

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 และจำหน่ายผลิตภัณฑ์อะโรแมติกส์ และเคมีภัณฑ์อื่นๆ ซึ่งขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมแก่ลูกค้ารายย่อยผ่านทางเครือข่ายที่กว้างขวางของสถานีบริการน้ำมันค้าปลีก รวมทั้งในภาคอุตสาหกรรม คำสั่ง 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 ตามหนังสือที่ ทส. 1009.9/4083 ลงวันที่ 4 มิถุนายน พ.ศ. 2552 (เอกสารแนบ 1) และในปี พ.ศ. 2564 โครงการได้มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ศรีราชา ครั้งที่ 6 (โครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มาตรฐานยูโร 5) ตามหนังสือที่ อก 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 และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมตามที่ได้รับ ความเห็นชอบจาก 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 ได้กำหนดให้โครงการต้องยึดถือและปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมอย่างเคร่งครัด และโครงการต้องเสนอรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ดังกล่าว ต่อหน่วยงานที่เกี่ยวข้องทราบทุก 6 เดือน ดังนั้น เพื่อเป็นการติดตามตรวจสอบผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม จึงได้มอบหมายให้ บริษัท ยูโนเต็ด แอนนาลิสต์ แอนด์ เอ็นจิเนียริง คอนซัลแตนท์ จำกัด ดำเนินการติดตามตรวจสอบผลการปฏิบัติตามมาตรการของโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน พร้อมทั้งจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการดังกล่าว เพื่อนำเสนอต่อหน่วยงานที่เกี่ยวข้องต่อไป

รายงานฉบับนี้เป็นรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ในระยะดำเนินการ ระหว่างเดือนกรกฎาคม-ธันวาคม พ.ศ. 2567

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

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

ลำดับ	ปี	รายละเอียด
7	พ.ศ. 2541	- ได้รับความเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือเห็นชอบเลขที่ วว 0804/8451 ลงวันที่ 23 มิถุนายน พ.ศ. 2541 โครงการผลิตอะโรมาติกส์ (Thailand Aromatics Recovery Project; TARP) โดยมีการติดตั้งส่วนการผลิตสารอะโรมาติกส์ (Parex Unit) เพื่อนำ reformat ที่ได้จากกระบวนการกลั่นน้ำมันดิบมาผลิตเป็นสารพาราไซลีน และ Isomerization Benzene
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 โดยคาดว่าจะมีผลทำให้สามารถลดการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์และสารเบนซินออกสู่บรรยากาศทางอ้อม (ถูกระบายจากพาหนะที่ใช้น้ำมัน) 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 ระหว่างเดือนกรกฎาคม-ธันวาคม พ.ศ. 2567
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



สัญลักษณ์
ขอบเขตพื้นที่โครงการโรงกลั่นน้ำมันบางจาก ศรีราชา



รูปที่ 1-1 ที่ตั้งโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน
บริษัท บางจาก ศรีราชา จำกัด (มหาชน)

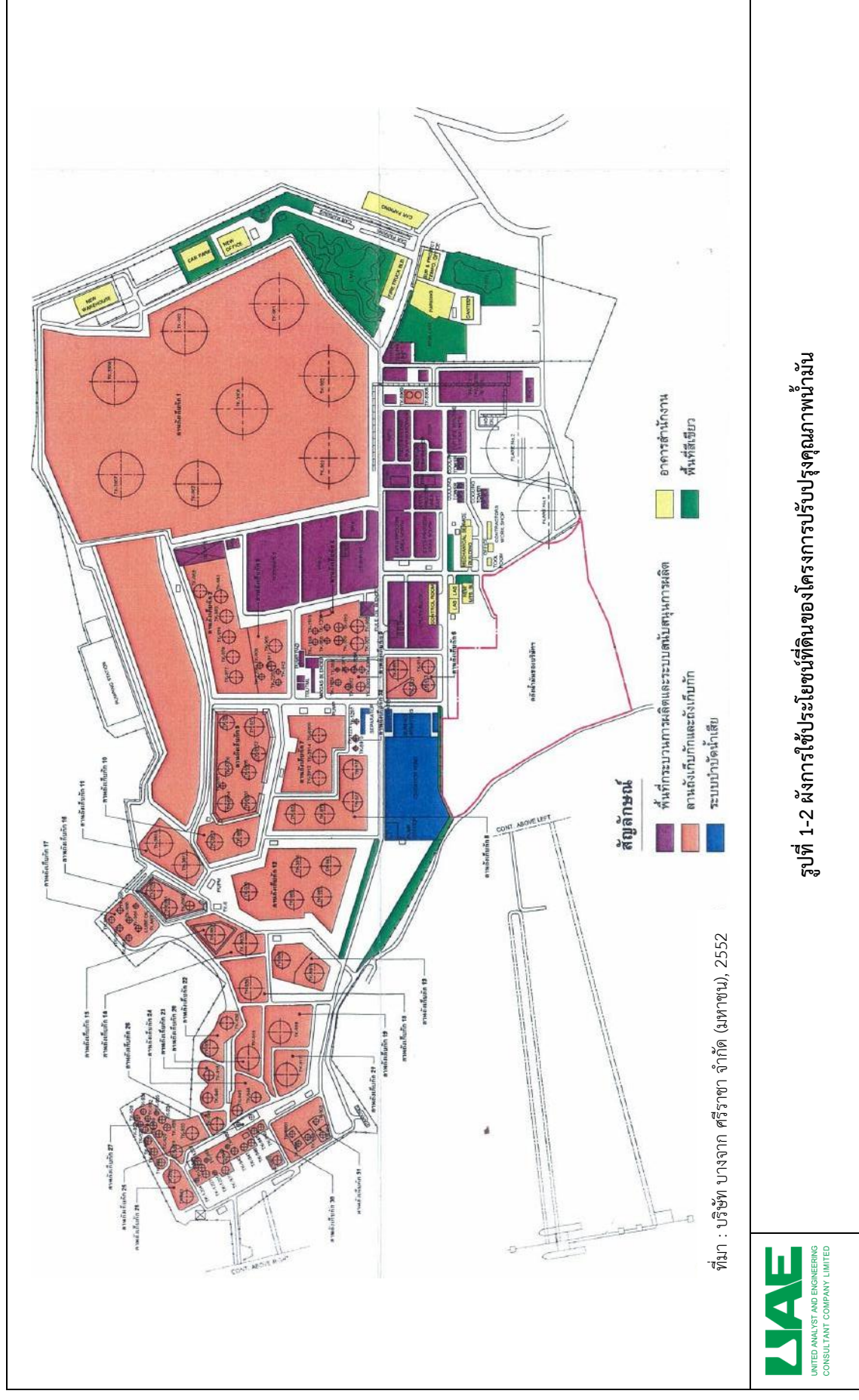
บริษัท ยูไนเต็ด แอนาไลสต์ แอนด์ เอ็นจิเนียริง คอนซัลแตนท์ จำกัด
ห้องปฏิบัติการทดสอบมาตรฐาน ISO/IEC 17025:2017 by TISI, DSS and DMSC
ได้รับการรับรอง ISO 9001:2015 และ ISO 14001:2015 จากสถาบันมาตรฐานอังกฤษ

1.3.2 การใช้ประโยชน์ที่ดินข้างเคียง

พื้นที่ส่วนใหญ่ของโครงการถูกจัดสรรเพื่อใช้เป็นลานถังกักเก็บวัตถุดิบ และผลิตภัณฑ์ สำหรับพื้นที่ที่เหลือได้ถูกจัดสรรให้เป็นที่ตั้งของกระบวนการผลิต ระบบเสริมการผลิต ระบบสาธารณูปโภค พื้นที่เพื่อการพัฒนาอุตสาหกรรม 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



รูปที่ 1-2 ผังการใช้ประโยชน์ที่ดินของโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน

บริษัท ยูนิแอด แอนาไลสต์ แอนด์ เอ็นจิเนียริง คอนซัลแตนท์ จำกัด
ห้องปฏิบัติการทดสอบมาตรฐาน ISO/IEC 17025:2017 by TSI, DSS and DMSC
ได้รับการรับรอง ISO 9001:2015 และ ISO 14001:2015 จากสถาบันมาตรฐานอังกฤษ

1.3.3 วัตถุดิบและสารเคมี

รายละเอียดประเภท และปริมาณของวัตถุดิบและสารเคมีที่ใช้ในโรงกลั่นฯ สำหรับสารเร่งปฏิกิริยา และสารดูดซับที่ใช้ในส่วนกำจัดกำมะถันและสารเบนซินออกจากร้าน้ำมันดีเซลและน้ำมันเบนซิน มีรายละเอียดดังนี้

1) Co Mo Catalyst: เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่มีโคบอลต์และโมลิบดีนัมเป็นองค์ประกอบหลัก ใช้เป็นสารเร่งปฏิกิริยาในหน่วยกำจัดกำมะถันออกจากร้าน้ำมัน Naphtha Gasoil และ Kerosene ที่ได้จากการกลั่นน้ำมันดิบ ทำให้เกิดปฏิกิริยาเปลี่ยนแปลงกำมะถันที่อยู่ในรูปสารอินทรีย์ที่ปนเปื้อนในสารไฮโดรคาร์บอนข้างต้นให้เป็นรูป H_2S ก่อนที่ H_2S จะถูกดูดซับด้วยสารละลาย Monoethanolamine (MEA) เพื่อนำไปกำจัดต่อไป

โครงการมีการปรับปรุงหน่วยกำจัดกำมะถันใน Gasoil (Gasoil Hydro Fining : GOHF) และติดตั้งหน่วยกำจัดกำมะถันออกจากร้าน Naphtha เพิ่มเติม (Selective Catalytic Naphtha Fining : SCANfiner)

2) Ni Mo: เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่มีนิกเกิลและโมลิบดีนัมเป็นองค์ประกอบหลัก ใช้ในหน่วยกำจัดกำมะถันออกจากร้านน้ำมัน Naphtha ช่วยให้เกิดปฏิกิริยาทำให้กำมะถันที่อยู่ในรูปของสารอินทรีย์ที่ปนเปื้อนใน Naphtha ให้เปลี่ยนอยู่ในรูป H_2S ก่อนถูกแยกออกจากด้วยกลไกการดูดซับด้วยสารละลาย MEA ต่อไป และได้ติดตั้งหน่วยกำจัดกำมะถันออกจากร้านน้ำมัน Cracked Naphtha เพิ่มเติมคือ SCANfiner

3) ZnO: เป็นสารดูดซับเพื่อกำจัดคลอไรด์ออกจาก Benzene Heart-Cut ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์พลอยได้ที่เกิดการแยกสารเบนซินออกจาก Reformate ก่อนนำ Reformate ไปผสมเป็นน้ำมันเบนซิน

ตารางที่ 1-3 วัตถุประสงค์ สารเคมี สารเร่งปฏิกิริยาที่ใช้ในโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน

รายละเอียด	แหล่งที่มา	การใช้ประโยชน์	ปริมาณ (ตัน/ปี)	การขนส่ง	วิธีการกักเก็บ
1. วัตถุประสงค์ - น้ำมันดิบ (Crude Oil) - Reformate & Mixed xylenes - Vacuum Gasoli	เอเซียตะวันออกเฉียงใต้ เช่น มาเลเซีย อินโดนีเซีย และรัสเซีย ตะวันออกกลาง บริษัทผู้ผลิตจากในประเทศ บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	นำไปผ่านกระบวนการกลั่นเพื่อแยกเป็น น้ำมันประเภทต่างๆ เป็นวัตถุดิบเสริมสำหรับ ผลิตภัณฑ์พลาสติก นำไปผ่านกระบวนการแตกโมเลกุล เพื่อรักษากาลังการผลิตน้ำมันดีเซล	177,000 บาร์เรล/วัน 547,500 146,000	ขนส่งทางเรือ 1 เที่ยว/วัน ขนส่งทางเรือ 8 เที่ยว/เดือน ขนส่งทางเรือ 3 เที่ยว/เดือน	ขนส่งผ่านท่อเข้าสู่ถังเก็บกักภายใน โรงกลั่นฯ ขนส่งผ่านท่อเข้าสู่ถังเก็บกักภายใน โรงกลั่นฯ ขนส่งผ่านท่อเข้าสู่ถังเก็บกักภายใน โรงกลั่นฯ
2. สารเคมี - Demulsifier - Filming Inhibitor - Monoethanolamine (MEA) - Flexsorb-SE Plus - Stadis 450 - Granular Activated Carbon - Cloth Filter	บริษัทผู้ผลิตภายในประเทศ บริษัทผู้ผลิตภายในประเทศ บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	ใช้ในการชะล้างคราบไขมันออกจาก น้ำมันดิบ ป้องกันการกัดกร่อนในท่อ กลั่นแยก น้ำมันดิบ ใช้เป็นสารในการดูดซับ H ₂ S ออกจาก สารไฮโดรคาร์บอน ใช้เป็นสารในการดูดซับ H ₂ S ออกจาก สารไฮโดรคาร์บอน เป็นสารเติมแต่งสำหรับน้ำมันเครื่องบิน กำจัดสารลดฟอง (Antifoam Agent) ส่วนเกินในสาร MEA กรองสิ่งแปลกปลอมออกจาก MEA	66 24 14 4 1 18 12	ขนส่งโดยรถบรรทุก 12 เที่ยว/ปี ขนส่งโดยรถบรรทุก 12 เที่ยว/ปี ขนส่งโดยรถบรรทุก 2 เที่ยว/ปี ขนส่งโดยรถบรรทุก 3 เที่ยว/ปี ขนส่งโดยรถบรรทุก 2 เที่ยว/ปี ขนส่งโดยรถบรรทุก 1 เที่ยว/ปี ขนส่งโดยรถบรรทุก 4 เที่ยว/ปี	บรรจุในถัง 100 กก. ก่อนถูกขนส่งเข้า โรงกลั่น และเก็บพักในอาคาร บรรจุในถัง 100 กก. ก่อนถูกขนส่งเข้า โรงกลั่น และเก็บพักในอาคาร บรรจุในถัง 200 ลิตร ก่อนถูกขนส่งเข้าโรงกลั่น และเก็บพักในอาคาร บรรจุในถัง 200 ลิตร ก่อนถูกขนส่งเข้าโรงกลั่น และเก็บพักในอาคาร บรรจุในถัง 200 ลิตร ก่อนถูกขนส่งเข้าโรงกลั่น และเก็บพักในอาคาร บรรจุในถัง 200 ลิตร ก่อนถูกขนส่งเข้าโรงกลั่น และเก็บพักในอาคาร บรรจุในถัง 200 ลิตร ก่อนถูกขนส่งเข้าโรงกลั่น และเก็บพักในอาคาร บรรจุในถัง 200 ลิตร ก่อนถูกขนส่งเข้าโรงกลั่น และเก็บพักในอาคาร

บริษัท ยูนิแม็ค แอนาไลส์ แอนด์ เอ็มจีเอช คอนซัลแตนท์ จำกัด
ห้องปฏิบัติการทดสอบมาตรฐาน ISO/IEC 17025:2017 by TISI, DSS and DMSC
ได้รับการรับรอง ISO 9001:2015 และ ISO 14001:2015 จากสถาบันมาตรฐานอังกฤษ

ตารางที่ 1-3 (ต่อ) วัตถุประสงค์ สารเคมี สารเร่งปฏิกิริยาที่ใช้ในโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน

รายละเอียด	แหล่งที่มา	การใช้ประโยชน์	ปริมาณ (ตัน/ปี)	การขนส่ง	วิธีการกักเก็บ
- Inert Ball	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	วัสดุรองรับสารเร่งปฏิกิริยาในหน่วยกักัดกำมะถัน	26	ขนส่งโดยรถบรรทุก 6 เที่ยว/ปี	บรรจุในถัง 100 หรือ 200 ลิตร ก่อนถูกขนส่งเข้าโรงกลั่น และเก็บพักในอาคาร
- Activated Alumina (Chloride Guard)	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	กำจัดคลอรีนในก๊าซที่หน่วย CCR	36	ขนส่งโดยรถบรรทุก 3 เที่ยว/ปี	บรรจุในถัง 200 ลิตร ก่อนถูกขนส่งเข้าโรงกลั่น และเก็บพักในอาคาร
- FCCU Catalyst	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่ FCCU	686	ขนส่งโดยรถบรรทุก 35 เที่ยว/ปี	เก็บพักในถังขนาด 70 ตัน
- Co Mo Catalyst	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่ NHF GOHF KHF และ SCANfiner	476	ขนส่งโดยรถบรรทุก 24 เที่ยว/ปี	บรรจุในถัง 200 ลิตร ก่อนถูกขนส่งเข้าโรงกลั่น และเก็บพักในอาคาร
- Ni Mo Catalyst	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่ NHF และ SCANfiner	15	ขนส่งโดยรถบรรทุก 1 เที่ยว/2 ปี	บรรจุในถัง 200 ลิตร ก่อนถูกขนส่งเข้าโรงกลั่น และเก็บพักในอาคาร
- Clay	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	ดูดซับโอเลฟินส์ออกจาก Reformate ที่ส่วนผลิตอะโรมาติกส์	400	ขนส่งโดยรถบรรทุก 20 เที่ยว/ปี	บรรจุในถุง 1 ตัน ก่อนถูกขนส่งเข้าโรงกลั่น และเก็บพักในอาคาร
- Oligone	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	ดูดซับโอเลฟินส์ออกจาก Reformate	40	ขนส่งโดยรถบรรทุก 3 เที่ยว/ปี	บรรจุในถัง 100 ลิตร ก่อนถูกขนส่งเข้าโรงกลั่น และเก็บพักในอาคาร
- Para Diethylbenzene	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	แยกพาราไซีนออกจาก Adsorbent Bed ที่ส่วนผลิตอะโรมาติกส์	60	ขนส่งโดยรถบรรทุก 4 เที่ยว/ปี	บรรจุในถังกักเก็บ 20 ตัน
- ZnO	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	กำจัดคลอรีนออกจาก Benzene Heart-Cut ที่ได้จากส่วนผลิตสาร อะโรมาติกส์	43	ขนส่งโดยรถบรรทุก 3 เที่ยว/ปี	บรรจุในถัง 200 ลิตร ก่อนถูกขนส่งเข้าโรงกลั่น และเก็บพักในอาคาร
- Caustic	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	กำจัด H ₂ S ออกจาก LPG และ FG	400	ขนส่งโดยรถบรรทุก 24 เที่ยว/ปี	เก็บกักบริเวณ SWO

บริษัท ยูนิแม็ค แอนนาลิสต์ แอนด์ เอ็นจิเนียริง คอนซัลแตนท์ จำกัด
ห้องปฏิบัติการทดสอบมาตรฐาน ISO/IEC 17025:2017 by TISI, DSS and DMSC
ได้รับการรับรอง ISO 9001:2015 และ ISO 14001:2015 จากสถาบันมาตรฐานอังกฤษ

ตารางที่ 1-3 (ต่อ) วัตถุประสงค์ สารเคมี สารเร่งปฏิกิริยาที่ใช้ในโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน

รายละเอียด	แหล่งที่มา	การใช้ประโยชน์	ปริมาณ (ตัน/ปี)	การขนส่ง	วิธีการเก็บ
- Platinum on an Aluminum Base	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาในหน่วย CCR	7	ขนส่งโดยรถบรรทุก 1 เที่ยว/ปี	บรรจุในถัง 200 ลิตร ก่อนถูกขนส่งเข้าโรงกลั่น และเก็บพักในอาคาร
- Merox Catalyst	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาในหน่วย Merox เพื่อกำจัดกำมะถันออกจาก LPG	30	ขนส่งโดยรถบรรทุก 2 เที่ยว/ปี	บรรจุในถัง 8 กก. ก่อนถูกขนส่งเข้าโรงกลั่น และเก็บพักในอาคาร
- Minalk Catalyst	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาในหน่วย Minalk เพื่อกำจัดกำมะถันออกจาก Cracked	80	ขนส่งโดยรถบรรทุก 5 เที่ยว/ปี	บรรจุในถัง 3 กก. ก่อนถูกขนส่งเข้าโรงกลั่น และเก็บพักในอาคาร
- De SO _x Additive	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	ลด SO ₂ ใน Fuel Gas ที่หน่วย FCCU	35	ขนส่งโดยรถบรรทุก 7 เที่ยว/ปี	บรรจุในถัง 10 กก. ก่อนถูกขนส่งเข้าโรงกลั่น และเก็บพักในอาคาร
- Polymer	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	ใช้ที่ระบบ IAF เพื่อบำบัดน้ำเสีย	5	ขนส่งโดยรถบรรทุก 5 เที่ยว/ปี	บรรจุในถัง 1,000 ลิตร ก่อนถูกขนส่งเข้าโรงกลั่น และเก็บพักในอาคาร
- MetClear	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	ใช้ที่ระบบ IAF เพื่อบำบัดน้ำเสีย	2	ขนส่งโดยรถบรรทุก 2 เที่ยว/ปี	บรรจุในถัง 1,000 ลิตร ก่อนถูกขนส่งเข้าโรงกลั่น และเก็บพักในอาคาร
- H ₂ O ₂	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	ใช้ที่ระบบ CPI Separator เพื่อบำบัดน้ำเสีย	25	ขนส่งโดยรถบรรทุก 10 เที่ยว/ปี	บรรจุในถัง 8,000 ลิตร ก่อนถูกขนส่งเข้าโรงกลั่น และเก็บพักในอาคาร

ที่มา : บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน), 2552

1.3.4 ผลិតภัณฑ์

- 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 เพื่อให้ให้น้ำมันเบนซิน 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

1.3.5 กระบวนการผลิต

กระบวนการผลิตของโครงการแบ่งเป็น 4 ส่วน ประกอบด้วย ส่วนการกลั่นน้ำมันดิบ ส่วนแตกโมเลกุลน้ำมันหนักให้เป็นน้ำมันเบา ส่วนผลิตสารอะโรมาติกส์ และส่วนผลิตตัวทำละลาย แสดงดังรูปที่ 1-3 โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1. ส่วนการกลั่นน้ำมันดิบ (Distillation Section) : ทำหน้าที่กลั่นแยกน้ำมันดิบให้เป็นสารไฮโดรคาร์บอนขนาดโมเลกุลแตกต่างกัน รวมถึงการปรับปรุงคุณภาพหรือกำจัดสารเจือปน เช่น กำมะถัน และเบนซิน เป็นต้น ก่อนนำไปผลิตเป็นปิโตรเลียมสำเร็จรูปชนิดต่างๆ ได้แก่ ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) น้ำมันเครื่องบิน น้ำมันเบนซิน (Gasoline) น้ำมันดีเซล (Diesel) และน้ำมันเตา (Fuel Oil) ปัจจุบันมีส่วนการกลั่นน้ำมันดิบ 2 สายการผลิต กำลังการกลั่นน้ำมันดิบโดยประมาณ 177,000 บาร์เรล/วัน กำลังการกลั่นของสายการผลิตที่ 1 และ 2 ประมาณ 82,000 และ 95,000 บาร์เรล/วันตามลำดับ

2. ส่วนแตกโมเลกุลน้ำมันหนักให้เป็นน้ำมันเบา (Fluidized Catalytic Cracking Unit: FCCU):

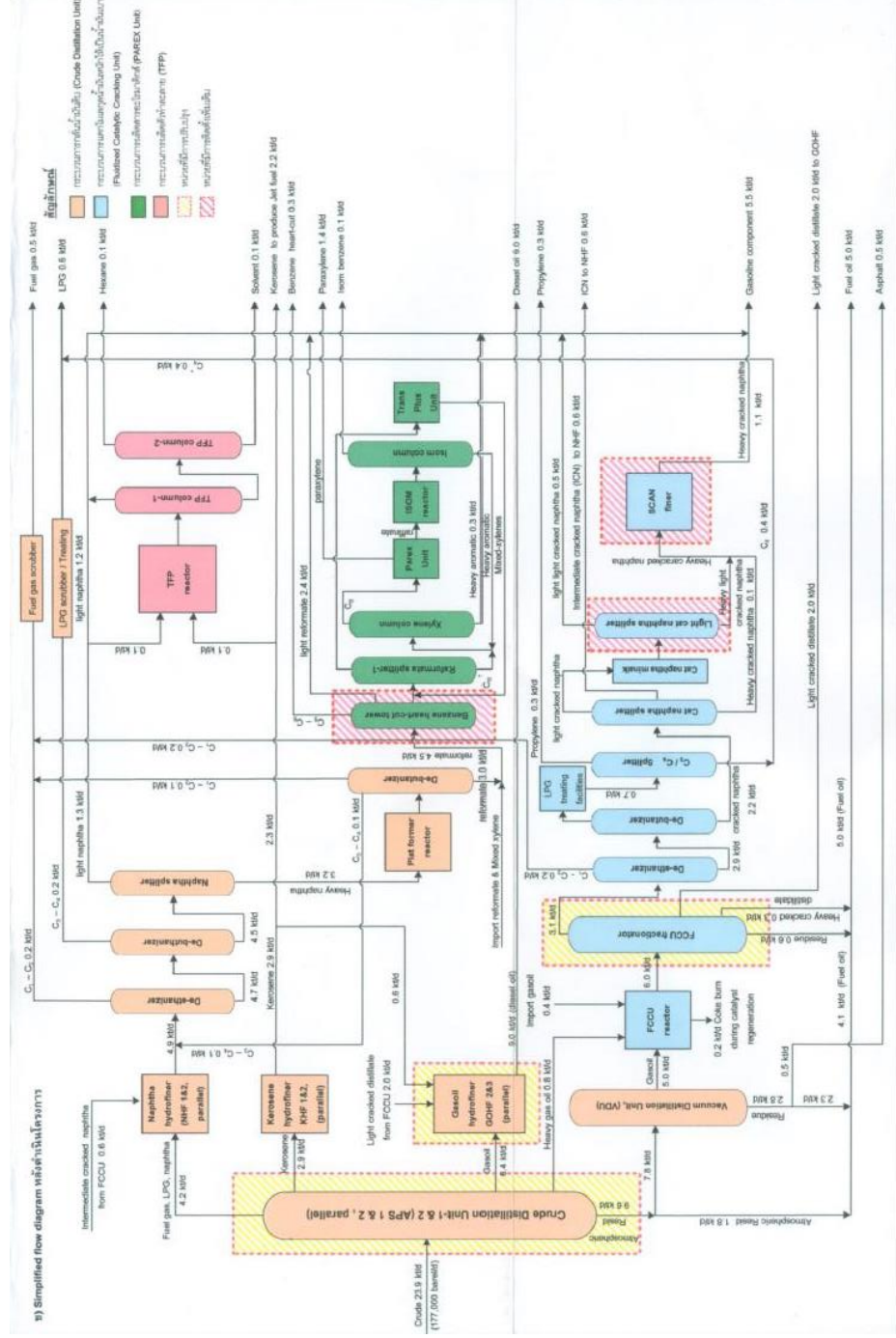
มีหน้าที่แปรรูป Atmospheric Residue และ Vacuum Gasoil จากกระบวนการกลั่นน้ำมันดิบให้กลายเป็นสารไฮโดรคาร์บอนที่มีขนาดเล็กลงโดยกลไกการแตกโมเลกุลก่อนนำไปกลั่นแยกเพื่อนำไปผสมเป็นปิโตรเลียมสำเร็จรูปที่มีมูลค่าสูงขึ้น เช่น น้ำมันเบนซิน และน้ำมันดีเซล เป็นต้น

3. ส่วนผลิตสารอะโรมาติกส์ (Para-Xylene Extraction Unit: Parex Unit):

ทำหน้าที่แปรรูปและกลั่นแยก Reformate ที่ได้จากหน่วย Continuous Catalytic Reformer (CCR) จากส่วนการกลั่นน้ำมันดิบ เพื่อแยกพาราไซลีนออกมาเป็นผลิตภัณฑ์ก่อนนำไปจำหน่ายต่อไป สำหรับ Light Reformate และ Heavy Aromatic ที่เหลือจากการแยกพาราไซลีนออกแล้วนำไปผสมเพื่อเพิ่มค่าออกเทนให้กับน้ำมันเบนซินต่อไป

4. ส่วนผลิตตัวทำละลาย (Thailand Fluid Plant: TFP):

มีหน้าที่แปรรูป Light Virgin Naphtha และ Kerosene บางส่วนที่ได้จากกระบวนการกลั่นน้ำมันดิบให้กลายเป็นเฮกเซนและตัวทำละลาย (Solvent) ซึ่งสามารถนำไปจำหน่ายให้กับลูกค้าเพื่อนำไปใช้ในอุตสาหกรรมต่างๆ เช่น สกัดน้ำมันพืช ผลิตภัณฑ์รถยนต์ และผสมสีน้ำมันหล่อลื่น เป็นต้น



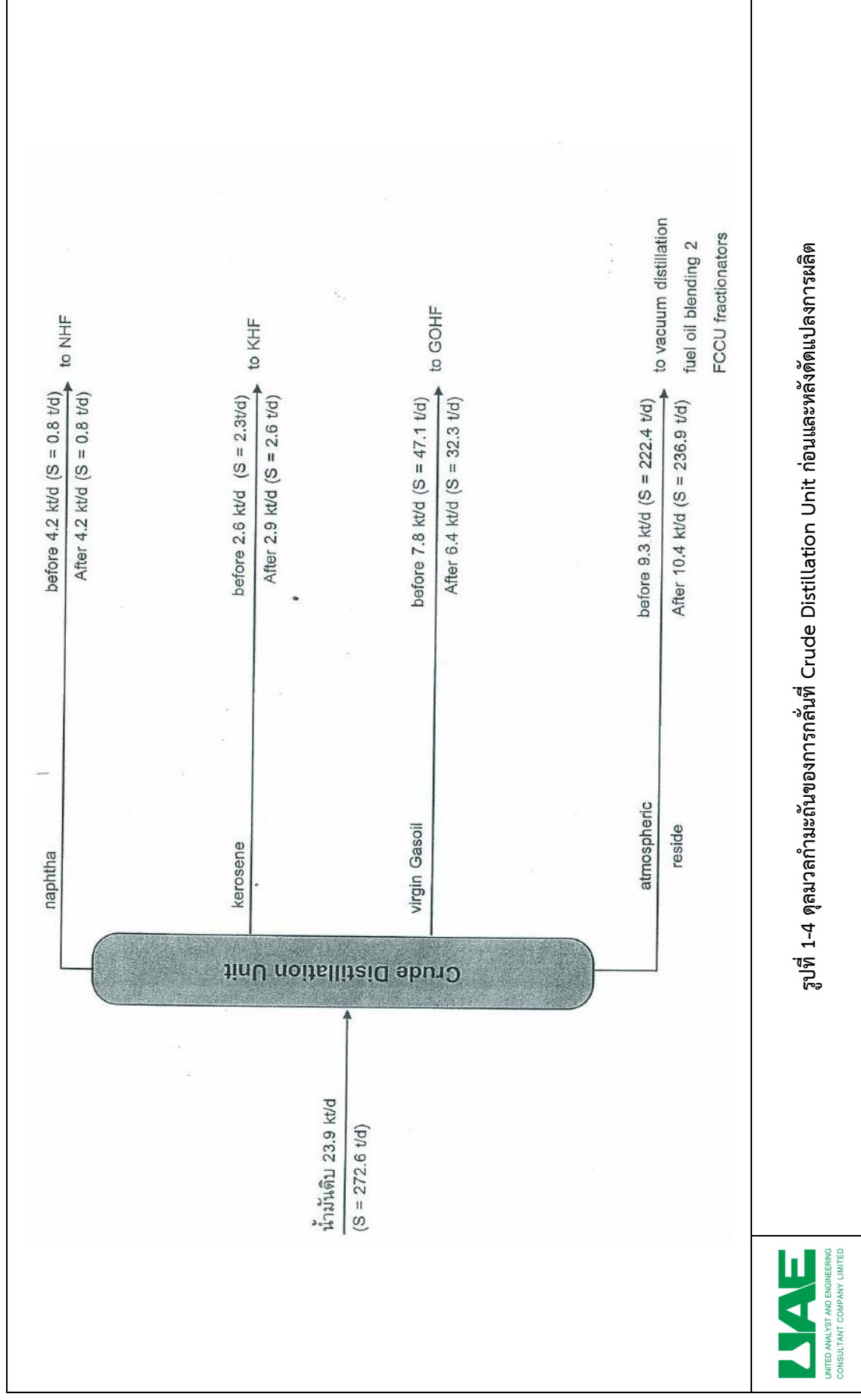
1.3.6 การดัดแปลงกระบวนการผลิตเดิม

1. การปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดีเซล

น้ำมันพื้นฐานที่ได้จากการผลิตซึ่งนำมาผสมเพื่อผลิตเป็นน้ำมันดีเซลสามารถแบ่งได้เป็น 2 ส่วน ได้แก่ Virgin Gasoil (จากส่วนกลั่นน้ำมันดิบหรือ Distillation Section) และ Cracked Distillation (จาก Fluidized Catalytic Unit : FCCU) ซึ่งจะมีการดัดแปลงอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับส่วนผลิตต่างๆ เพื่อให้ Virgin Gasoil และ Cracked Distillation มีกำมะถันลดลงก่อนนำไปผลิตเป็นน้ำมันดีเซล โดยมีการเปลี่ยนแปลงหน่วยผลิตเดิม 3 หน่วย ดังนี้

(1) **ลดอุณหภูมิ Cut Point ที่ใช้แยก Virgin Gasoil ออกจากหอกลั่นน้ำมันดิบ** หอกลั่นน้ำมันดิบ มีหน้าที่กลั่นแยกสารไฮโดรคาร์บอนที่มีโมเลกุลแตกต่างกัน ซึ่งทำได้โดยการควบคุมจุดเดือดที่แตกต่างกันตามระดับความสูงของหอกลั่นน้ำมันดิบ สำหรับสารไฮโดรคาร์บอนที่มีโมเลกุลเล็กจะมีจุดเดือดต่ำซึ่งจะถูกแยกออกที่ด้านบนของหอกลั่นน้ำมันดิบ ส่วนไฮโดรคาร์บอนที่มีโมเลกุลใหญ่ขึ้นจะถูกแยกออกที่ระดับต่ำลงมาตามแต่ละจุดเดือดของสารไฮโดรคาร์บอนที่ต้องการ การดัดแปลงหน่วยผลิตนี้จะมีการเปลี่ยนแปลงระดับของอุณหภูมิของ Cut Point ที่แยก Virgin Gasoil ออกจากหอกลั่นน้ำมันดิบในตำแหน่งที่มีอุณหภูมิต่ำลงประมาณ 10-20 องศาเซลเซียส ทำให้ Virgin Gasoil จากหอกลั่นน้ำมันดิบของสายการผลิตที่ 1 และ 2 มีสัดส่วนกำมะถันลดลง แสดงดังรูปที่ 1-4

(2) **ดัดแปลง FCCU Fractionator เดิมและอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง กระบวนการผลิต FCCU** มีหน้าที่แปรรูป Atmospheric Residue ที่ได้จากส่วนล่างของหอกลั่นน้ำมันดิบให้กลายเป็นสารไฮโดรคาร์บอนต่างๆ ที่มีขนาดเล็กลงโดยกลไกการแตกตัวโมเลกุลก่อนนำไปกลั่นแยกที่ FCCU Fractionator เพื่อนำไปผสมปิโตรเลียมที่มีมูลค่าสูงขึ้นต่อไป โดยที่ FCCU Fractionators สามารถแยกสารไฮโดรคาร์บอนต่างๆ ตามระดับจุดเดือดของแต่ละองค์ประกอบที่แตกต่างกัน ซึ่ง Cracked Naphtha จะถูกแยกที่ด้านบนของ FCCU Fractionator ก่อนนำไปแยกให้บริสุทธิ์มากขึ้นและนำไปผลิตเป็นน้ำมันเบนซินต่อไป ส่วน Cracked Distillate จะถูกแยกที่ระดับต่ำลงมาของ FCCU Fractionators ก่อนนำไปกำจัดกำมะถันที่ GOHF-3 และนำไปผสมเพื่อผลิตน้ำมันดีเซลต่อไป ในขณะที่สารไฮโดรคาร์บอนโมเลกุลขนาดใหญ่หรือ Residue จะถูกแยกออกที่ส่วนล่างของ FCCU Fractionator ก่อนนำไปผสมเป็นน้ำมันเตา



รูปที่ 1-4 อุณหภูมิการทำงานของกลั่นที่ Crude Distillation Unit ก่อนและหลังตั้งแปลงการผลิต

(3) **ดัดแปลงหน่วยกำจัดกำมะถันออกจาก Gasoil หรือ GOHF** ของกระบวนการกลั่นน้ำมันดิบ นอกจากการดัดแปลง Cut Point ในการดีดน้ำมัน Gasoil และ Cracked Distillate (เป็นน้ำมันพื้นฐานที่นำไปผสมเป็นน้ำมัน ดีเซล) ออกจากหอกกลั่นในตำแหน่งที่มีอุณหภูมิต่ำลง เพื่อลดกำมะถันออกจากน้ำมัน โรงกลั่นฯ มีการเพิ่มประสิทธิภาพ ของ Gasoil Hydrofiner (GOHF) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการกำจัดกำมะถันออกจากน้ำมันอีกขั้นตอนหนึ่งก่อนนำไปผสม เป็นน้ำมันดีเซลที่มีคุณภาพตามข้อกำหนดของกรมธุรกิจพลังงาน

คุณสมบัติกำมะถันในการผลิตน้ำมันดีเซลก่อนและหลังดัดแปลง GOHF แสดงดังรูปที่ 1-5 สำหรับ รายละเอียดในการดัดแปลง GOHF มีรายละเอียดดังนี้

● **การดัดแปลง GOHF-1 ปัจจุบัน GOHF-1** มีหน้าที่กำจัดกำมะถันออกจาก Light Gasoil ที่ได้จากหอกกลั่นน้ำมันดิบของสายการผลิตที่ 1 ภายหลังการปรับปรุงครั้งนี้ได้ยกเลิกการใช้ GOHF-1 ในการกำจัดกำมะถัน ออกจาก Light Gasoil และดัดแปลง GOHF-1 มาเป็น SCANfiner เพื่อใช้กำจัดกำมะถันกำจัดออกจาก Cracked Naphtha ที่ได้จาก Fluidized Catalytic Cracking Unit (FCCU) แทนก่อนนำ Cracked Naphtha ที่ผ่านการกำจัดกำมะถันด้วย SCANfiner ไปผสมเพื่อผลิตเป็นน้ำมันเบนซิน ในขณะที่เดียวกันจะนำ Light Gasoil เดิมที่เคยป้อนเข้าสู่ GOHF-1 ไปกำจัด กำมะถันที่ GOHF-2 แทน สำหรับ Flow Diagram การทำงานของ GOHF-1 และ SCANfiner มีรายละเอียดดังนี้

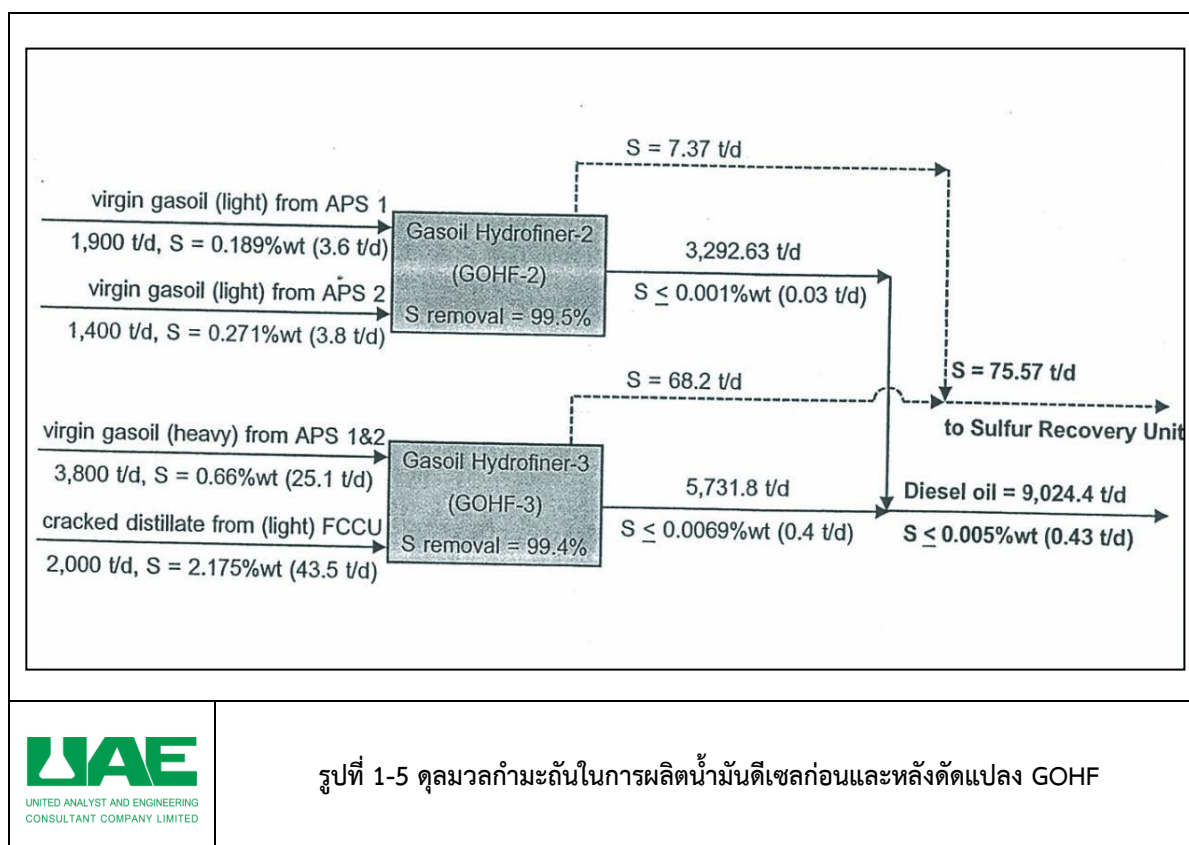
- เดิม GOHF-1 ประกอบด้วยถังปฏิกิริยาจำนวน 2 ถัง ทำงานขนานกันภายหลังการดัดแปลง GOHF-1 มาเป็น SCANfiner ได้ดัดแปลงการวางถังปฏิกิริยาข้างต้นให้ทำงานแบบอนุกรม โดยถังปฏิกิริยาที่ 1 ถูกดัดแปลง ให้ทำหน้าที่เป็น Pre-Test Cracked Naphtha แทนพร้อมทั้งมีการเติม H₂ Rich Gas เพื่อให้ Cracked Naphtha อิ่มตัว ด้วยไฮโดรเจน

- ปรับปรุง Stripper เพื่อให้สามารถรองรับปริมาณของ Cracked Naphtha ที่ได้อย่างเหมาะสม
- การเปลี่ยนตัวเร่งปฏิกิริยาของถังปฏิกิริยาของ SCANfiner ทุกๆ 2 ปี
- มีการปรับปรุงตัวเร่งปฏิกิริยาที่บรรจุภายในถังปฏิกิริยา กล่าวคือ เดิมถังปฏิกิริยา ของ GOHF-1 ใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาชนิด Co Mo Catalyst เมื่อดัดแปลงมาเป็นถังปฏิกิริยาของ SCANfiner จะมีการใช้เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาผสมระหว่าง Co Mo Catalyst กับ Ni Mo Catalyst

● **การปรับปรุง GOHF-2 และ GOHF-3** ขั้นตอนการทำงานของ GOHF-2 และ GOHF-3 ไม่แตกต่างกัน สำหรับ Flow Diagram การทำงานของ GOHF-2 และ GOHF-3 มีรายละเอียดดังนี้

- ติดตั้งถังปฏิกิริยาเพิ่มขึ้นอีก 1 ถัง ซึ่งทำงานแบบอนุกรมกับถังปฏิกิริยาเดิมเพื่อเพิ่ม ประสิทธิภาพในการกำจัดกำมะถันออกจาก Gasoil

- ปรับปรุง Stripper เพื่อให้สามารถรองรับปริมาณ Gasoil ได้อย่างเหมาะสม มีการเปลี่ยน ตัวเร่งปฏิกิริยาของถังปฏิกิริยาของ GOHF-2 และ GOHF-3 ทุกๆ 2 ปี



2. การปรับปรุงคุณภาพน้ำมันเบนซิน

น้ำมันพื้นฐานที่ได้จากกระบวนการกลั่นน้ำมันดิบซึ่งนำมาผลิตเป็นน้ำมันเบนซินสามารถแบ่งเป็น 3 ส่วน ได้แก่ Light Naphtha จากส่วนกลั่นน้ำมันดิบ Light Reformate และ Heavy Aromatic จากส่วนผลิต อะโรมาติกส์ และ Cracked Naphtha จากส่วนผลิต Fluidized Catalytic Cracking Unit (FCCU) การปรับปรุงคุณภาพน้ำมันเบนซิน มีการเพิ่มอุปกรณ์ 3 หน่วย มีรายละเอียดดังนี้

(1) **เพิ่มหอกลั่น Benzene Heart-Cut Tower** โรงกลั่นฯ ติดตั้งหอ Benzene Heart-Cut Tower จำนวน 1 หอ ก่อนหน้าหอ Reformate Splitter หอ Benzene Heart-Cut Tower มีหน้าที่กลั่นแยกสารเบนซิน ออกจาก Reformate ก่อนป้อนเข้าสู่ Reformate Splitter เพื่อแยก Light Reformate ที่มีคาร์บอนอะตอม C₅-C₇ ออกจาก Reformate เพื่อนำไปผสมเป็นน้ำมันเบนซินต่อไป ทั้งนี้ การติดตั้ง Benzene Heart-Cut Tower มีผลให้ Light Reformate และ Heavy Aromatic ที่จะนำไปผสมเป็นน้ำมันเบนซินมีสารเบนซินลดลงประมาณร้อยละ 1.0 โดยปริมาตร จึงทำให้น้ำมันเบนซินที่ผลิตได้มีสารเบนซินไม่เกินร้อยละ 1.0 โดยปริมาตร สำหรับสารเบนซินที่ถูกแยกออกด้านบนของ Benzene Heart-Cut Tower มักเรียกว่า Benzene Heart-Cut ก่อนป้อนเข้าสู่ถังเก็บกักเพื่อรอจำหน่ายต่อไป

(2) **เพิ่มหอกลั่น Light Cat Naphtha Splitter** ของกระบวนการผลิต Fluidized Catalytic Cracking Unit (FCCU) โดยเพิ่มหอกลั่น 1 ชุด คือ Light Cat Naphtha Splitter วางต่อจาก Cat Naphtha Splitter เดิม เพื่อแยกย่อย Light Cracked Naphtha ออกเป็น 2 ส่วน คือ Light Light Cracked Naphtha และ Heavy Light Cracked Naphtha ซึ่งทำให้ Light Light Cracked Naphtha ที่แยกได้ด้านบนหอมีสัดส่วนกำมะถันลดลง ส่วน Heavy Light Cracked Naphtha ที่แยกได้ด้านล่างหอมีสัดส่วนกำมะถันสูงกว่า จึงถูกป้อนเข้าสู่หน่วยกำจัดกำมะถันที่ถูกติดตั้งขึ้นใหม่ที่เรียกว่า SCANfiner ก่อนนำไปผสมเพื่อผลิตน้ำมันเบนซินต่อไป

(3) เพิ่มหน่วยกำจัดกำมะถันออกจาก Cracked Naphtha หรือ SCANfiner ของ Fluidized Catalytic Cracking Unit (FCCU) ติดตั้งหน่วยกำจัดกำมะถันหรือเรียกว่า SCANfiner และอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องเพิ่มเติม เพื่อกำจัดกำมะถันออกจาก Heavy Cracked Naphtha และ Heavy Light Cracked Naphtha ก่อนนำไปผสม เพื่อผลิตเป็นน้ำมันเบนซินพื้นฐานที่มีกำมะถันไม่เกินร้อยละ 0.005 โดยน้ำหนัก

- เปลี่ยนรูปกำมะถันใน Heavy Cracked Naphtha และ Heavy Light Cracked Naphtha ให้กลายเป็น H_2S โดยป้อน Cracked Naphtha พร้อมกับ Hydrogen Rich Gas ที่ได้จาก Continuous Catalytic Reformer เข้าสู่ Pre-Test Cracked Naphtha และถึงปฏิกิริยาที่บรรจุสารเร่งปฏิกิริยาที่มี Cobalt-Molybdenum และ Nickel-Molybdenum เป็นองค์ประกอบหลักเพื่อเปลี่ยนกำมะถันในรูปของสารอินทรีย์ให้กลายเป็นก๊าซ H_2S

- แยกก๊าซ H_2S ออกจาก Cracked Naphtha โดยป้อน Cracked Naphtha จากถึงปฏิกิริยาเข้าสู่ Air-Fin Cooler ก่อนป้อนเข้าสู่ Drum เพื่อแยกน้ำที่ปนเปื้อนอยู่ใน Cracked Naphtha ออกที่ด้านล่างและส่งไปยังหน่วย Sour Water Stripper (SRS) ส่วน Cracked Naphtha ที่แยกน้ำออกแล้วจะป้อนเข้าสู่ Stripper Tower ซึ่งทำให้ก๊าซ H_2S ถูกแยกออกที่ด้านบนของ Stripper ก่อนป้อนเข้าสู่ Sulfur Recovery Unit (SRU) เพื่อผลิตเป็น Molten Sulfur ต่อไป ในขณะที่ Cracked Naphtha ที่แยกกำมะถันออกแล้วจะนำไปผสมเพื่อผลิตน้ำมันเบนซินพื้นฐานต่อไป

1.3.7 ระบบเสริมการผลิต

ระบบเสริมการผลิตของโครงการทำหน้าที่แยกสารเจือปนในน้ำทิ้ง และ Vent Gas ที่เกิดจากกระบวนการผลิตมาใช้ประโยชน์ให้มากที่สุดโดยการปรับสภาพเพื่อทำให้มีผลกระทบต่อคุณภาพน้อยที่สุด อีกทั้งมีการใช้ทรัพยากรได้อย่างคุ้มค่า ระบบเสริมการผลิตในปัจจุบันประกอบด้วย 4 หน่วย ได้แก่ Sour Water Oxidizer (SWO) Sour Water Stripper (SWS) Sulfur Recovery Unit (SRU) และ Tail Gas Cleanup Unit (TGCU) มีรายละเอียดดังนี้

1. Sour Water Oxidizer (SWO)

SWO ทำหน้าที่เปลี่ยนกำมะถันในรูปซัลไฟด์ที่ปนเปื้อนอยู่ใน Spent Caustic จากหน่วยกำจัดกำมะถันใน Cracked Naphtha หรือ Cat Naphtha Minalk Unit และหน่วยกำจัดกำมะถันใน LPG หรือ LPG Merox Unit ให้อยู่ในรูปซัลเฟตและปรับค่า pH ให้เหมาะสมก่อนระบายเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียต่อไป การทำงานเริ่มจากนำ Spent Caustic พร้อมกับอากาศและไอน้ำป้อนเข้าสู่หอ Oxidizer เมื่อ Spent Caustic ได้รับความร้อนจากไอน้ำทำให้ Sodium Sulfide ใน Spent Caustic เปลี่ยนรูปเป็น Sodium M Sulfate จากนั้น Spent Caustic จะถูกระบายลงสู่หน่วยกำจัดน้ำมัน/ไขมัน (CPI และ IAF Unit) ก่อนระบายลงสู่บ่อเติมอากาศต่อไป โดยปริมาณ Spent Caustic ที่ป้อนเข้า Sour Water Oxidizer ประมาณ 80 ลูกบาศก์เมตร/วัน ในขณะที่ Sour Water Oxidizer มีความสามารถในการรองรับ Spent Caustic ได้โดยรวม 264 ลูกบาศก์เมตร/วัน

2. Sour Water Stripper (SWS)

SWS ทำหน้าที่แยก H_2S ออกจาก Spent Caustic ที่ปะปนอยู่ในน้ำทิ้งที่เกิดขึ้นจากหน่วยกำจัดกำมะถันออกจากสารไฮโดรคาร์บอนต่างๆ ที่ได้จากกลั่นน้ำมันดิบ เช่น Naphtha Hydro finer (NHF) Kerosene Hydro finer (KHF) และ Gasoil Hydro finer (GOHF) เป็นต้น ทั้งนี้ เพื่อก๊าซ H_2S ที่แยกได้ไปเป็นวัตถุดิบเพื่อผลิต Molten sulfur หรือกำมะถันเหลวที่ Sulfur Recovery Unit (SRU) ต่อไป การทำงานเริ่มจากป้อน Sour Water เข้าสู่ Sour Water Stripper ที่มีการเพิ่มอุณหภูมิด้วยไอน้ำซึ่งทำให้ก๊าซ H_2S ถูกแยกออกที่ด้านบนของ Stripper และป้อนเข้าสู่ SRU ต่อไป ส่วนน้ำที่ผ่านการแยกก๊าซ H_2S ออกแล้วถูกแยกออกที่ด้านล่าง Stripper ซึ่งประมาณร้อยละ 80 จะถูกหมุนเวียนกลับไปใช้ใหม่ที่หน่วยแยก

เกลือออกจากน้ำมันดิบ และอีกส่วนหนึ่งประมาณร้อยละ 20 ถูกระบายสู่หน่วยกำจัดน้ำมัน/ไขมัน (CPI และ IAF Unit) ก่อนระบายลงสู่บ่อเติมอากาศต่อไป ปริมาณ Sour Water โดยรวมที่ป้อนเข้า Sour Water Stripper ประมาณ 1,486 ลูกบาศก์เมตร/วัน

3. Sulfur Recovery Unit (SRU)

SRU ทำหน้าที่เปลี่ยนก๊าซ H_2S ที่แยกได้จากหน่วยกำจัดกำมะถันออกจากสารไฮโดรคาร์บอนต่างๆ และที่แยกได้จากน้ำทิ้งที่ Sour Water Stripper ให้กลายเป็น Molten Sulfur หรือกำมะถันเหลวซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์พลอยได้ของโรงกลั่นฯ

การทำงานของ SRU เริ่มจากป้อนก๊าซ H_2S เข้าสู่เตาเผาเพื่อทำให้ H_2S บางส่วนเปลี่ยนรูปเป็น SO_2 หลังจากนั้นป้อนเข้าถึงปฏิกิริยา 3 ถึง ต่อกันแบบอนุกรมซึ่งภายในบรรจุสารเร่งปฏิกิริยาที่มี Zinc Oxide เป็นองค์ประกอบหลัก ทั้งนี้ เพื่อให้ SO_2 ทำปฏิกิริยากับ H_2S จนเปลี่ยนรูปเป็น Sulfur Gas อย่างไรก็ตาม Vent Gas ที่ระบายออกจากถึงปฏิกิริยาแต่ละชุดจะถูกป้อนเข้าสู่ Condenser เพื่อควบแน่น Sulfur Gas ให้กลายเป็น Molten Gas ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์พลอยได้ของโรงกลั่นฯ

4. Tail Gas Cleanup Unit (TGCU)

TGCU มีหน้าที่แยกก๊าซกำมะถันที่อาจหลงเหลืออยู่ใน Tail Gas หรือก๊าซที่เหลือจากหน่วย SRU ก่อนนำกำมะถันที่แยกได้กลับไปผลิตเป็นกำมะถันเหลวที่หน่วย SRU อีกครั้ง

การทำงานของหน่วย TGCU เริ่มจากรวบรวม Tail Gas ที่เหลือจาก SRU Condenser ป้อนเข้าสู่ Combustor เพื่อเผาไหม้ให้ก๊าซที่มี SO_2 เป็นองค์ประกอบ จากนั้นก๊าซจาก Combustor จะถูกป้อนเข้าสู่ถึงปฏิกิริยาซึ่งภายในบรรจุสารเร่งปฏิกิริยาที่มี Cobalt molybdenum เป็นองค์ประกอบหลักเพื่อทำปฏิกิริยาเปลี่ยนรูปกำมะถันให้อยู่ในรูป H_2S จากนั้นก๊าซที่อิ่มตัวด้วยก๊าซ H_2S จะถูกป้อนเข้าสู่ Quench Tower ซึ่งภายในมีการฉีดพ่นสารละลายต่างเพื่อดักจับ SO_2 ที่อาจหลงเหลืออยู่ในก๊าซออก สำหรับก๊าซที่ผ่านการกำจัด SO_2 ออกแล้วจะนำไปลดอุณหภูมิที่ Condensing Tower ขณะที่ Spent Caustic จากด้านล่างของ Quench Tower จะส่งไปหน่วย SWO ต่อไป ก๊าซที่ผ่านการลดอุณหภูมิจาก Condensing Tower จะถูกป้อนเข้าสู่ Scrubber ทางด้านล่างสวนทางกับสารละลาย Flexsorb ที่ฉีดพ่นมาจากด้านบน หอดูดซับ H_2S ในก๊าซ จากนั้นสารละลาย Flexsorb ที่อิ่มตัวด้วย H_2S จะป้อนเข้าสู่ Regenerator ซึ่งมีการเพิ่มอุณหภูมิจนทำให้ก๊าซ H_2S แยกตัวออกมาและรวบรวมเข้าสู่ Regenerator ต่อไป ส่วนสารละลาย Flexsorb ที่แยก H_2S ออกแล้วจะหมุนเวียนกลับไปใช้ใหม่ที่หอ Scrubber ต่อไป ประสิทธิภาพในการแยก H_2S ออกจาก Vent Gas ประมาณร้อยละ 97

1.3.8 ระบบสาธารณูปโภค

1) ไฟฟ้า

มีหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ (Gas Turbine Generator : GTG) ที่ใช้ Natural Gas และ Fuel Gas เป็นเชื้อเพลิง 3 ชุด มีกำลังผลิตรวมประมาณ 50 เมกะวัตต์ (GTG 1, GTG 2 และ GTG 3 มีกำลังการผลิตไฟฟ้า 12.5, 12.5 และ 25 เมกะวัตต์ ตามลำดับ) นอกจากนี้มีการติดตั้งหม้อแปลงเพื่อสำรองรับกระแสไฟฟ้ามาจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิต (EGAT) สำหรับแหล่งจ่ายไฟฟ้าสำรองข้างต้นสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าให้โรงกลั่นได้สูงสุด 37.5 เมกะวัตต์ ซึ่งเพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของโรงกลั่นฯ 33 เมกะวัตต์

2) ไอน้ำ

มีหน่วยผลิตไอน้ำหลักทั้ง 2 ส่วน คือ หม้อไอน้ำที่ใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิง (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 โดยใช้น้ำทะเลที่สูบจากบริเวณท่าเรือมาใช้ในระบบหล่อเย็น สำหรับน้ำทิ้งที่ผ่านการหล่อเย็นแล้วจะมีอุณหภูมิสูงขึ้นจากเดิม โรงกลั่นฯ ติดตั้ง Cooling Tower เพื่อลดอุณหภูมิน้ำทิ้งดังกล่าวก่อนระบายสู่อ่างเก็บน้ำและน้ำทิ้งต่อไป โดยมีความต้องการน้ำทะเลประมาณ 1,270 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง ซึ่งมีเครื่องสูบน้ำทะเลเพื่อใช้ในระบบหล่อเย็นร่วมกับใช้ใน Desalination Plant เพื่อผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ จำนวน 3 ชุด สามารถสูบน้ำทะเลได้สูงสุดโดยรวมประมาณ 4,500 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง

4) ปริมาณการใช้น้ำและแหล่งน้ำใช้

คูน้ำใช้และตารางสรุปการใช้น้ำแสดงดังรูปที่ 1-6 และตารางที่ 1-4 ใช้แหล่งน้ำจากภายนอก 2 ส่วน ได้แก่ น้ำทะเลและน้ำใส น้ำทะเลสูบจากบริเวณท่าเรือใช้ในระบบหล่อเย็น และนำมาเป็นน้ำดิบในการผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ ในขณะที่รับน้ำใสมาจากนิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบังเพื่อใช้ในสำนักงาน กระบวนการผลิตและระบบเสริมการผลิต โดยมีความต้องการน้ำทะเลประมาณ 2,120 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง กิจกรรมการใช้น้ำประเภทต่างๆ และระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำมีรายละเอียดดังนี้

(1) **น้ำใช้สำหรับพนักงาน** มีความต้องการใช้น้ำใส 182 ลูกบาศก์เมตร/วัน

(2) **น้ำใช้ในระบบการผลิต** 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

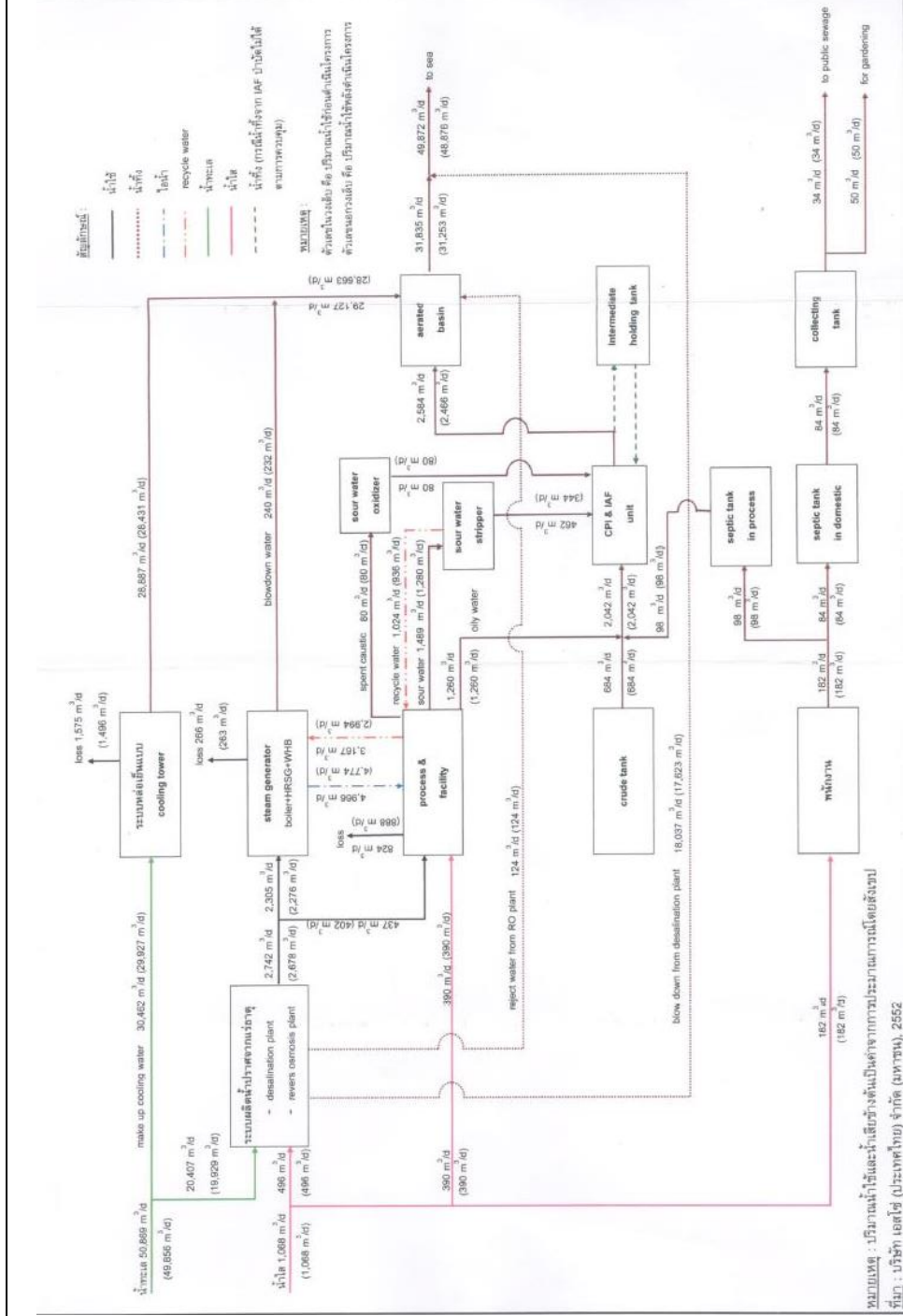
(4) **น้ำใช้ในระบบหล่อเย็น** มีการหมุนเวียนน้ำคอนเดนเสทที่เกิดจากไอน้ำที่ผ่านการใช้งานแล้วจากอุปกรณ์การแลกเปลี่ยนความร้อนต่างๆ กลับมาผลิตไอน้ำอีกครั้ง อย่างไรก็ตาม เนื่องจากมีไอน้ำบางส่วนสูญเสียออกจากระบบบ้างจึงต้องชดเชยน้ำปราศจากแร่ธาตุเข้าระบบเพื่อทดแทนน้ำที่สูญเสียไป โครงการมีความต้องการน้ำชดเชยในระบบผลิตไอน้ำ 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** เป็นระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุที่ใช้ น้ำทะเลเป็นน้ำดิบผ่านกลไกการกลั่น และควบแน่น ระบบนี้มีกำลังการผลิตประมาณ 2,880 ลูกบาศก์เมตร/วัน

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



รูปที่ 1-6 ปริมาณการใช้ของโรงกลั่นของโครงการ

ตารางที่ 1-4 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	30,462	-	-
5. น้ำขดเชยในระบบผลิตไอน้ำ	-	-	2,305
รวม	50,869	1,068	2,742

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

ที่มา : บริษัท บางจาก ศรีราชา จำกัด (มหาชน), 2552

1.3.9 น้ำเสียและการจัดการ

1) ระบบบำบัดน้ำเสีย

ระบบบำบัดน้ำเสียของโครงการประกอบด้วย 3 ส่วน ได้แก่ CPI และ IAF และบ่อเติมอากาศ รายละเอียดสามารถสรุปได้ดังนี้

(1) CPI (Corrugated Plate Interceptor) มีหน้าที่แยกน้ำมันออกจากน้ำเสีย มีประสิทธิภาพในการแยกน้ำมันที่มีขนาดใหญ่ (Oil Droplets) ได้ดี ซึ่งออกแบบให้เป็นระบบบำบัดที่มีทางน้ำออกต่ำกว่าผิวหน้า ทั้งนี้ อาศัยแรงโน้มถ่วงและความแตกต่างของความหนาแน่นระหว่างน้ำและน้ำมัน อีกทั้งภายในถังมีการติดตั้งแผ่น Plate เพื่อช่วยให้น้ำมันกับน้ำแยกชั้นกันได้ดีขึ้น สำหรับน้ำมันที่ลอยอยู่ผิวน้ำจะถูกรวบรวมไปใช้ใหม่ที่กระบวนการผลิตต่อไป ในขณะที่น้ำที่อยู่ด้านล่างถูกระบายออกที่ทางน้ำออกที่อยู่ต่ำกว่าผิวน้ำก่อนนำเข้าไปบำบัดอีกครั้งที่ IAF

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

(3) บ่อเติมอากาศ (Aerated Basin) บ่อเติมอากาศมีหน้าที่กำจัดสารอินทรีย์ที่ปนเปื้อนมากับน้ำเสีย โดยการย่อยสลายด้วยกระบวนการทางชีวภาพมีจุดประสงค์เพื่อบำบัดน้ำทิ้งที่ผ่านการบำบัดจาก CPI และ IAF เป็นหลัก ระบบบำบัดน้ำเสียแบบบ่อเติมอากาศของโรงงานฯ มีการแบ่ง Aeration Zone และ Sedimentation Zone ด้วยการใช้

Partition กันในแต่ละโซน อีกทั้งเพื่อป้องกันการไหลล้นของน้ำภายในบ่อเติมอากาศ นอกจากนี้ Sedimentation Zone ไม่มีการเติมอากาศและถูกออกแบบให้มีเวลากักน้ำมากพอจนทำให้อนุภาคจุลชีวะที่เกิดขึ้นจาก Aeration Zone สามารถตกตะกอนได้ แสดงดังรูปที่ 1-7 เพื่อเป็นการดำเนินการในเชิงป้องกันโรงกลั่นฯ มีแผนจะปรับปรุงการจัดการน้ำเสีย โดยแบ่งออกเป็น 2 ระยะ ดังนี้

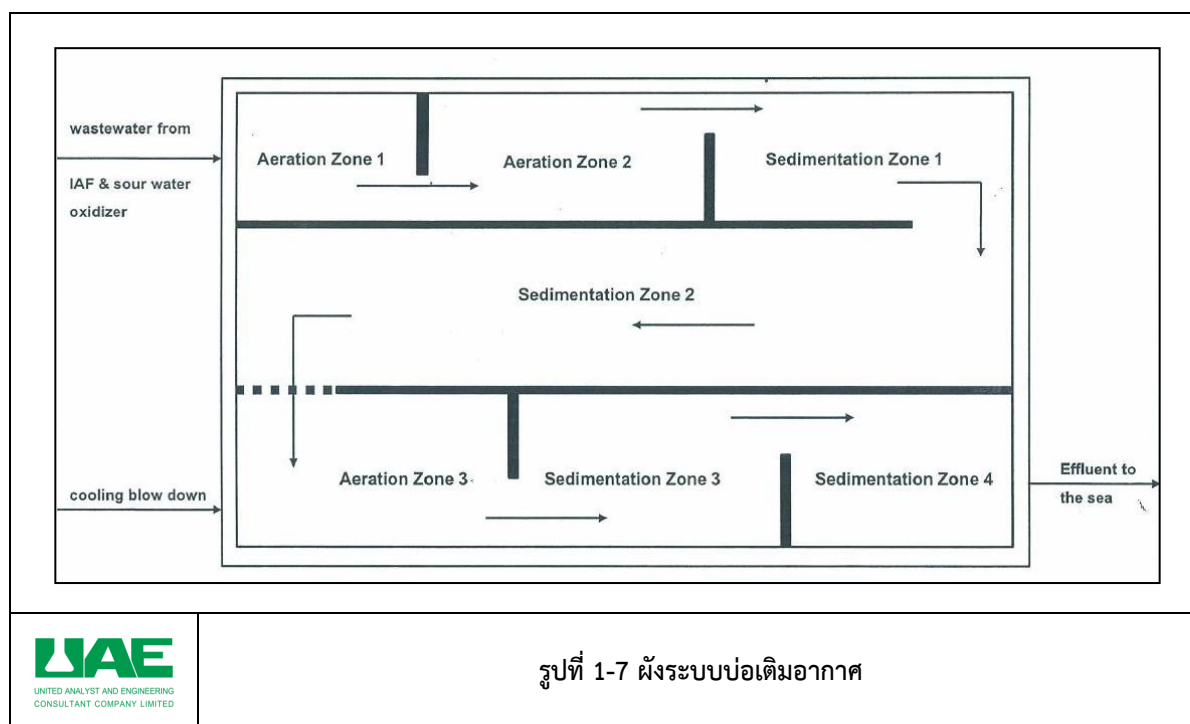
ระยะที่ 1 ปรับปรุงคันคอนกรีตของบ่อเติมอากาศ

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 1-7 สำหรับปริมาณและการจัดการน้ำเสียหรือน้ำทิ้งที่เกิดขึ้นในแต่ละกิจกรรมของโรงกลั่นฯ ปริมาณและการจัดการน้ำเสียหรือน้ำทิ้งที่เกิดขึ้นในแต่ละกิจกรรมมีรายละเอียดดังนี้

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



(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 เป็นน้ำที่ถูกระบายออกจากกระบวนการผลิตไอน้ำเพื่อควบคุมสารละลายที่สะสมอยู่ในน้ำที่หมุนเวียนในระบบไม่ให้สูงเกินไปเพื่อป้องกันปัญหาเรื่องตะกอนที่อาจเกิดขึ้นในระบบ

1.3.10 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) สภาวะหรือความต้องการปิโตรเลียมสำเร็จรูปแต่ละชนิดของตลาด และคุณสมบัติเชื้อเพลิงที่ใช้ในแต่ละหน่วยผลิต เพื่อควบคุมอัตราการระบายมลพิษไม่เกินกรอบการระบายของโรงกลั่นฯ

(2) อัตราการระบายมลพิษทางอากาศ อัตราการระบาย NO_x , SO_2 และ TSP โดยรวมของโรงกลั่นมีค่าดังนี้ 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

1.3.11 การจัดการของเสีย

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

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

2) **Spent Ni Mo Catalyst** เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่เสื่อมสภาพจากหน่วยกำจัดกำมะถันออกจากน้ำมัน Naphtha การดำเนินโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมันทำให้มีความต้องการใช้สารเร่งปฏิกิริยาชนิดนี้เพิ่มขึ้น ทำให้มีของเสีย 15 ตัน/ปี ซึ่งโรงกลั่นฯ จะบรรจุในถัง 200 ลิตร มีฝาปิดมิดชิดก่อนส่งให้กับบริษัทที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมที่มารอรับเพื่อขนส่งนำไปกำจัดต่อไป

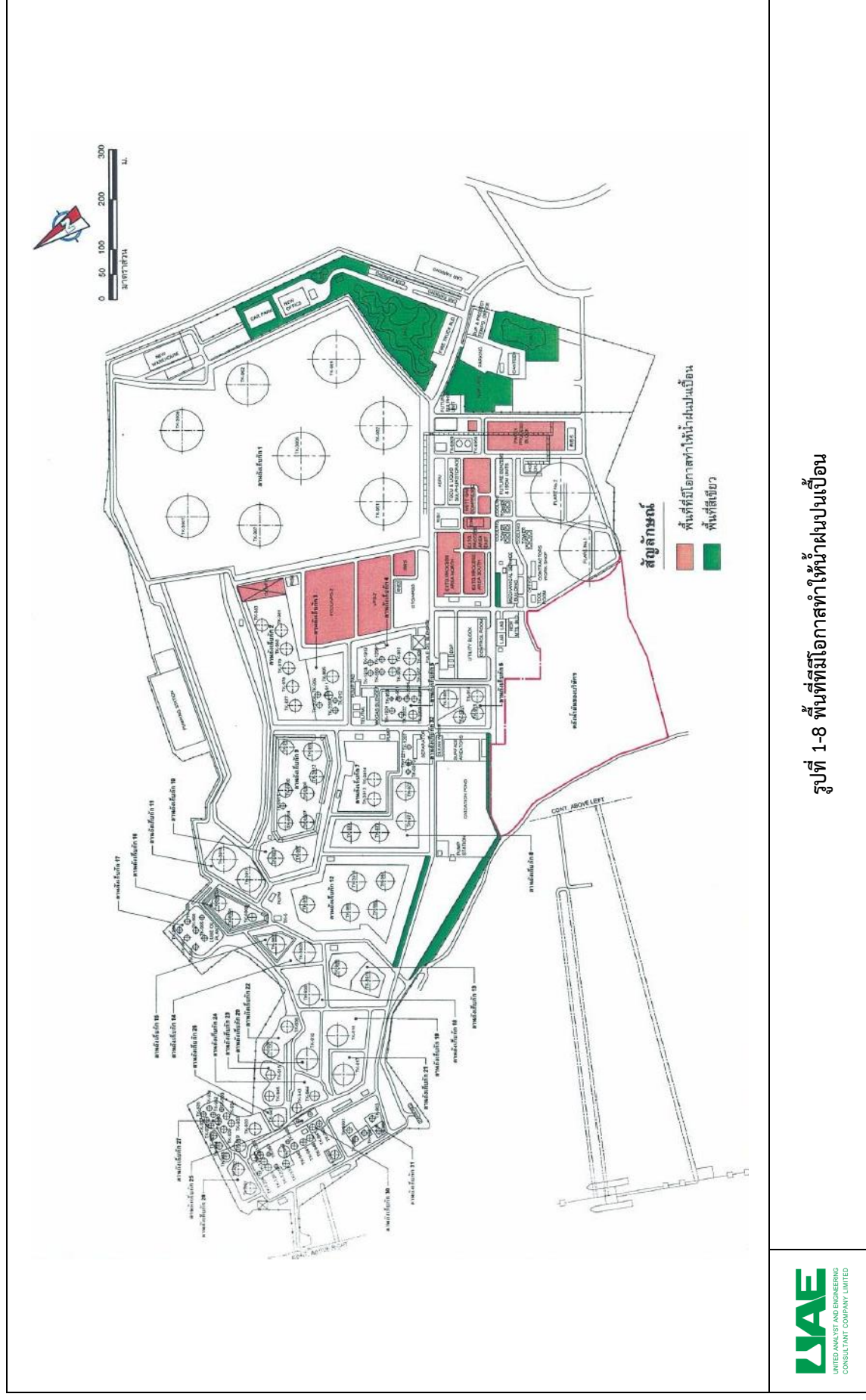
3) **Spent Co Mo Catalyst** เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่เสื่อมสภาพจากหน่วยกำจัดกำมะถันออกจากน้ำมัน Naphtha Gasoil และ Kerosene มีของเสียเกิดขึ้น 476 ตัน/ปี โดยจะบรรจุในถัง 200 ลิตร หรือภาชนะอื่นที่เหมาะสม เช่น Lugger Box เป็นต้น ที่มีฝาปิดมิดชิดก่อนส่งให้กับบริษัทที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมที่มารอรับเพื่อขนส่งนำไปกำจัดต่อไป

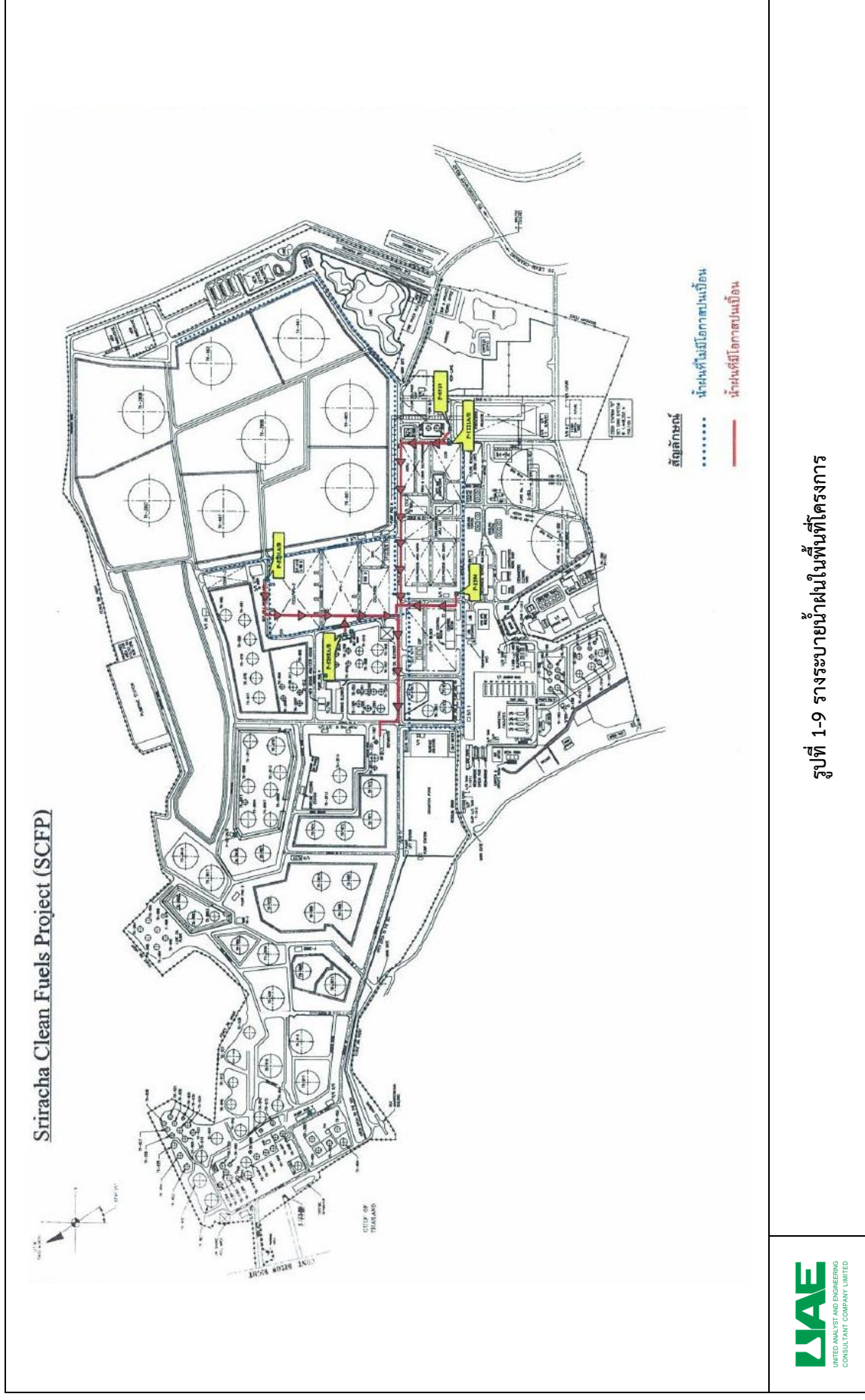
1.3.12 ระบบระบายน้ำฝนและการจัดการน้ำฝน

ระบบระบายน้ำฝนของโครงการแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ พื้นที่ที่ไม่ทำให้เกิดน้ำฝนปนเปื้อน และพื้นที่ที่อาจทำให้เกิดน้ำฝนปนเปื้อนแสดงดังรูปที่ 1-8 ถึงรูปที่ 1-9

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 ปริมาณน้ำฝนที่ปล่อยเข้าสู่หน่วยกำจัดน้ำมันแบบ CPI และ IAF ประมาณ 1,715 ลูกบาศก์เมตร ซึ่งถังพักน้ำฝนที่อาจปนเปื้อน มีขนาดเพียงพอที่จะรองรับน้ำฝนที่มีโอกาสปนเปื้อนได้หรือคิดเป็นร้อยละ 64 ของขนาดความจุถังรวม





1.3.13 ความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม

1. การจัดการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม

โครงการได้นำระบบบริหารงานการปฏิบัติงานเพื่อให้มีความปลอดภัยหรือเรียกว่า Operation Integrity Management System (OIMS) มาใช้กับการดำเนินงานในกิจกรรมต่างๆ ภายในโครงการ เพื่อให้มีการปฏิบัติงานอยู่บนพื้นฐานของความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม (Safety Health and Environment : SHE) มี 11 ส่วน แสดงดังรูปที่ 1-10

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

2) OIMS 2 Risk Assessment and Management ความเสี่ยงจากการดำเนินงานต่างๆ จะได้รับการประเมินความเสี่ยงจากทีมที่จัดตั้งขึ้นซึ่งประกอบด้วย ตัวแทนจากหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยเครื่องมือที่ใช้ในการประเมิน คือ Risk Matrix ผลลัพธ์จากการประเมินนำไปปรับปรุง แก้ไขโดยด่วน พร้อมทั้งคัดเลือกความเสี่ยงที่สำคัญมาจำลองเป็นแผนฉุกเฉินเพื่อให้พนักงานเรียนรู้และเตรียมพร้อมต่อเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น

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

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

5) OIMS 5 Personnel and Training

5.1) Personal Safety เนื่องจากพนักงานเป็นสาเหตุหนึ่งที่เกิดอุบัติเหตุได้ ดังนั้น OIMS 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) OIMS 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 OIMS 6.5 นี้ได้รับรองจากสถาบัน Lloyd Register ให้เทียบเท่ากับมาตรฐาน ISO 14001: 2004 ด้วย

6.6) Regulatory Compliance การปฏิบัติตามกฎหมายและระเบียบราชการโดยปลูกฝังให้พนักงานทุกระดับทราบถึงข้อกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับลักษณะงานที่อยู่ในความรับผิดชอบของตนเอง

6.7) Operation Interface Management เป็นแนวทางการจัดการกับรอยต่อการปฏิบัติการโดยการสื่อสาร

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

8) OIMS 8 Third Party Services บริษัท ผู้รับเหมาที่เข้ามาทำงานภายในโรงกลั่นฯ จะต้องมียระบบบริหารงานด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม ที่เป็นมาตรฐานและได้รับการยอมรับจากโรงกลั่นฯ มีส่วนร่วมในการปฏิบัติงาน รวมทั้งกระตุ้นเตือนให้ผู้รับเหมามีทัศนคติที่ดีในเรื่อง อาชีวอนามัย ความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม

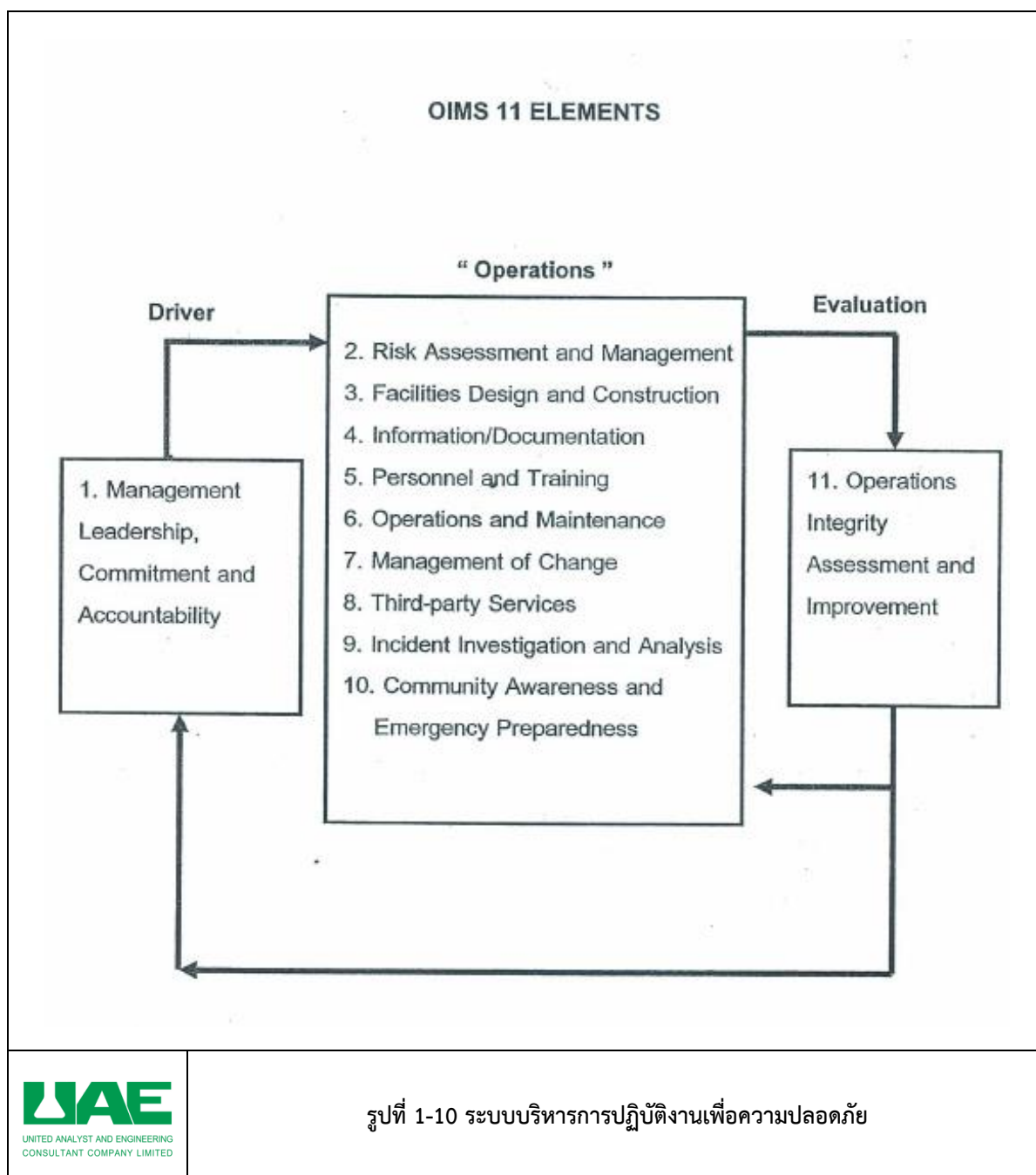
9) OIMS 9 Incident Investigation and Analysis อุบัติเหตุใดๆ ที่เกิดขึ้นในระหว่างการทำงานจะมีการสืบสวนและหาสาเหตุประเมินความเสี่ยง เพื่อนำไปกำหนดมาตรการป้องกันไม่ให้เหตุการณ์ดังกล่าวเกิดซ้ำ

10) OIMS 10 Community Awareness and Emergency Preparedness

10.1) Emergency Preparedness พนักงานทุกคนในโรงกลั่นฯ ทราบดีถึงหน้าที่และความรับผิดชอบของตนเองเมื่อมีเหตุฉุกเฉินเกิดขึ้น เช่น ไฟไหม้ ก๊าซรั่ว และน้ำมันรั่ว เป็นต้น พร้อมทั้งเข้าฝึกซ้อมแผนประจำปีเพื่อให้เกิดความมั่นใจในการพร้อมรับมือกับเหตุฉุกเฉินต่างๆ ซึ่งการเตรียมพร้อมดังกล่าวสามารถลดผลกระทบที่เกิดจากอุบัติเหตุได้

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

11) OIMS 11 Operations Integrity Assessment and Improvement จัดให้มีการประเมินในการใช้ระบบ OIMS อย่างต่อเนื่อง โดยการตรวจสอบข้อมูลภาคสนาม เช่น จากการสัมภาษณ์ สังเกตการณ์ และจากการบันทึกเอกสารต่างๆ 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 และหน่วยห้องปฏิบัติการในเวลาราชการปกติ

(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) จะเป็นผู้อำนวยความสะดวกที่เกิดเหตุในกรณีผู้จัดการกะปฏิบัติการไม่อยู่ Shift Supervisor ของหน่วยที่เกิดเหตุจะทำหน้าที่

- ผู้อำนวยความสะดวกที่เกิดเหตุ จนกว่าจะมีพนักงานฝ่ายปฏิบัติการอาวุโสมารับหน้าที่

- ผู้อำนวยความสะดวกที่เกิดเหตุทำหน้าที่รับผิดชอบปฏิบัติการกลั่นและควบคุมเหตุฉุกเฉินจนกว่าจะประกาศสัญญาณเหตุการณ์ปกติ

- ผู้อำนวยความสะดวกที่เกิดเหตุทำหน้าที่รายงานเหตุการณ์ไปยังศูนย์ควบคุมเหตุฉุกเฉิน (Emergency Support Group Center) โดยตรง

(6) การแจ้งเหตุฉุกเฉิน

• การแจ้งเหตุก๊าซรั่ว

- เปิดสัญญาณก๊าซรั่วทันที โดยไม่ต้องขออนุญาตจากผู้จัดการปฏิบัติการกะ
- ประกาศบอกบริเวณที่ก๊าซรั่วผ่านทางระบบประกาศและวิทยุ และแจ้งให้ผู้ที่ไม่เกี่ยวข้องออกจากที่เกิดเหตุในทิศทางตั้งฉากกับทิศทางลม

• แจ้งเหตุไฟไหม้และก๊าซรั่ว

- ติดต่อผู้จัดการปฏิบัติการกะแจ้งเหตุฉุกเฉินตามที่ได้รับแจ้งจากโทรศัพท์
- เปิดสัญญาณไฟไหม้ เมื่อผู้จัดการปฏิบัติการสั่งหรือเมื่อติดต่อแจ้งเหตุฉุกเฉินไปยังผู้จัดการปฏิบัติการกะแล้วแต่ไม่ได้รับการติดต่อ

- ประกาศบอกบริเวณที่เกิดเหตุผ่านระบบประกาศและวิทยุในกรณีก๊าซรั่ว เปิดสัญญาณไซเรนโดยไม่ต้องขออนุญาตจากผู้จัดการปฏิบัติการกะ