน้ำที่หมุนเวียนในระบบไม่ให้สูงเกินไปเพื่อป้องกันปัญหาเรื่องตะกรันที่อาจเกิดขึ้นในระบบ

1.3.9 มลพิษทางอากาศและการจัดการ

1) แหล่งกำเนิดและอัตราการระบายมลพิษทางอากาศ

(1) แหล่งกำเนิด โรงกลั่นฯ มีแหล่งกำเนิดมลพิษทางอากาศจำนวน 18 ปล่อง ซึ่งแหล่งกำเนิดส่วนใหญ่เป็นปล่องระบายของ Furnace/Heater ที่มีหน้าที่อุ่นสารไฮโดรคาร์บอนก่อนป้อนเข้าสู่หอกกลั่นของส่วนการผลิตต่างๆ และปล่องระบายของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้า ใช้ Fuel Gas และ Fuel Oil ที่เป็นผลิตภัณฑ์ของโรงกลั่นฯ เป็นเชื้อเพลิง สารมลพิษหลักที่ระบายออกจากปล่อง ได้แก่ ออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) และฝุ่นละอองรวม (TSP)

เตาเผาของแหล่งกำเนิดมลพิษบางส่วนถูกออกแบบให้มีหัวเผาให้เป็นแบบ Dual Burner เพื่อให้สามารถใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่าง Fuel Gas และ Fuel Oil ได้ สัดส่วนการใช้ Fuel Gas กับ Fuel Oil เป็นเชื้อเพลิงในแต่ละแหล่งกำเนิดโดยแปรผันตามลักษณะวัตถุดิบ (น้ำมันดิบ) และสภาวะของตลาดหรือความต้องการปิโตรเลียมสำเร็จรูปในแต่ละชนิด เมื่อโรงกลั่นฯ มีการปรับเปลี่ยนการผลิตให้สอดคล้องกับปัจจัยข้างต้นจะทำให้สัดส่วน Fuel Gas กับ Fuel Oil ที่จะนำมาเป็นเชื้อเพลิงภายในโรงกลั่นฯ เปลี่ยนแปลงไปด้วย

การควบคุมอัตราการระบายมลพิษทางอากาศโดยรวม (NO_x , SO_2 และ TSP) ให้อยู่ในกรอบการระบายของโรงกลั่นฯ จะมีการกำหนดรูปแบบการผลิตให้เหมาะสมกับปัจจัยหลัก 3 ส่วน ได้แก่ ลักษณะของวัตถุดิบ (น้ำมันดิบ) สภาวะหรือความต้องการปิโตรเลียมสำเร็จแต่ละชนิดของตลาด และคุณสมบัติเชื้อเพลิงที่ใช้ในแต่ละหน่วยผลิต เพื่อควบคุมอัตราการระบายมลพิษไม่เกินกรอบการระบายของโรงกลั่นฯ

(2) อัตราการระบายมลพิษทางอากาศ อัตราการระบาย NO_x , SO_2 และ TSP โดยรวมของโรงกลั่นฯ มีค่าดังนี้ 18.49, 65.71 และ 2.40 กรัม/วินาที ตามลำดับ อย่างไรก็ตาม อัตราการระบายที่ลดลงข้างต้นก็ยังอยู่ภายในกรอบการระบายของโรงกลั่นฯ (กรอบการระบาย NO_x , SO_2 และ TSP ไม่เกิน 105.36, 317.42 และ 13.24 กรัม/วินาที ตามลำดับ)

การปรับปรุง/ดัดแปลงการผลิตของโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดิบ ทำให้บางแหล่งกำเนิดมีอัตราการระบายมลพิษเพิ่มขึ้นและทำให้แหล่งกำเนิดอีกส่วนหนึ่งมีการระบายมลพิษลดลง มีรายละเอียดดังนี้

- การดัดแปลงหน่วย GOHF-2 มีการเพิ่ม Reactor และความร้อนเพื่อให้เกิดปฏิกิริยาในการกำจัดกำมะถันออกจาก Light Virgin Gasoil ได้มากขึ้น เพื่อรองรับปริมาณ Light Virgin Gasoil ที่เพิ่มขึ้นจากการยกเลิก GOHF-1 ทำให้ Flow Rate และปริมาณการระบาย NO_x , SO_2 และ TSP ของ Exhaust Gas ที่ระบายออกจากปล่องระบายของ GOHF-2 Furnace เพิ่มขึ้น
- การดัดแปลงหน่วย GOHF-3 มีการเพิ่ม Reactor และความร้อนเพื่อให้เกิดปฏิกิริยาในการกำจัดกำมะถันออกจาก Heavy Virgin Gasoil และ Cracked Distillate ทำให้ Flow Rate และปริมาณการระบาย NO_x , SO_2 และ TSP ของ Exhaust Gas ที่ระบายออกจากปล่องระบายของ GOHF-3 Furnace เพิ่มขึ้น

- การดัดแปลงหน่วย GOHF-1 จากเดิมที่ได้กำจัดกำมะถันออกจาก Light Virgin Gasoil มาเป็น Cracked Naphtha กระบวนการกำจัดกำมะถันออกจาก Cracked Naphtha ดังกล่าวเรียกว่า SCANfiner ทำให้มีอัตราการระบายมลพิษทางอากาศจาก SCANfiner แทน GOHF-1
- เพิ่มการผลิตไฟฟ้าของหน่วย GTG-2 เพื่อปรับปรุงคุณภาพน้ำมันให้สอดคล้องตามข้อกำหนดของกรมธุรกิจพลังงาน ทำให้โรงกลั่นฯ ต้องการใช้กระแสไฟฟ้าเพิ่มขึ้นประมาณ 1 เมกะวัตต์ ทำให้ Flow Rate และปริมาณการระบาย NO_x SO_2 และ TSP ของ Exhaust Gas ที่ระบายออกจากปล่องระบายของ GTG-2 เพิ่มขึ้น (โรงกลั่นฯ มีหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ GTG 3 ชุด มีกำลังผลิตรวมประมาณ 51 เมกะวัตต์)
- ปรับปรุงการใช้เชื้อเพลิงของ Parex Unit เมื่อโรงกลั่นฯ ดำเนินโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมันแล้วจะนำ Fuel Gas ที่ผลิตได้เพิ่มขึ้นมาใช้ที่ Furnace ของ Parex Unit (ส่วนผลิตอะโรมาติกส์) เพื่อทดแทนเชื้อเพลิง Fuel Oil ที่ถูกลดการใช้ในหน่วยนี้ โดยมีสัดส่วนการใช้ Fuel Oil : Fuel gas ประมาณ 37 : 63 อัตราการระบายมลพิษจากปล่องของ Parex Unit ลดลง

1.3.10 การจัดการของเสีย

ของเสียจากกิจกรรมของพนักงานจะถูกรวบรวมก่อนติดต่อให้หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากราชการมารับไปกำจัดต่อไป เช่น เทศบาลนครแหลมฉบัง เป็นต้น ของเสียโดยส่วนใหญ่ถูกรวบรวมก่อนติดต่อให้หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมนำไปกำจัด โดยการจัดการของเสียประเภทสารเร่งปฏิกิริยาบางส่วนจะส่งไปฟื้นฟูสภาพที่บริษัทผู้ผลิต/ผู้ให้บริการต่อไปต่อไป

โครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมันทำให้มีของเสียเพิ่มขึ้น 3 ชนิด คือ Spent ZnO Bed, Spent Ni Mo Catalyst และ Spent Co Mo Catalyst มีรายละเอียดดังนี้

1) **Spent ZnO Bed** เป็นสารดูดซับที่เสื่อมสภาพซึ่งผ่านการกำจัดคลอไรด์ออกจาก Benzene Heart-Cut ที่เป็นอุปกรณ์ที่ถูกติดตั้งเพิ่มขึ้น ทำให้มีปริมาณของเสียชนิดนี้เพิ่มขึ้น 43 ตัน/ปี โรงกลั่นฯ จะบรรจุในถัง 200 ลิตร มีฝาปิดมิดชิดก่อนส่งให้กับบริษัทที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมที่มารอรับเพื่อขนส่งนำไปกำจัด

2) **Spent Ni-Mo catalyst** เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่เสื่อมสภาพจากหน่วยกำจัดกำมะถันออกจากน้ำมัน naphtha, SCANfiner (ถังปฏิกิริยาตัวที่ 1) และหน่วยลดปริมาณ PAH (PAH polyshift) ซึ่งเป็นหน่วยที่มีการติดตั้งเพิ่มขึ้นภายหลังดำเนินโครงการให้ได้ตามมาตรฐานยูโร 5 ทำให้มีความต้องการใช้สารเร่งปฏิกิริยาชนิดนี้เพิ่มขึ้น ทำให้ของเสียชนิดนี้เพิ่มขึ้นจาก 15 ตัน/ปี เป็น 50 ตัน/ปี ซึ่งโรงกลั่นฯ จะบรรจุในถัง 200 ลิตร มีฝาปิดมิดชิดก่อนส่งให้กับบริษัทที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมที่มารอรับเพื่อขนส่งนำไปกำจัดต่อไป

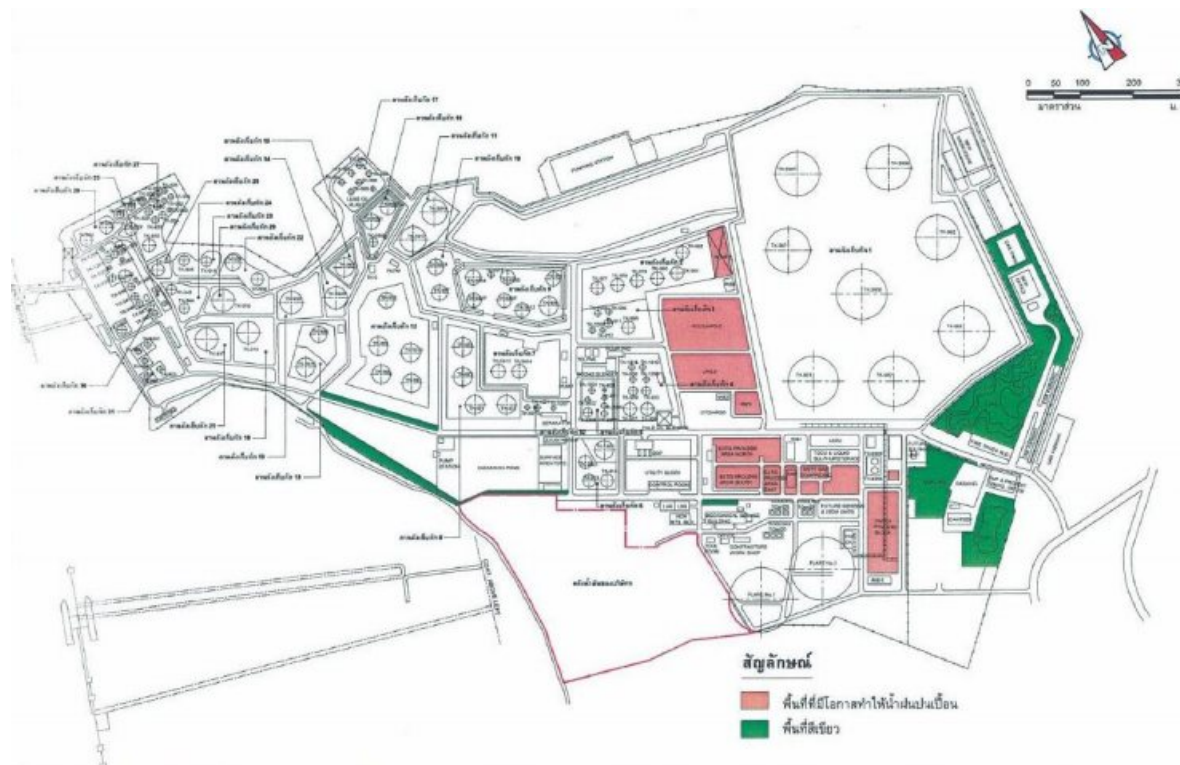
3) **Spent Co Mo Catalyst** เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่เสื่อมสภาพจากหน่วยกำจัดกำมะถันออกจากน้ำมัน Kerosene Hydrofiner (KHF-1/2), Gas oil Hydrofiner (GOHF-2/3) และ SCANfiner ที่ถังปฏิกิริยาตัวที่ 2 ภายหลังดำเนินโครงการฯ ให้ได้ตามมาตรฐานยูโร 5 ทำให้มีความต้องการใช้สารเร่งปฏิกิริยาชนิดนี้เพิ่มขึ้น ทำให้ของเสียชนิดนี้เพิ่มขึ้นจาก 476 ตัน/ปี เป็น 540 ตัน/ปี โดยจะบรรจุในถัง 200 ลิตร หรือภาชนะอื่นที่เหมาะสม เช่น Lugger Box เป็นต้น ที่มีฝาปิดมิดชิดก่อนส่งให้กับบริษัทที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมที่มารอรับเพื่อขนส่งนำไปกำจัดต่อไป

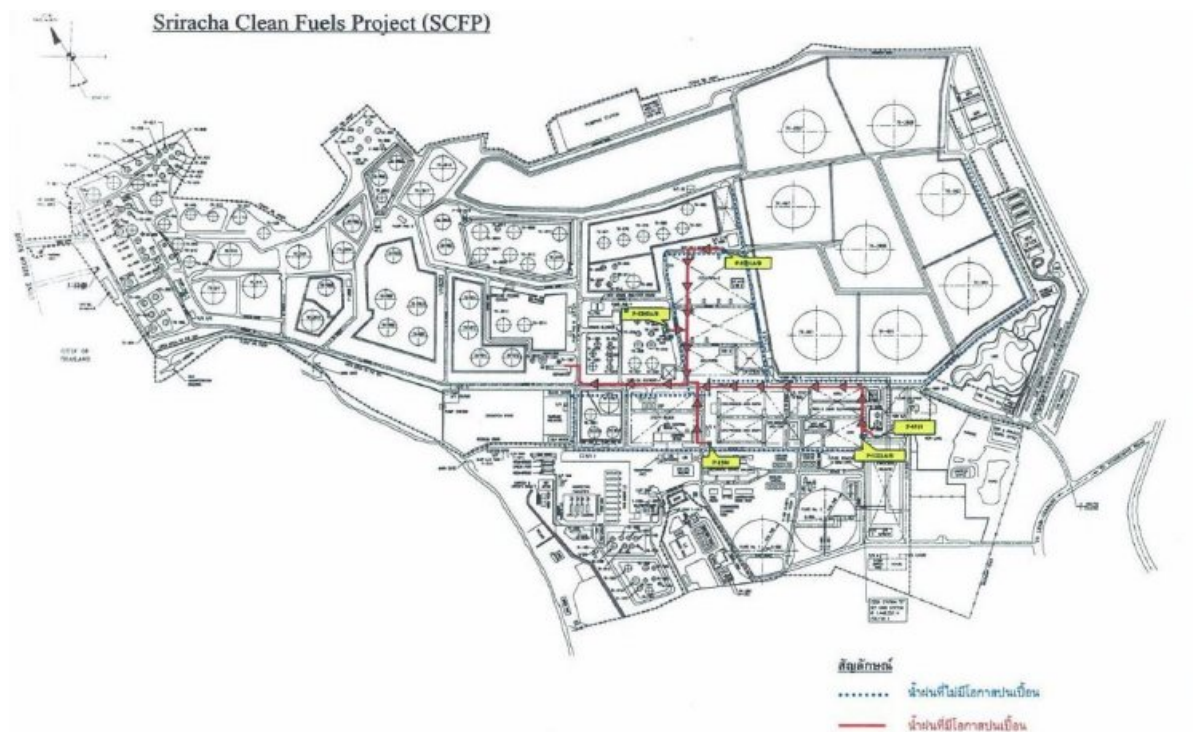
1.3.11 ระบบระบายน้ำฝนและการจัดการน้ำฝน

ระบบระบายน้ำฝนของโครงการแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ พื้นที่ที่ไม่ทำให้เกิดน้ำฝนปนเปื้อน และพื้นที่ที่อาจทำให้เกิดน้ำฝนปนเปื้อนแสดงดังรูปที่ 1-10 ถึงรูปที่ 1-11

1) **น้ำฝนที่ไม่มีโอกาสปนเปื้อน** เกิดขึ้นจากพื้นที่ต่างๆ ที่อยู่นอกพื้นที่ส่วนการผลิต (ในขณะฝนตก) รวมทั้งพื้นที่ที่มีหลังคาปกคลุม โดยจัดให้มีระบบระบายน้ำเพื่อรวบรวมน้ำฝนที่เกิดขึ้นเข้าสู่บ่อเติมอากาศก่อนระบายลงสู่ทะเลต่อไป

2) **น้ำฝนที่มีโอกาสปนเปื้อน** เกิดขึ้นจากบริเวณพื้นที่ส่วนการผลิต และบริเวณถังกักเก็บสารต่างๆ ที่ไม่มีหลังคาปกคลุม โดยจะมีการรวบรวมน้ำฝนจากพื้นที่ข้างในช่วง 30 มิลลิเมตรแรก ลงสู่ถังพักน้ำฝนจำนวน 3 ถัง มีปริมาตรกักเก็บรวม 2,700 ลูกบาศก์เมตร ก่อนทยอยปล่อยเข้าสู่ CPI และ IAF และบ่อเติมอากาศต่อไป ส่วนน้ำฝนที่ตกลงมาภายหลัง 30 มิลลิเมตรแรก จะถูกรวบรวมเข้าสู่บ่อเติมอากาศก่อนระบายออกสู่ทะเลต่อไป ปริมาณน้ำฝนที่ปนเปื้อนเข้าสู่หน่วยกำจัดน้ำมันแบบ CPI และ IAF ประมาณ 1,715 ลูกบาศก์เมตร ซึ่งถังพักน้ำฝนที่อาจปนเปื้อน มีขนาดเพียงพอที่จะรองรับน้ำฝนที่มีโอกาสปนเปื้อนได้หรือคิดเป็นร้อยละ 64 ของขนาดความจุทั้งหมด





1.3.12 ความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม

1. การจัดการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม

โครงการได้นำระบบบริหารงานการปฏิบัติงานเพื่อให้มีความปลอดภัยหรือเรียกว่า Operation Excellent Management System (OEMS) มาใช้กับการดำเนินงานในกิจกรรมต่างๆ ภายในโครงการ เพื่อให้มีการปฏิบัติงานอยู่บนพื้นฐานของความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม (Safety Health and Environment : SHE) มี 11 ส่วนแสดงดังรูปที่ 1-12

1) OEMS 1 Management Leadership Commitment and Accountability พนักงานทุกคนมีความเข้าใจ และสามารถนำมาประยุกต์ใช้ในการปฏิบัติงานได้ ทั้งนี้ เพื่อให้การปฏิบัติงานได้รับการปรับปรุงอย่างต่อเนื่อง ช่วยลดจำนวนอุบัติเหตุและความรุนแรงที่เกิดขึ้นได้

2) OEMS 2 Risk Assessment and Management ความเสี่ยงจากการดำเนินงานต่างๆ จะได้รับการประเมินความเสี่ยงจากทีมที่จัดตั้งขึ้นซึ่งประกอบด้วย ตัวแทนจากหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยเครื่องมือที่ใช้ในการประเมิน คือ Risk Matrix ผลลัพธ์จากการประเมินนำไปปรับปรุง แก้ไขโดยด่วน พร้อมทั้งคัดเลือกรiskที่สำคัญๆ มาจำลองเป็นแผนฉุกเฉินเพื่อให้พนักงานเรียนรู้และเตรียมพร้อมต่อเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น

3) OEMS 3 Facilities Design and Construction การออกแบบ ก่อสร้าง ปรับปรุงอุปกรณ์ ต้องมีการทบทวน ตรวจสอบด้านความปลอดภัยในทุกขั้นตอนจนกระทั่งแล้วเสร็จ โดยการออกแบบก่อสร้างต้องเป็นไปตามมาตรฐานสากลที่เกี่ยวข้อง มีการประเมินความเสี่ยงของโครงการ เช่น ด้านการลงทุน ด้านการผลิต ด้านอาชีวอนามัย และความปลอดภัย เป็นต้น เพื่อลดอุบัติเหตุที่อาจเกิดขึ้นเนื่องจากการออกแบบก่อสร้างและเดินอุปกรณ์

4) OEMS 4 Information and Document การใช้เอกสารที่มีรายละเอียดไม่ถูกต้องหรือครบถ้วน อาจนำไปสู่อุบัติเหตุได้ ดังนั้นเอกสารที่นำไปใช้ในการปฏิบัติงานต้องเป็นเอกสารที่มีการทบทวนและปรับปรุงอยู่เสมอ และจัดเก็บในแหล่งจัดเก็บที่ถูกต้อง (Master Location) เพื่อป้องกันความสับสนหรือมีรายละเอียดที่คลาดเคลื่อนไปจากผู้อื่น

5) OEMS 5 Personnel and Training

5.1) Personal Safety เนื่องจากพนักงานเป็นสาเหตุหนึ่งที่ทำให้เกิดอุบัติเหตุได้ ดังนั้น OEMS 5 จึงเน้นในเรื่องการป้องกันอุบัติเหตุที่เกิดจากพนักงาน ซึ่งทำได้โดยการปลูกฝังให้พนักงานทุกคนตระหนักถึงความปลอดภัยในการทำงาน โดยถือเป็นความรับผิดชอบที่ไม่ทำให้ตนเองและผู้อื่นบาดเจ็บ การมอบหมายงานควรพิจารณาถึงคุณสมบัติ และทักษะของบุคคลให้เหมาะสมกับงาน นอกจากนี้ ยังจัดให้มีการฝึกอบรมพนักงานอย่างต่อเนื่องเพื่อเพิ่มพูนความรู้ต่างๆ และทำให้เกิดความเชี่ยวชาญในการทำงาน

5.2) Occupational Health เน้นการประเมินสิ่งคุกคามทางสุขภาพ

5.3) Personnel ลดความเป็นไปได้ในการเกิดอุบัติเหตุที่มีสาเหตุมาจาก “คน” โดยตำแหน่งงานที่สำคัญได้รับการบรรจุโดยคนที่มีคุณสมบัติครบถ้วนผลงานตามกำหนดเวลาที่ได้รับการสื่อสารและพนักงานทุกคนได้รับการประเมิน

5.4) Training เน้นให้พนักงานมีความรู้ที่จำเป็นเหมาะสม สามารถรู้เท่าทันอันตรายหรือสภาพไม่พึงประสงค์ อีกทั้งเป็นการพัฒนาความรู้ความสามารถ เพื่อเพิ่มความก้าวหน้า

6) OEMS 6 Operations and Maintenance การปฏิบัติงานต้องได้รับการประเมินและการดูแลรักษาแบบอย่างสม่ำเสมอ เพื่อให้เกิดการปรับปรุงในด้านการปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม โดยแบ่งย่อยได้ดังนี้

6.1) Operations and Maintenance Procedures พนักงานต้องทำตามขั้นตอนที่กำหนดพร้อมกับใช้อุปกรณ์ต่างๆ ที่อยู่ในสภาพดี เพื่อป้องกันความผิดพลาดที่อาจนำไปสู่ Human Error ได้

6.2) Work Permit พนักงานที่เข้าไปทำงานในบริเวณโรงกลั่นฯ ต้องมีใบอนุญาตทำงานเพื่อให้มั่นใจว่าพนักงานที่เข้าไปปฏิบัติงานจะปฏิบัติตามกฎ คำเตือน และเงื่อนไขต่างๆ ที่ระบุไว้ในใบอนุญาตทำงาน

6.3) Critical Equipment and System กำหนดขั้นตอนการตรวจสอบ บำรุงรักษาและประเมินความเสี่ยงให้กับอุปกรณ์ (Critical Equipment) และหาสาเหตุเมื่อพบว่าอุปกรณ์ดังกล่าวทำงานผิดปกติ

6.4) Mechanical Integrity System มีขั้นตอนการตรวจสอบบำรุงรักษาอุปกรณ์เพื่อป้องกันความบกพร่องของอุปกรณ์ที่อาจนำไปสู่อันตรายที่เกิดกับพนักงานได้

6.5) Environmental Protection ปลูกฝังให้พนักงานมีความรู้เกี่ยวกับสิ่งแวดล้อมและตระหนักถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม รวมทั้งจัดให้มีแผนการธุรกิจด้านสิ่งแวดล้อมซึ่งรวมอยู่ในกลยุทธ์แต่ละปี ขั้นตอนดังกล่าวประกอบด้วย การประเมินผลทางธุรกิจและสิ่งแวดล้อมที่เป็นอยู่และประเมินปัญหาต่างๆ ที่อาจเกิดกับชุมชน นอกจากนี้ยังร่วมกับสมาคมอุตสาหกรรมน้ำมันต่างพัฒนาดัชนีวัดประสิทธิภาพทางสิ่งแวดล้อมร่วมกัน ซึ่งระบบ OEMS 6.5 นี้ได้รับรองจากสถาบัน Lloyd Register ให้เทียบเท่ากับมาตรฐาน ISO 14001: 2004 ด้วย

6.6) Regulatory Compliance การปฏิบัติตามกฎหมายและระเบียบราชการโดยปลูกฝังให้พนักงานทุกระดับทราบถึงข้อกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับลักษณะงานที่อยู่ในความรับผิดชอบของตนเอง

6.7) Operation Interface Management เป็นแนวทางการจัดการกับรอยต่อการปฏิบัติการโดยการสื่อสาร

7) OEMS 7 Management of Change การเปลี่ยนแปลงการดำเนินงานใดๆ เช่น ดัดแปลงอุปกรณ์เดิม การนำเทคโนโลยีใหม่มาใช้ หรือการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างขององค์กร เป็นต้น จำเป็นต้องผ่านการพิจารณาจากคณะตรวจทาน (Review Team) และประเมินความเสี่ยงตามข้อกำหนดของ OEMS 2.1 หากไม่มีข้อขัดแย้งจากคณะตรวจทานจะสามารถดำเนินการได้

8) OEMS 8 Third Party Services บริษัท ผู้รับเหมาที่เข้ามาทำงานภายในโรงกลั่นฯ จะต้องมีการบริหารงานด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม ที่เป็นมาตรฐานและได้รับการยอมรับจากโรงกลั่นฯ มีส่วนร่วมในการปฏิบัติงาน รวมทั้งกระตุ้นเตือนให้ผู้รับเหมาที่มีทัศนคติที่ดีในเรื่อง อาชีวอนามัย ความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม

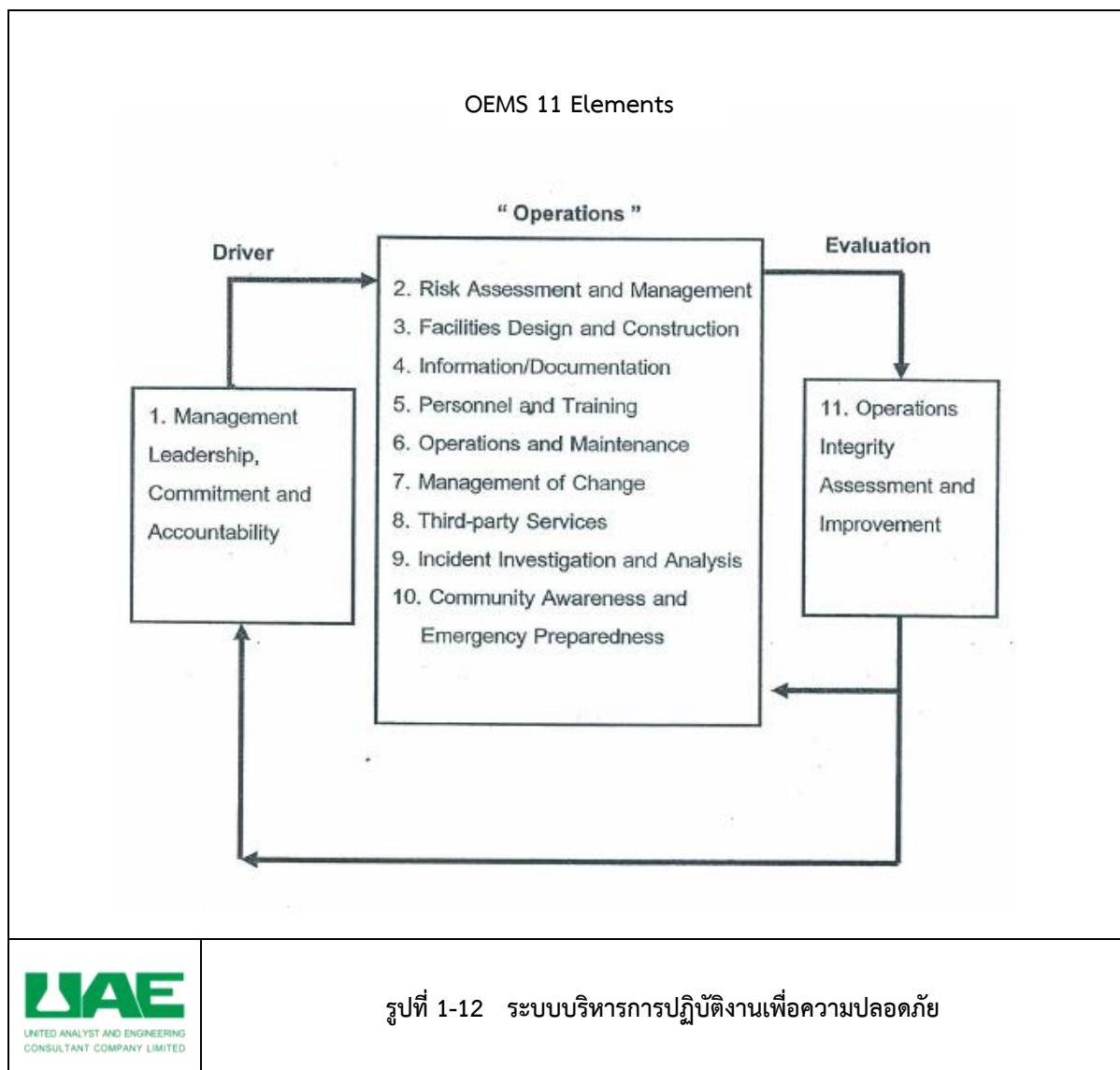
9) OEMS 9 Incident Investigation and Analysis อุบัติเหตุใดๆ ที่เกิดขึ้นในระหว่างการทำงานจะมีการสืบสวนและหาสาเหตุประเมินความเสี่ยง เพื่อนำไปกำหนดมาตรการป้องกันไม่ให้เหตุการณ์ดังกล่าวเกิดซ้ำ

10) OEMS 10 Community Awareness and Emergency Preparedness

10.1) Emergency Preparedness พนักงานทุกคนในโรงกลั่นฯ ทราบถึงหน้าที่และความรับผิดชอบของตนเองเมื่อมีเหตุฉุกเฉินเกิดขึ้น เช่น ไฟไหม้ ก๊าซรั่ว และน้ำมันรั่ว เป็นต้น พร้อมทั้งเข้าฝึกซ้อมแผนประจำปีเพื่อให้เกิดความมั่นใจในการพร้อมรับกับเหตุฉุกเฉินต่างๆ ซึ่งการเตรียมพร้อมดังกล่าวสามารถลดผลกระทบที่เกิดจากอุบัติเหตุได้

10.2) Community Awareness หากเกิดเหตุการณ์ที่ไม่พึงประสงค์กับชุมชนหรือได้รับการร้องเรียนจากชุมชน ปัญหาดังกล่าวจะต้องได้รับการแก้ไขอย่างเร่งด่วน และต้องให้การสนับสนุนกิจกรรมต่างๆ ของชุมชน เช่น จัดทำการศึกษาความคิดเห็น และจัดทำโครงการช่วยเหลือสังคมต่างๆ อย่างต่อเนื่อง

11) OEMS 11 Operations Integrity Assessment and Improvement จัดให้มีการประเมินในการใช้ระบบ OEMS อย่างต่อเนื่อง โดยการตรวจสอบข้อมูลภาคสนาม เช่น จากการสัมภาษณ์ สังเกตการณ์ และจากการบินทีกเอกซเรย์ต่างๆ เป็นต้น



2) ระบบป้องกันและระงับอัคคีภัย

(1) อุปกรณ์และมาตรการในการป้องกัน/ระงับอัคคีภัย

โรงกลั่นฯ จัดให้มีอุปกรณ์และมาตรการในการป้องกันอัคคีภัยจากสารเคมีที่เกี่ยวข้องกับโรงกลั่นฯ ดังนี้

- จัดให้มีระบบแจ้งเหตุเพลิงไหม้และอุปกรณ์ป้องกัน/ระงับอัคคีภัยต่างๆ ภายในโรงกลั่น โดยอ้างอิงตามมาตรฐานของ National Fire Protection Association (NFPA) เป็นหลัก เช่น Fire Hydrant Deluge Water System Sprinkle System Foam Mobile Unit Fire Extinguisher และ Fire Water Pump เป็นต้น มีการจัดการถังเก็บกักน้ำมันเชื้อเพลิง (สารไวไฟ) หรือสารกัดกร่อน ดังนี้

- จัดให้มี Bund ล้อมรอบถังเก็บกักเพื่อป้องกันการแพร่กระจายของสารไวไฟในกรณีที่มีการรั่ว
- กำหนดระยะห่างของถังเก็บกักน้ำมันเชื้อเพลิงให้สอดคล้องกับพระราชบัญญัติว่าด้วยการเก็บรักษาน้ำมันเชื้อเพลิงที่เกี่ยวข้อง

- ติดตั้งอุปกรณ์ตรวจวัดระดับหรือปริมาตรเก็บกักภายในถัง หากมีระดับน้อยหรือมากกว่าระดับปกติ ระบบสามารถแจ้งเตือนไปยังห้องควบคุมส่วนกลาง

- จัดให้มีแผนการตรวจสอบการรั่วไหลของสารไวไฟและสารเคมีอันตรายบริเวณรอยต่อของระบบกันรั่วไหลบริเวณต่างๆ หากพบการรั่วไหลโรงกลั่นฯ จะทำการซ่อมแซมให้แล้วเสร็จ

- จัดให้มีแผนควบคุมภาวะฉุกเฉินและจัดให้มีการฝึกซ้อมอย่างน้อยหนึ่งครั้งต่อปี

- จัดให้มีข้อตกลงช่วยเหลือเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉินระหว่างบริษัท บางจาก ศรีราชา จำกัด (มหาชน) บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และบริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน)

- จัดให้มีแผนการตรวจสอบและการบำรุงรักษาระบบหรือเครื่องมือที่ใช้ระงับอัคคีภัย

อย่างสม่ำเสมอ

- ทำการประเมินความเสี่ยงภัยร้ายแรงภายหลังการดำเนินโครงการให้เสร็จสิ้นทุกห้าปี
- ติดตั้ง Gas Detector เพื่อตรวจจับก๊าซไฮโดรคาร์บอน รวมทั้งติดตั้งตรวจวัดแบบติดตั้งสำหรับพนักงานในหน่วยผลิต หน่วยซ่อมบำรุง และหน่วยห้องปฏิบัติการในเวลาการทำงานปกติ

(2) ความเพียงพอของระบบน้ำดับเพลิง

มีการติดตั้งเครื่องสูบน้ำดับเพลิงบริเวณท่าเรือของบริษัทฯ เพื่อนำน้ำทะเลมาใช้ดับเพลิงในกรณีเหตุฉุกเฉิน การออกแบบความต้องการปริมาณน้ำดับเพลิงในแต่ละโซนพื้นที่ของโรงกลั่นฯ ที่มีความสอดคล้องกับ NFPA ซึ่งพบว่าโซนที่มีความต้องการใช้น้ำดับเพลิงสูงสุด ได้แก่ บริเวณกระบวนการผลิต โดยมีอัตราการใช้น้ำประมาณ 1,360 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง ในขณะที่เครื่องสูบน้ำดับเพลิงของโรงกลั่นฯ มีจำนวน 3 ชุด ขนาดชุดละ 455 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง สามารถสูบน้ำดับเพลิงได้โดยรวม 1,365 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง ซึ่งเพียงพอที่จะจัดส่งน้ำให้กับพื้นที่ที่มีความต้องการน้ำดับเพลิงสูงสุด

(3) ควบคุมภาวะฉุกเฉิน

แผนควบคุมภาวะฉุกเฉินเป็นรายละเอียดวิธีปฏิบัติและขั้นตอนการดำเนินการเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉินขึ้น โดยมีนโยบายการดำเนินการเพื่อควบคุมและระงับเหตุฉุกเฉินที่อาจเกิดขึ้นได้โดยเร็วที่สุด ทำให้สามารถช่วยเหลือผู้ที่อยู่ในอันตรายและรักษาชีวิตผู้ปฏิบัติงาน รวมถึงป้องกันอันตรายความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นอย่างมีประสิทธิภาพ โดยแบ่งแผนฉุกเฉินออกเป็น 3 ระดับ ตามระดับความรุนแรงดังนี้

- เหตุฉุกเฉินระดับ 1 หมายถึง เหตุการณ์ที่สามารถแก้ไขด้วยกำลังเจ้าหน้าที่ภายในหน่วยปฏิบัติการกลั่นของตัวเองได้ โดยไม่ต้องขอความช่วยเหลือจากหน่วยอื่นภายในโรงกลั่นฯ โดยเหตุการณ์ดังกล่าวไม่เกิดผลกระทบต่อชีวิต และประชาชนนอกรั้วโรงกลั่นฯ

- เหตุฉุกเฉินระดับ 2 หมายถึง ไม่สามารถแก้ไขด้วยกำลังเจ้าหน้าที่ภายในหน่วยปฏิบัติการกลั่นของตัวเองได้ ซึ่งต้องการความช่วยเหลือจากหน่วยอื่นของโรงกลั่นฯ แต่เหตุการณ์ดังกล่าวไม่มีผลกระทบต่อชีวิตและทรัพย์สินของประชาชนนอกรั้วโรงกลั่นฯ

- เหตุฉุกเฉินระดับ 3 หมายถึง ต้องการความช่วยเหลือจากภายนอกโรงกลั่นฯ และอาจมีผลกระทบต่อชีวิตและทรัพย์สินของประชาชนนอกรั้วโรงกลั่นฯ

(4) แผนการสื่อสารกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน

- ติดต่อศูนย์ประสานงานโดยใช้โทรศัพท์/วิทยุสื่อสาร โดย Utilities Console First Line Supervisor เป็นผู้รับเรื่อง

- เมื่อมีโทรศัพท์จากภายนอกโรงกลั่นฯ พนักงานจะโอนสายไปยังศูนย์ประสาน โดย First Line Supervisor เป็นผู้รับเรื่องและรายงานต่อผู้จัดการปฏิบัติการกะ (Shift Manager)

(5) การสั่งการในกรณีฉุกเฉิน

- ผู้จัดการปฏิบัติการกะ (Shift Manager) จะเป็นผู้อำนวยการที่เกิดเหตุในกรณีผู้จัดการกะปฏิบัติการไม่อยู่ Shift Supervisor ของหน่วยที่เกิดเหตุจะทำหน้าที่

- ผู้อำนวยการที่เกิดเหตุ จนกว่าจะมีพนักงานฝ่ายปฏิบัติการอาวุโสมารับหน้าที่

- ผู้อำนวยการที่เกิดเหตุทำหน้าที่รับผิดชอบปฏิบัติการกลั่นและควบคุมเหตุฉุกเฉินจนกว่าจะประกาศสัญญาณเหตุการณ์ปกติ

- ผู้อำนวยการในที่เกิดเหตุทำหน้าที่รายงานเหตุการณ์ไปยังศูนย์ควบคุมเหตุฉุกเฉิน (Emergency Support Group Center) โดยตรง

(6) การแจ้งเหตุฉุกเฉิน

• การแจ้งเหตุก๊าซรั่ว

- เปิดสัญญาณก๊าซรั่วทันที โดยไม่ต้องขออนุญาตจากผู้จัดการปฏิบัติการกะ

- ประกาศบอกบริเวณที่ก๊าซรั่วผ่านทางระบบประกาศและวิทยุ และแจ้งให้ผู้ที่ไม่เกี่ยวข้องออกจากที่เกิดเหตุในทิศทางตั้งฉากกับทิศทางลม

• แจ้งเหตุไฟไหม้และก๊าซรั่ว

- ติดต่อผู้จัดการปฏิบัติการกะแจ้งเหตุฉุกเฉินตามที่ได้รับแจ้งจากโทรศัพท์

- เปิดสัญญาณไฟไหม้ เมื่อผู้จัดการปฏิบัติการสั่งหรือเมื่อติดต่อแจ้งเหตุฉุกเฉินไปยังผู้จัดการปฏิบัติการกะแล้วแต่ไม่ได้รับการติดต่อ

- ประกาศบอกบริเวณที่เกิดเหตุผ่านระบบประกาศและวิทยุในกรณีก๊าซรั่ว เปิดสัญญาณไซเรนโดยไม่ต้องขออนุญาตจากผู้จัดการปฏิบัติการกะ