

เอกสารแนบ 24

ผลการศึกษาวิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานที่มีความเสี่ยงต่อสุขภาพ

โรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ ศรีราชา

รายงานการวิเคราะห์ความเสี่ยงจากอันตราย

ที่อาจเกิดจากการประกอบกิจการโรงงาน

(ประจำปี พ.ศ. 2565)

ตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม (พ.ศ. 2542)

การจัดทำรายงานการวิเคราะห์ความเสี่ยง

การดำเนินการซึ่งป้องกันอันตรายและการประเมินความเสี่ยงในครั้งนี้มีคณะทำงานดังนี้

- | | | | |
|----|-------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|-----------------|
| 1. | นายสมบุญ รวมก้อนทอง | ผู้จัดการด้านความปลอดภัย
อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม | หัวหน้าคณะทำงาน |
| 2. | นายรัชภูมิ เจริญไทยพานิช | ผู้จัดการแผนปฏิบัติการกลั่นหน่วยที่1 | คณะทำงาน |
| 3. | นายสายชล พันธุ์อุดม | ผู้จัดการแผนปฏิบัติการกลั่นหน่วยที่2 | คณะทำงาน |
| 4. | นางสาวสุภัค ตระการฤกษ์
นางสาวสุนิสา อนุธรรมจารีกุล | วิศวกรแผนกความปลอดภัยอาชีวอนามัย
และสิ่งแวดล้อม | คณะทำงาน |
| 5. | นางสาวนางสาวพัชรี คุณสวัสดิ์ | หัวหน้าหน่วยวิชาการปฏิบัติการกลั่นหน่วยที่1 | คณะทำงาน |
| 6. | นางสาวอัจฉริยา จันทร์สมวงศ์ | หัวหน้าหน่วยวิชาการปฏิบัติการกลั่นหน่วยที่2 | คณะทำงาน |
| 7. | นายศักดิ์ โพธิวิทย์ | หัวหน้าหน่วยตรวจสอบอุปกรณ์การกลั่น | คณะทำงาน |
| 8. | นายอภิชัย พรประเสริฐผล | วิศวกรวิชาการการออกแบบ
กระบวนการกลั่น | คณะทำงาน |

หากพบว่ามีปัญหาหรือข้อสงสัยประการใดจากการซึ่งป้องกันอันตรายและการประเมินความเสี่ยงสามารถติดต่อ
วิศวกรแผนกความปลอดภัย อาชีวอนามัย และ สิ่งแวดล้อม (เจ้าหน้าที่ความปลอดภัย) ได้ที่โทรศัพท์
033-142-375 โทรสาร 033-142-016

สารบัญ

หน้า

บัญชีรายชื่อรับรองหัวข้อการศึกษาและคุณวุฒิของผู้ร่วมจัดทำรายงาน

สารบัญ

สารบัญคำย่อ

บทที่ 1 บทนำ

1.1	ความเป็นมาของโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ศรีราชา	1
1.2	ที่ตั้งโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ศรีราชา	2
1.3	บทคัดย่อแสดงความเป็นมาโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ศรีราชา	3
1.4	วัตถุประสงค์ของรายงาน	8

บทที่ 2 การเก็บกักสารเคมีและขั้นตอนกระบวนการผลิตพร้อมแผนภูมิการผลิต

2.1	บทนำ	9
2.2	อาณาเขตและขนาดพื้นที่ของโรงกลั่นฯ	9
2.3	ผังการใช้ประโยชน์ที่ดิน	31
2.4	วัตถุดิบและสารเคมี	33
2.5	ผลิตภัณฑ์	40
2.6	ลานถึงเก็บกักและถังเก็บกัก	42
2.7	กระบวนการผลิต	51

บทที่ 3 รายละเอียดการชี้บ่งอันตราย, การประเมินความเสี่ยงและแผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง

3.1	การจัดทำบัญชีรายการสิ่งที่เป็นความเสี่ยงและอันตราย	85
3.2	การชี้บ่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงและแผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง	104

บทที่ 4 มาตรการระงับและฟื้นฟู, สรุปผลการศึกษา วิเคราะห์และทบทวนการดำเนินงานที่มีความเสี่ยง, ทะเบียนความเสี่ยงและมาตรการบริหารจัดการความเสี่ยง

194

บทที่ 5 ภาคผนวก

5.1	จำนวนผู้ปฏิบัติงานในโรงงาน และการจัดช่วงเวลาการทำงาน	200
5.2	ข้อมูลอื่นๆ	
5.2.1	สถิติการเกิดอุบัติเหตุ	203
5.2.2	การบาดเจ็บ การเจ็บป่วย	208
5.2.3	รายงานการสอบสวนอุบัติเหตุ	218
5.2.4	รายงานการตรวจประเมินความปลอดภัย	219
5.3	ตัวอย่างวิธีการควบคุมงานซ่อมบำรุง (ขั้นตอนการทำงานในที่อับอากาศ)	223

สารบัญคำย่อ

ADO	= Automotive diesel oil (น้ำมันดีเซลที่ได้จากการนำน้ำมันพื้นฐาน (gas oil) ผสมกับองค์ประกอบอื่นๆ)
APS	= Atmospheric pipe still
BOD	= Biological oxygen demand
CBL	= Convective boundary layer
CCR	= Continuous catalytic reforming (หน่วยแปรรูป Heavy virgin naphtha ให้เป็น reformat เพื่อเพิ่มค่าออกเทน)
CN	= Cracked naphtha
CPI	= Corrugated plate interceptor
FCCU	= Fluidised catalytic cracking unit (ส่วนแตกโมเลกุลน้ำมันหนักให้เป็นน้ำมันเบา)
FR	= Floating roof
GOHF	= Gas oil hydrofining (หน่วยกำจัดกำมะถันออกจาก gas oil)
GTG	= Gas turbine generator
HAR	= Heavy aromatic (สารอะโรมาติกส์ส่วนหนัก (C9+) ที่แยกได้จากส่วนการผลิตอะโรมาติกส์ซึ่งนำไปใช้ผสมเป็นน้ำมันเบนซิน)
HRSG	= Heat recovery steam generator
HVN	= Heavy virgin naphtha
IAF	= Induced air floatation
ICD	= Inland container depot
ICN	= Intermediate cracked naphtha
KHF	= Kerosene hydrofiner (หน่วยกำจัดกำมะถันออกจากน้ำมันเคโรซีน)
LPG	= Liquefied petroleum gas (ก๊าซหุงต้มหรือก๊าซปิโตรเลียมเหลว)
LR	= Light reformat
LSWR	= Low sulfur waxy residue
LVN	= Light virgin naphtha
MEA	= Monoethanolamine (สารโมโนเอทธานอลาไมล์ใช้เป็นสารดูดซับกำมะถันและ H ₂ S ในก๊าซ LPG)
Mogas	= Motor gasoline (น้ำมันเบนซินได้จากการนำน้ำมันพื้นฐาน ได้แก่ แนฟธาเบา สารอะโรมาติกส์ และ light reformat รวมทั้งองค์ประกอบอื่นๆ เช่น MTBE เป็นต้นมาผสมกัน)
MSDS	= Material safety datasheet

MTBE	= Methyl tertiary butyl ether
NHF	= Naphtha hydrofiner (หน่วยกำจัดกำมะถันเหลวออกจากเนฟธา)
OIMS	= Operations integrity management system
Parex unit	= Para-xylene extraction unit (ส่วนการผลิตอะโรมาติกส์)
PDEB	= Para-diethylbenzene
REF	= Reformate
SHE	= Safety health and environment
SRU	= Sulfur recovery unit (หน่วยแยกกำมะถันที่หลงเหลืออยู่ออกจากน้ำทิ้งที่ได้จาก sour water stripper)
SWO	= Sour water oxidizer (หน่วยแปรรูปกำมะถันที่ปนเปื้อนใน spent caustic ให้อยู่ในรูปซัลเฟตและปรับค่า Ph ให้เหมาะสม)
SWS	= Sour water stripper (หน่วยแยก H ₂ S ออกจากน้ำเสียปนเปื้อนซัลเฟต (Sour water) ที่เกิดจากหน่วยกำจัดกำมะถัน)
TARP	= Thailand Aromatics Recovery Project
TGCU	= Tail gas clean up unit (หน่วยแยกกำมะถันที่หลงเหลือมาจากหน่วย SRU)
VDU	= Vacuum distillation unit
VGO	= Vacuum gasoil
WHB	= Waste heat boiler

1.1 ความเป็นมาของโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ศรีราชา

บริษัท เอสโซ่ (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน) เป็นบริษัทในเครือของบริษัท เอ็กซอน โมบิล คอร์ปอเรชั่น จำกัด เริ่มดำเนินการโรงกลั่นน้ำมันซึ่งตั้งอยู่ที่ เลขที่ 118 หมู่ 2 ถนน สุขาภิบาล ตำบลทุ่งสุขลา อำเภอศรีราชา จังหวัดชลบุรี 20230 เลขจดทะเบียนการค้า (บมจ. 608 9 แบบ ทค 0504) ดำเนินกิจการการกลั่นน้ำมันดิบและปรับปรุงคุณภาพปิโตรเลียม มาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2514 (ที่ตั้งของโรงกลั่นน้ำมันแสดงดังรูปที่ 1.2.1 การดำเนินการที่ผ่านมา มีการปรับปรุงกระบวนการผลิตอย่างต่อเนื่อง ซึ่งสามารถสรุปความเป็นมาของโรงกลั่นฯ ได้ดังตารางที่ 1.3.1

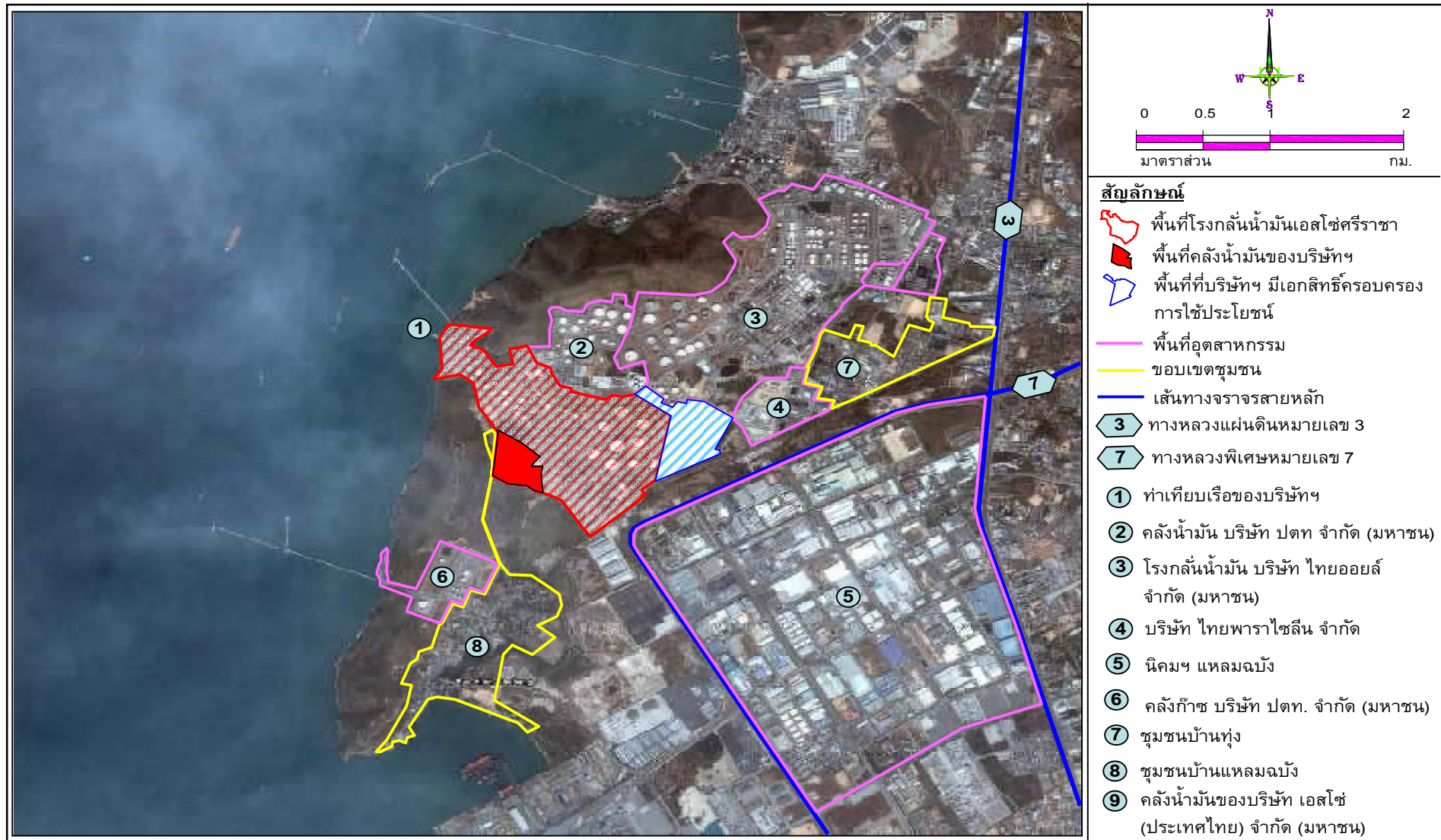
ปัจจุบันโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่มีกระบวนการกลั่นน้ำมันดิบและปรับปรุงคุณภาพปิโตรเลียม 2 สายการผลิต มีกำลังการกลั่นน้ำมันดิบรวม 177,000 บาร์เรล/วัน (สายการผลิตที่ 1 (APS-1) และ 2 (APS-2) มีกำลังการกลั่นน้ำมันดิบ 82,000 และ 95,000 บาร์เรล/วัน ตามลำดับ) นอกจากนี้ มีการติดตั้งกระบวนการแปรรูปผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมบางชนิดที่ได้จากกระบวนการกลั่นให้มีมูลค่าสูงขึ้น ดังนี้

- ส่วนแปรรูปน้ำมันหนักให้เป็นน้ำมันเบาโดยการแปรรูปโมเลกุล (Fluid Catalytic Cracking Unit; FCCU) มีหน้าที่นำสารไฮโดรคาร์บอนโมเลกุลใหญ่จากส่วนล่างของหอกลั่นน้ำมันดิบ (หรือเรียกว่า Atmospheric resid) ของทั้ง 2 สายการผลิต มาแตกโมเลกุลให้กลายเป็นผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมต่างๆ เช่น น้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล เป็นต้น

- ส่วนการผลิตสารอะโรมาติกส์ (เรียกว่า Thailand Aromatics Recovery Project; TARP) ทำหน้าที่แปรสภาพเนฟธาหนัก หรือ heavy virgin naphtha จากส่วนการกลั่นน้ำมันดิบให้เป็นสารประกอบอะโรมาติกส์เชิงซ้อนหรือ reformat (ที่หน่วย continuous catalytic reformer; CCR) ก่อนนำไปผ่านกระบวนการแยกพาราไซลีนและเบนซีนออกเพื่อนำไปจำหน่ายต่อไป สำหรับ light reformat และ heavy aromatic ที่เหลือจะนำไปผสมเพื่อเป็นน้ำมันเบนซิน

1.2 ที่ตั้งโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ศรีราชา

รูปที่ 1.2.1 ที่ตั้งโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ศรีราชา



รูปที่ 1.1-1 ที่ตั้งโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ศรีราชา

1.3 ความเบนมาโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ศรีราชาของบริษัท เอสโซ่ (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน) โดยสังเขป

ตารางที่ 1.3.1

ลำดับ	ปี	รายละเอียด	หมายเหตุ
1.	พ.ศ. 2512	- เริ่มก่อสร้างโรงกลั่นน้ำมัน ซึ่งขณะนั้นประกอบด้วยส่วนการกลั่นน้ำมันดิบและปรับปรุงคุณภาพปิโตรเลียม 1 สายการผลิต (APS-1)	- เปิดดำเนินการ พ.ศ. 2514 มีการกลั่นน้ำมันดิบ 35,000 บาร์เรล/วัน และกลั่นน้ำมันดิบที่ 46,000 บาร์เรล/วัน เมื่อ พ.ศ. 2519
2.	พ.ศ. 2526	- เริ่มขยายกำลังการกลั่นน้ำมันดิบโดยการ de-bottleneck เป็น 63,000 บาร์เรล/วัน	- ดำเนินการเมื่อ พ.ศ. 2528
3.	พ.ศ. 2532	- บริษัทฯ ติดตั้งส่วนการผลิตตัวทำละลายเพิ่มเติม (หรือเรียกว่า Thailand Aliphatics Project; TAP) ทั้งนี้เพื่อแปรรูปแอฟบางบางส่วนที่ได้จากส่วนการกลั่นน้ำมันดิบให้เป็นตัวทำละลาย เช่น เฮกเซน เป็นต้น ซึ่งสามารถจำหน่ายให้กับลูกค้าที่ต้องการต่อไป	- ดำเนินการเมื่อปี พ.ศ. 2533
4.	พ.ศ. 2535	- บริษัทฯ ปรับปรุงการผลิตเพื่อปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน มีรายละเอียดดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> ▪ ลดสารตะกั่วในน้ำมันเบนซินให้ไม่เกิน 0.013 กรัม/ลิตร ▪ ลดกำมะถันในน้ำมันดีเซลจาก 10,000 เหลือ 2,500 พีพีเอ็ม ▪ ลดสารเบนซีนในน้ำมันเบนซินจากร้อยละ 5 เหลือร้อยละ 3.5 - ขยายกำลังการกลั่นน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นเป็น 82,000 บาร์เรล/วัน	- ดำเนินการเมื่อปี พ.ศ. 2536
5.	พ.ศ. 2535	- บริษัทฯ ได้รับความเห็นชอบในรายงานฯ จาก สผ. โดยมีการขยายส่วนการกลั่นน้ำมันดิบเพิ่มเติม ทำให้ติดตั้งเครื่องจักรและระบบสาธารณูปโภคเพิ่มเติมดังนี้	- ดำเนินการเมื่อปี พ.ศ. 2538 ทำให้มีกำลังการกลั่นน้ำมันดิบโดยรวม 145,000 บาร์เรล/วัน

ตารางที่ 1.3.1

ลำดับ	ปี	รายละเอียด	หมายเหตุ
		<ul style="list-style-type: none"> ▪ ติดตั้งส่วนการกลั่นน้ำมันดิบและปรับปรุงคุณภาพปิโตรเลียมเพิ่มเติมอีกหนึ่งสายการผลิต (APS-2) ▪ ติดตั้ง Gas turbine generation 2 ชุด (GTG-1 และ GTG-2) เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ▪ ติดตั้งหน่วยผลิตน้ำจืดจากน้ำทะเล (Seawater Desalination plant) ▪ ติดตั้งหอหล่อเย็น (Cooling Tower) ▪ ติดตั้งส่วนแปรรูปน้ำมันหนักให้เป็นน้ำมันเบาโดยการแปรรูป โมเลกุล (Fluid Catalytic Cracking Section; FCCU) โดยนำสารไฮโดรคาร์บอนโมเลกุลใหญ่จากส่วนล่างของหอกลั่นน้ำมันดิบ (หรือเรียกว่า Atmospheric resid) ของทั้ง 2 สายการผลิต มาแตกโมเลกุลให้กลายเป็นผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมต่างๆ เช่น น้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล เป็นต้น 	
6.	พ.ศ. 2539	<p>- บริษัทฯ ได้รับความเห็นชอบในรายงานฯ จาก สผ. มีรายละเอียดดังนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ขยายกำลังการกลั่นน้ำมันดิบของสายการผลิตที่ 2 โดยการ de-bottleneck ▪ ขยายความสามารถในการรับ feed ของ FCCU เพิ่มขึ้นเป็น 32,000 บาร์เรล/วัน ▪ ติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติมเพื่อลดกำมะถันในน้ำมันดีเซลให้ไม่เกิน 500 พีพีเอ็ม 	- ดำเนินการเมื่อปี พ.ศ. 2541 ทำให้มีกำลังการกลั่นน้ำมันดิบโดยรวม 177,000 บาร์เรล/วัน
7.	พ.ศ. 2541	- บริษัทฯ ได้รับความเห็นชอบในรายงานฯ จาก สผ. โดยการติดตั้งส่วนการผลิต	- ดำเนินการเมื่อปี พ.ศ. 2542

ตารางที่ 1.3.1

ลำดับ	ปี	รายละเอียด	หมายเหตุ
		สารอะโรมาติกส์ (เรียกว่า Thailand Aromatics Recovery Project; TARP) ทั้งนี้เพื่อแปรสภาพแนฟธาหนักจากส่วนการกลั่นน้ำมันดิบให้เป็นสารประกอบอะโรมาติกส์เชิงซ้อนหรือ reformat ก่อนนำไปกลั่นแยกพาราไซลีนเพื่อนำไปจำหน่ายต่อไป สำหรับ light reformat และ heavy aromatic ที่เหลือจะนำไปผสมเพื่อเพิ่มค่าออกเทนให้กับน้ำมันเบนซิน	
8.	พ.ศ. 2543	- บริษัทฯ ได้รับความเห็นชอบในรายงานฯ จาก สผ. เพื่อติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้า Gas turbine generation เพิ่มขึ้นอีก 1 ชุด (GTG-3)	- ดำเนินการเมื่อปี พ.ศ. 2544
9.	พ.ศ. 2547	- บริษัทฯ ได้รับความเห็นชอบในรายงานฯ จาก สผ. เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตของ ส่วนการผลิตสารอะโรมาติกส์ (TARP) ทำให้กำลังการผลิต paraxylene เพิ่มขึ้นจาก 8,600 เป็น 10,800 บาร์เรล/วัน	- ดำเนินการเมื่อปี พ.ศ. 2547
10	พ.ศ. 2554	- บริษัทฯ ได้รับความเห็นชอบในรายงานฯ จาก สผ. เพื่อปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดีเซลและน้ำมันเบนซินให้สอดคล้องกับข้อกำหนดของกรมธุรกิจพลังงาน ที่มีผลบังคับใช้ภายในปี พ.ศ. 2555 กล่าวคือลดกำมะถันในน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลให้ไม่เกินร้อยละ 0.005 โดยน้ำหนัก และลดสัดส่วนสารเบนซินไม่เกินร้อยละ 1.0 โดยปริมาตรการดัดแปลงช่วยการผลิตในครั้งนี้ไม่ทำให้กำลังการกลั่นน้ำมันดิบเปลี่ยนไป ในส่วนการปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดีเซล มีการดัดแปลงหน่วยผลิตดังนี้ 1. มีการดัดแปลงภายใน FCCU fractionator และเพิ่มเติม/ดัดแปลงอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องเพื่อแยก cracked distillate เดิมที่ดึงออกจาก FCCU fractionator ให้ออกเป็น 2 ส่วนคือ light cracked distillate และ heavy cracked distillate โดยควบคุมระดับอุณหภูมิในการแยก light cracked distillate ให้ต่ำกว่า cracked	- ดำเนินการเมื่อปลายปี พ.ศ. 2552

ตารางที่ 1.3.1

ลำดับ	ปี	รายละเอียด	หมายเหตุ
		<p>distillated เดิมประมาณ 10-20°C heavy cracked distillate ที่ได้จะถูกนำไปผสมเพื่อผลิตน้ำมันเตาต่อไป (แทนการนำไปผสมเป็นน้ำมันดีเซล) ในขณะที่ light cracked distillate ที่เป็นน้ำมันพื้นฐานที่ส่งไปผสมเป็นน้ำมันดีเซลมีปริมาณกำมะถันลดลง</p> <p>2. การปรับปรุง GOHF-2 และ GOHF-3 ได้มีการติดตั้งถึงปฏิกิริยาเพิ่มขึ้นอีก 1 ถึงซึ่งทำงานแบบอนุกรมกับถึงปฏิกิริยาเดิม เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการกำจัดกำมะถันออกจาก gasoil และมีการปรับปรุง stripper เพื่อให้สามารถรองรับปริมาณ gasoil ที่เปลี่ยนไปจากเดิมอย่างเหมาะสม</p> <p>ในส่วนการปรับปรุงคุณภาพน้ำมันเบนซิน มีการเพิ่มอุปกรณ์ 3 หน่วย</p> <p>1. เพิ่มหอกกลั่น benzene heart-cut จำนวน 1 หอ ในหน่วยผลิตอะโรมาติกส์ มีหน้าที่กลั่นแยกสารเบนซินออกจาก reformat (ที่ได้จาก continuous catalytic reformer) ก่อนป้อนเข้าสู่ reformat splitter เพื่อแยก light reformat ที่มีคาร์บอนอะตอม C5-C7 ออกจาก reformat เพื่อนำไปผสมเป็นน้ำมันเบนซินต่อไป ทั้งนี้การติดตั้งหอกกลั่น benzene heart-cut มีผลทำให้ light reformat ที่จะนำไปผสมเป็นน้ำมันเบนซินมีสารเบนซินลดลงจากประมาณร้อยละ 6.64 เป็นร้อยละ 1.0 โดยปริมาตร</p> <p>2. เพิ่มหอกกลั่น light cat naphtha splitter 1 ชุด ของกระบวนการผลิต fluided catalytic unit (FCCU) เพื่อแยกย่อย light cracked naphtha ที่ได้จาก cat naphtha splitter ออกเป็น 2 ส่วนคือ light light cracked naphtha และ heavy light cracked naphtha ซึ่งทำให้ได้ light light cracked naphtha ที่แยกได้ดำนบนมีสัดส่วนกำมะถันลดลงเมื่อเทียบกับ light cracked naphtha เดิมก่อนนำไปผสมเป็นน้ำมัน</p>	

ตารางที่ 1.3.1

ลำดับ	ปี	รายละเอียด	หมายเหตุ
		<p>เบนซิน ส่วน heavy light cracked naphtha ที่แยกได้ด้านล่างห่อมีสัดส่วนกำมะถันสูงกว่า จึงถูกป้อนเข้าสู่หน่วยกำจัดกำมะถันที่ถูกติดตั้งใหม่ที่เรียกว่า SCANfiner ก่อนนำไปผสมเพื่อผลิตน้ำมันเบนซินต่อไป</p> <p>3. เพิ่มหน่วยกำจัดกำมะถันออกจาก cracked naphtha หรือ SCANfiner โดยยกเลิกการใช้หน่วย GOHF-1 ในการกำจัดกำมะถันออกจาก light gasoil และดัดแปลง GOHF-1 มาเป็น SCANfiner เพื่อใช้กำจัดกำมะถันออกจาก cracked naphtha ที่ได้จาก fluidized catalytic cracking unit (FCCU) แทน ในขณะที่เดียวกัน light gasoil เดิมที่เคยป้อนเข้าสู่หน่วย GOHF-1 ไปกำจัดกำมะถันที่หน่วย GOHF-2 แทน</p>	
11	พ.ศ. 2557	<p>บริษัทฯ ได้รับความเห็นชอบในรายงานฯ จาก สผ.เพื่อก่อตั้งระบบ Activated Studge (AS) เพื่อเติมเพื่อบำบัดน้ำเสียจากระบบ IAF ก่อนส่งเข้าสู่บ่อเติมอากาศ และติดตั้ง Overflow Weir ที่บ่อเติมอากาศเพื่อกั้นแยกระหว่าง Sedimentation Zone 2 และ Aeration Zone 3 ออกจากกันแทนการใช้ Partition กั้นในแต่ละโซนตามที่มาตรการกำหนดแล้ว</p>	- ดำเนินการเมื่อปลายปี พ.ศ. 2554

ที่มา : บริษัท เอสโซ่ (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน), 2565

1.4 วัตถุประสงค์ของรายงาน

- (1) ศึกษารายละเอียดกระบวนการกลั่นในภาพรวมของโรงกลั่นฯ ในปัจจุบัน
- (2) วิเคราะห์ความเสี่ยงจากอันตรายที่อาจเกิดจากการประกอบกิจการโรงงาน
- (3) ทบทวนและปรับปรุงมาตรการป้องกันการดำเนินงานที่มีความเสี่ยง

การเก็บกักสารเคมีและขั้นตอนกระบวนการผลิตพร้อมแผนภูมิการผลิต

2.1 บทนำ

เนื้อหาในบทนี้มุ่งเน้นนำเสนอรายละเอียดการเก็บกักสารเคมีและขั้นตอนกระบวนการผลิตในภาพรวมของโรงกลั่นฯ ที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน ซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 2.1.1

2.2 อาณาเขตและขนาดพื้นที่ของโรงกลั่นฯ

อาณาเขตการใช้ประโยชน์ที่ดินโดยรอบพื้นที่ของโรงกลั่นฯ มีรายละเอียดดังนี้

ทิศเหนือ	จรดกับคลังน้ำมันบริษัท คูเวตปิโตรเลียม (ประเทศไทย) จำกัดและเขาภูใบ
ทิศใต้	จรดกับชุมชนบ้านแหลมฉิมบึงและพื้นที่ว่างซึ่งปัจจุบันเป็นที่รกร้าง
ทิศตะวันออก	จรดกับพื้นที่ว่างซึ่งปัจจุบันเป็นที่รกร้าง
ทิศตะวันตก	จรดกับทะเลอ่าวไทยและเขาบ่อยา

รูปที่ 2.2.1 เป็นแผนผังแสดงอาณาเขตของโรงกลั่นฯพร้อมด้วยตารางที่ 2.2.1 แสดงบัญชีรายชื่อของอุปกรณ์ที่แสดงอยู่ในแผนผัง

2.3 ผังการใช้ประโยชน์ที่ดิน

ผังการใช้ประโยชน์ที่ดินของโรงกลั่นฯ (plant layout) และสัดส่วนการใช้ประโยชน์ที่ดินดังแสดงอยู่ใน รูปที่ 2.3.1 และตารางที่ 2.3.1 ตามลำดับ ซึ่งพื้นที่โดยส่วนใหญ่ของโรงกลั่นฯ ถูกจัดสรรเพื่อใช้เป็นลานถังเก็บกักวัตถุดิบ และผลิตภัณฑ์ สำหรับพื้นที่เหลือถูกจัดสรรให้เป็นที่ตั้งของกระบวนการผลิต ระบบเสริมการผลิต ระบบสาธารณูปโภค พื้นที่เพื่อรอการพัฒนาในอนาคต และพื้นที่สีเขียว

2.4 วัตถุดิบและสารเคมี

รายละเอียดวัตถุดิบและสารเคมีที่ใช้ในโรงกลั่นฯ สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 2.4.1

2.5 ผลิตภัณฑ์

โดยปกติการผลิตของน้ำมันเชื้อเพลิงบางชนิดอาจแตกต่างกันออกไปตามลักษณะของน้ำมันดิบ อย่างไรก็ตาม รายละเอียดผลิตภัณฑ์ของโรงกลั่นฯสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 2.5.1

2.6 ลานถังเก็บกักและถังเก็บกัก

ตำแหน่งของลานถังเก็บกักและถังเก็บกักของโรงกลั่นฯ ในปัจจุบันอ้างอิงถึงรูปที่ 2.3.1 และตารางที่ 2.6.1

ตารางที่ 2.1.1
รายละเอียดของโรงกลั่นฯ ในภาพรวม

ประเด็น	รายละเอียด	หมายเหตุ
1. ที่ตั้งของโรงกลั่นฯ	<ul style="list-style-type: none"> - ตั้งอยู่ที่บ้านแหลมฉิมบึง ต.ทุ่งสุขลา อ.ศรีราชา จ.ชลบุรี - พื้นที่โดยรวมประมาณ 710 ไร่ 	
2. การใช้ประโยชน์ที่ดิน	<ul style="list-style-type: none"> - มีการใช้ประโยชน์ที่ดินในกิจกรรมต่างๆ คือ พื้นที่ส่วนผลิตลานถังเก็บกัก ระบบสาธารณูปโภค ระบบเสริมการผลิต และพื้นที่สีเขียว 	<ul style="list-style-type: none"> - ผังบริเวณและสัดส่วนการใช้ประโยชน์ที่ดินของโรงกลั่นฯ อ้างถึงรูปที่ 2.3.1 และตารางที่ 2.3.1
3 กระบวนการผลิต	<ul style="list-style-type: none"> - กระบวนการผลิตของโรงกลั่นฯ ประกอบด้วยส่วนการผลิตหลัก 4 ส่วน ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> * ส่วนกลั่นน้ำมันดิบ (crude distillation section) ทำหน้าที่กลั่นแยกน้ำมันดิบให้เป็นสารไฮโดรคาร์บอนที่มีขนาดโมเลกุลแตกต่างกัน และปรับปรุงคุณภาพและกำจัดสารเจือปนก่อนนำไปผลิตเป็นผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปต่างๆ * ส่วนแปรสภาพน้ำมันหนักให้เป็นน้ำมันเบา (fluidized catalytic cracking unit; FCCU) มีหน้าที่แปรสภาพ atmospheric resid จากส่วนล่างของหอกกลั่นให้กลายเป็นสารไฮโดรคาร์บอนที่มีขนาดโมเลกุลเล็กลงโดยกลไกการแตกโมเลกุลก่อนนำไปกลั่นแยกเพื่อนำไปผสมเป็นปิโตรเลียมสำเร็จรูปที่มีมูลค่าสูงขึ้น * ส่วนการผลิตสารอะโรมาติกส์ ทำหน้าที่แปรสภาพและกลั่นแยก reformat ที่ได้จากหน่วย Continuous Catalytic Reformer (CCR) จากส่วนการกลั่นน้ำมันดิบเพื่อแยกพาราไซลีนออกมาเป็นผลิตภัณฑ์ก่อนนำไปจำหน่ายต่อไป * ส่วนการผลิตตัวทำละลาย มีหน้าที่แปรสภาพ light virgin naphtha และ kerosene บางส่วนที่ได้จากส่วนการกลั่นน้ำมันดิบให้กลายเป็น เฮกเซนและตัวทำละลาย (solvent) ซึ่งสามารถนำไปจำหน่ายให้กับลูกค้าเพื่อนำไปใช้ในอุตสาหกรรมต่อเนื่องต่อไป 	

ประเด็น	รายละเอียด	หมายเหตุ
4. ระบบเสริมการผลิต 4.1 sour water oxidizer (SWO)	<ul style="list-style-type: none"> - ทำหน้าที่เปลี่ยนกำมะถันในรูปซัลไฟด์ที่ปนเปื้อนอยู่ใน spent caustic (จาก cat naphtha minalk unit และ LPG merox unit) ให้อยู่ในรูปซัลเฟตและปรับค่า pH ให้เหมาะสมก่อนระบายเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียต่อไป - ปัจจุบันมี SWO จำนวน 1 หน่วย รองรับ spent caustic ได้ประมาณ 3,000 ลบ.ม./วัน ในขณะที่มี spent caustic เกิดขึ้นประมาณ 80 ลบ.ม./วัน 	
4.2 sour water stripper (SWS)	<ul style="list-style-type: none"> - ทำหน้าที่แยก H₂S ออกจาก sour water (จากหน่วยกำจัดกำมะถันออกจากสารไฮโดรคาร์บอนต่างๆ) ก่อนเป็นวัตถุดิบเพื่อผลิต molten sulfur หรือกำมะถันเหลว ที่ sulfur recovery unit (SRU) ต่อไป - ปัจจุบันมีหน่วย SWS จำนวน 2 หน่วย รองรับ sour water ได้โดยรวม 2,600 ลบ.ม./วัน ในขณะที่มี sour water เกิดขึ้นประมาณ 1,280 ลบ.ม./วัน 	
4.3. sulfur recovery unit (SRU)	<ul style="list-style-type: none"> - ทำหน้าที่เปลี่ยนก๊าซ H₂S ที่แยกได้จาก MEA regenerator และ sour water stripper เพื่อเปลี่ยนรูปให้กลายเป็น molten sulfur หรือกำมะถันเหลวซึ่งถือว่าเป็นการผลิตภัณฑ์พลอยได้ของโรงกลั่นฯ - ปัจจุบันมี SRU จำนวน 2 หน่วย รองรับก๊าซ H₂S ได้โดยรวม 160 ตัน/วัน (as Sulfur) ในขณะที่ปัจจุบันมี H₂S ที่ถูกป้อนเข้า SRU ประมาณ 98.3 ตัน/วัน (as Sulfur) 	
5. ผลิตภัณฑ์	<ul style="list-style-type: none"> - ผลิตภัณฑ์ของโรงกลั่นฯ ในปัจจุบัน ได้แก่ ก๊าซปิโตรเลียมเหลว โพรพิลีน น้ำมันเครื่องบิน น้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา ยางมะตอย พาราไซลีน Isomerized benzene เฮกเซน และตัวทำละลาย 	
6. วัตถุดิบและสารเคมี	<ul style="list-style-type: none"> - วัตถุดิบและสารเคมีที่ใช้ในโรงกลั่นฯ เช่น น้ำมันดิบ, Activated alumina, catalyst, para diethylbenzene, caustic, Platinum on a alumina เป็นต้น 	- ปริมาณของวัตถุดิบ / สารเคมีอ้างอิงถึง ตารางที่ 2.4.1

ประเด็น	รายละเอียด	หมายเหตุ
7. ลานถังเก็บกัก	<ul style="list-style-type: none"> - มีการจัดพื้นที่ลานถังเก็บกักออกเป็น 32 แห่ง ประกอบด้วยถังเก็บกักทั้งหมด 122 ถัง - มีกำแพงล้อมรอบลานถังเก็บกัก (bund) สอดคล้องกับพระราชบัญญัติว่าด้วยการเก็บรักษาน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2474 พ.ศ. 2496 พ.ศ. 2508 พ.ศ. 2520 และ พ.ศ. 2530 กล่าวคือกลุ่มถังน้ำมันที่มีจุตวบน้ำอยู่ในช่วง 23-66 องศาเซลเซียส bund ล้อมรอบถังเก็บกักต้องมีปริมาตรไม่น้อยกว่าร้อยละ 25 ของปริมาตรถังที่ใหญ่ที่สุด ส่วน bund ล้อมรอบกลุ่มถังเก็บกักน้ำมันเชื้อเพลิงที่มีจุตวบน้ำต่ำกว่า 23 องศาเซลเซียส จะต้องมามีปริมาตรไม่น้อยกว่าปริมาตรของถังเก็บกักที่มีขนาดใหญ่ที่สุด ดังนั้น เมื่อพิจารณารายละเอียดของถังเก็บกักของโรงกลั่นฯ พบว่าการจัดเตรียม bund รอบลานถังเก็บกักต่างๆ มีความสอดคล้องกับกฎหมายข้างต้น - การกำหนดระยะห่างของถังเก็บกักน้ำมันเชื้อเพลิงสอดคล้องกับสอดคล้องกับพระราชบัญญัติว่าด้วยการเก็บรักษาน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2474 พ.ศ. 2496 พ.ศ. 2508 พ.ศ.2520 และ พ.ศ. 2530 กล่าวคือระยะห่างระหว่างถังต้องไม่น้อยกว่าครึ่งหนึ่งของเส้นผ่านศูนย์กลางของถังไปทีเส้นผ่านศูนย์กลางใหญ่กว่า - ติดตั้งอุปกรณ์ตรวจวัดระดับหรือปริมาตรของสารเคมีภายในถัง หากระดับสารเคมีน้อยหรือมากกว่าระดับปกติ ระบบสามารถแจ้งเตือนไปยังห้องควบคุมส่วนกลาง (โรงกลั่นมีการติดตั้งระดับความสูงของสารเคมีสูงสุด เพื่อแจ้งเตือนไปยังหอควบคุมส่วนกลาง 2 ระดับ คือ high level alarm และ high high level alarm) 	- รายละเอียดถังเก็บกักแสดงดังตารางที่ 2.6.1
8. ระบบสาธารณูปโภค 8.1 ไฟฟ้า	<ul style="list-style-type: none"> - ต้องการใช้ไฟฟ้า 28.5 เมกะวัตต์ - มีหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ Gas Turbine Generator (GTG) 3 ชุด สามารถผลิตได้โดยรวมประมาณ 50 MW (GTG-1, 2 และ 3 สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 12.5 , 12.5 และ 25 เมกะวัตต์ ตามลำดับ) - ติดตั้งหม้อแปลงเพื่อสำรองรับกระแสไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิต (EGAT) สามารถจ่ายไฟฟ้าให้โรงกลั่นได้สูงสุด 37.5 เมกะวัตต์ 	

ประเด็น	รายละเอียด	หมายเหตุ
8.2 ไอน้ำ	<ul style="list-style-type: none"> - ต้องการใช้อิน้ำประมาณ 207 ตัน/ชั่วโมง - มีหน่วยผลิตไอน้ำหลัก 2 ส่วน คือ หม้อไอน้ำที่ใช้เชื้อเพลิงผสม (fuel gas + fuel oil) เป็นแหล่งพลังงาน (boiler) และหม้อไอน้ำที่นำ exhaust gas จาก furnace ต่างๆ มาเป็นแหล่งพลังงาน (Waste heat boiler หรือ Heat recovery steam exchanger; HRSG) สามารถผลิตไอน้ำได้โดยรวมประมาณ 235 ตัน/ชั่วโมง 	
8.3 ระบบหล่อเย็น	<ul style="list-style-type: none"> - ทำหน้าที่ควบคุมอุณหภูมิให้กับหน่วย condenser และอุปกรณ์ของส่วนผลิตต่างๆ ซึ่งใช้น้ำทะเลในการหล่อเย็น - ต้องการใช้น้ำทะเลเพื่อหล่อเย็นประมาณ 1,270 ลบ.ม./ชั่วโมง นอกจากนี้ มีการใช้น้ำทะเลอีกส่วนหนึ่ง (ประมาณ 850 ลบ.ม./ชั่วโมง) เพื่อผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ จึงมีความต้องการใช้น้ำทะเลโดยรวม 2,120 ลบ.ม./ชั่วโมง - มีเครื่องสูบน้ำทะเลเพื่อใช้ในการหล่อเย็นและเพื่อนำไปผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ จำนวน 3 ชุด สามารถสูบน้ำทะเลได้โดยรวม 4,500 ลบ.ม./ชั่วโมง 	
8.4 น้ำใช้	<ul style="list-style-type: none"> - มีการรับน้ำใช้จากภายนอก 2 ส่วน คือ น้ำทะเล (สูบน้ำจากบริเวณท่าเรือ) และน้ำใสที่รับมาจากนิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง - ต้องการใช้น้ำทะเลและน้ำใสประมาณ 50,869 และ 1,068 ลบ.ม./วัน ตามลำดับ 	
8.5 ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ	<ul style="list-style-type: none"> - มีระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ 2 ส่วน คือ desalination plant และ reverse osmosis plant ซึ่งมีกำลังการผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุโดยรวมประมาณ 3,360 ลบ.ม./วัน - มีความต้องการน้ำปราศจากแร่ธาตุโดยรวมเพิ่มขึ้นเป็น 2,742 ลบ.ม./วัน 	
9. น้ำเสียและการจัดการ	<ul style="list-style-type: none"> - แหล่งกำเนิดและการจัดการน้ำเสียมีรายละเอียดดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> * น้ำเสียจากกิจกรรมของพนักงาน 182 ลบ.ม./วัน สามารถแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ น้ำเสียจากพนักงานบริเวณพื้นที่ส่วนการผลิตถูกบำบัดด้วยระบบบำบัดสำเร็จรูปก่อนส่งเข้า CPI separator & IAF unit และ aerated basin และน้ำเสียจากพนักงานของอาคารสำนักงานถูกบำบัดด้วยระบบบำบัดสำเร็จรูปก่อนถูกระบายลงสู่รางระบายน้ำสาธารณะต่อไป * น้ำเสียจากกระบวนการผลิตเกิดขึ้น 2,486 ลบ.ม./วัน ซึ่งจะถูกบ่อน้ำเข้าสู่ CPI separator & IAF unit และ/หรือ aerated basin ต่อไป * น้ำเสียจากระบบสนับสนุนการผลิต (ระบบหล่อเย็น ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ และระบบผลิตไอน้ำ) เกิดขึ้น 47,280 	

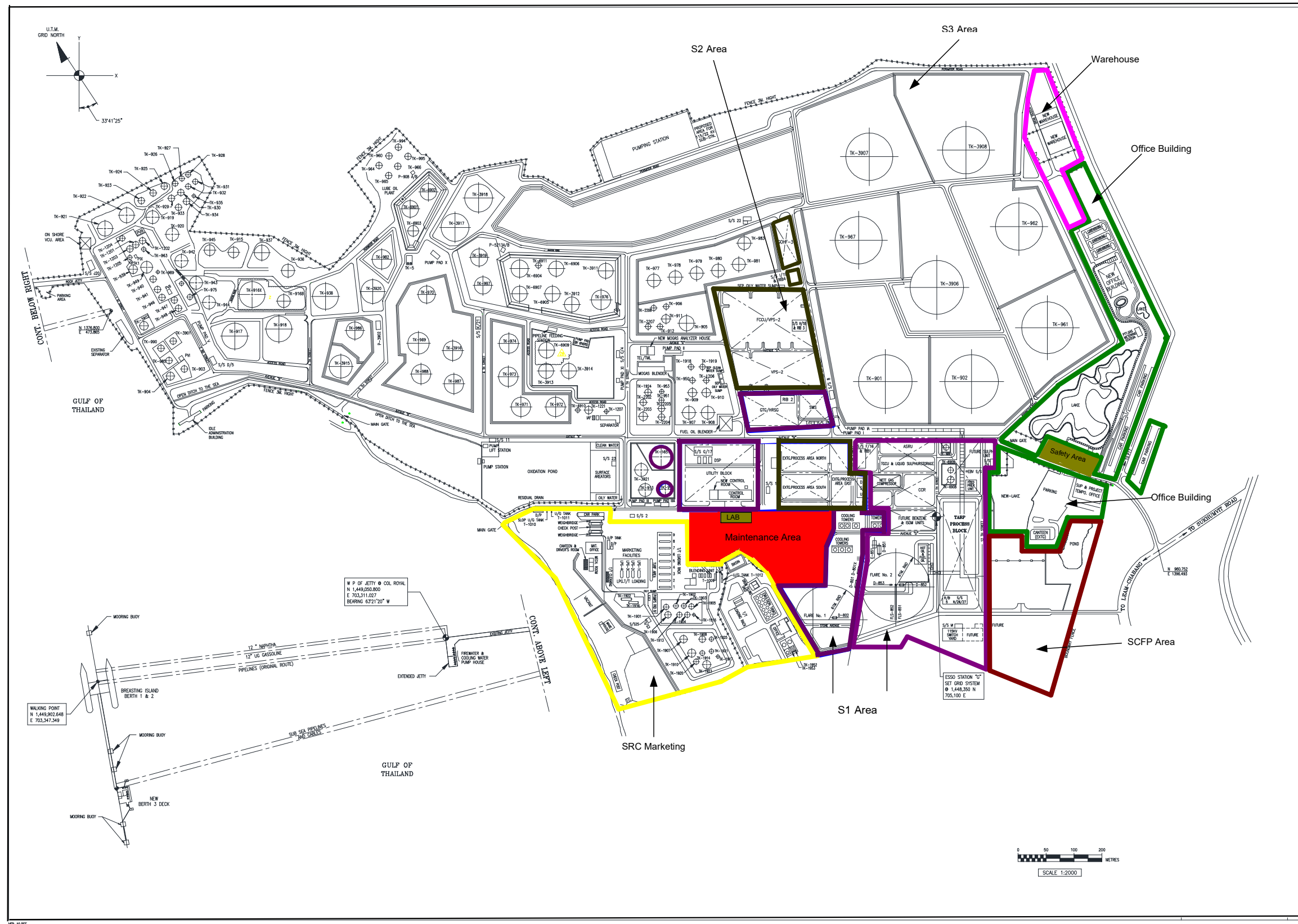
ประเด็น	รายละเอียด	หมายเหตุ
	<p>ลบ.ม./วัน ซึ่งจะถูกระบายเข้าสู่ aerated basin</p> <ul style="list-style-type: none"> - ปัจจุบันมีระบบบำบัดน้ำเสียดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> * หน่วยดักน้ำมันแบบ Corrugate plate interceptor (CPI) และ induced air floatation (IAF) ซึ่งสามารถรองรับน้ำเสียได้สูงสุดประมาณ 6,550 ลบ.ม./วัน * บ่อเติมอากาศ (aerated basin) ซึ่งสามารถรองรับน้ำเสียที่ BOD loading ได้สูงสุดประมาณ 60 กก./ชม. โดยมีน้ำเสียจาก CPI และ IAF ที่ป้อนเข้าระบบบ่อเติมอากาศมี BOD loading ที่ 50 กก./ชม. 	
10. มลพิษทางอากาศ	<ul style="list-style-type: none"> - มีแหล่งกำเนิดมลพิษทางอากาศ 18 ปล่อง ส่วนใหญ่เป็นปล่องของ furnace/heater ที่มีหน้าที่เพิ่มอุณหภูมิสารไฮโดรคาร์บอนก่อนป้อนเข้าหอกลั่นต่างๆ สำหรับส่วนที่เหลือเป็นปล่องระบายจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ GTG - แหล่งกำเนิดมลพิษข้างต้นส่วนใหญ่ใช้ fuel gas และ fuel oil ที่ผลิตได้ภายในโรงกลั่นฯ เป็นเชื้อเพลิงทำให้สารมลพิษทางอากาศที่สำคัญ ได้แก่ NO_x SO₂ และ TSP - การผลิตขึ้นกับลักษณะของวัตถุดิบและสภาวะการตลาด อย่างไรก็ตาม โรงกลั่นฯ ควบคุมการระบาย NO_x, SO₂ และ TSP ในภาพรวมไม่เกิน 107.63, 347.51 และ 13.32 กรัม/วินาที ตามลำดับ - การดำเนินการที่ผ่านมามีการระบาย NO_x, SO₂ และ TSP ในภาพรวม (max actual emission) 105.41, 322.48 และ 13.27 กรัม/วินาที ตามลำดับ ซึ่งอยู่ในกรอบการระบายของโรงกลั่น 	
11. กากของเสีย	<ul style="list-style-type: none"> - กากของเสียจากกิจกรรมของพนักงานจะถูกรวบรวมก่อนติดต่อให้หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากราชการมารับไปกำจัดต่อไป เช่น เทศบาลตำบลแหลมฉบัง เป็นต้น - ประเภท/ปริมาณและการจัดการกากของเสียที่เกิดขึ้นจากกระบวนการผลิตกากของเสียโดยส่วนใหญ่ถูกรวบรวมก่อนติดต่อให้หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากโรงงานอุตสาหกรรม เช่น บมจ. บริหารและพัฒนาเพื่ออนุรักษ์สิ่งแวดล้อม หรือ GENCO เป็นผู้รับกำจัดอย่างถูกหลักวิชาการ อย่างไรก็ตาม กากของเสียประเภทสารเร่งปฏิกิริยาบางส่วนจะส่งไปฟื้นฟูสภาพที่บริษัทผู้ผลิตต่อไป 	

ประเด็น	รายละเอียด	หมายเหตุ
12. การจัดการน้ำฝนที่อาจปนเปื้อน	<ul style="list-style-type: none"> - มีการรวบรวมน้ำฝนที่ตกภายในส่วนการผลิตและระบบเสริมการผลิตภายใน 30 นาทีแรก เข้าสู่ถังพักน้ำฝนจำนวน 3 ถัง (มีปริมาตรเก็บกักโดยรวม 2,700 ลบ.ม.) ก่อนทยอยปล่อยเข้าสู่ CPI separator, IAF separator และ aerated basin ก่อนระบายลงสู่ทะเลต่อไป - พื้นที่ส่วนการผลิตโดยรวมมีขนาดประมาณ 57,172 ตร.ม. จึงเกิดปริมาณน้ำฝนที่ถูกรวบรวมเข้าถังพักน้ำฝนประมาณ 1,715 ลบ.ม. ดังนั้น ถังพักน้ำฝนที่เตรียมไว้มีขนาดเพียงพอที่จะรองรับปริมาณน้ำฝนข้างต้น (ปริมาณน้ำฝนที่เกิดขึ้นคิดเป็นร้อยละ 63 ของความจุถังพักน้ำฝน) 	

หมายเหตุ: ปริมาณตัวเลขข้างต้นได้มาจากการประมาณโดยสังเขป

ที่มา : บริษัท เอสโซ่ (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน), พ.ศ.2565

รูป 2.2.1 แผนผังแสดงอาณาเขตของโรงกลั่น



**ตารางที่ 2.2.1: บัญชีรายชื่ออุปกรณ์ละเอียดของอุปกรณ์แผนผังรวมที่แสดง
หน่วยต่าง ๆ ในโรงงาน ในรูปที่ 2.2.1**

S-1 Area

กระบวนการผลิต	ชื่อกระบวนการผลิต	อุปกรณ์หลัก	
		ชื่ออุปกรณ์	หน้าที่
หน่วยผลิตอะโรมาติกส์	TARP Unit	T-6001	หอกลั่นแยกบิวเทนออกจากน้ำมันรีฟอร์มเมตจากหน่วยเพิ่มค่าออกเทน
		FT-20	หอกลั่นแยกน้ำมันรีฟอร์มเมตเบาออกจากสารประกอบอะโรมาติกส์ที่มีจำนวนคาร์บอนอะตอม 8 ถึง 10 (Light Reformate Splitter)
		FT-10X ⁽¹⁾	หอกลั่นแยกน้ำมันรีฟอร์มเมตเบาจากหน่วยผลิตพาราไซลีนจากปฏิกิริยา Transalkylation ออกจากสารประกอบอะโรมาติกส์ที่มีจำนวนคาร์บอนอะตอม 8 ถึง 10 (Light Reformate Splitter)
		FR-14 ⁽¹⁾	ถังปฏิกรณ์แยก olefins ออกจากสารตั้งต้น (Clay Treater)
		FT-30 ⁽¹⁾	หอกลั่นสำหรับแยกไซลีน (Xylene Rerun Column)
		FF-35 ⁽¹⁾	เตาให้ความร้อน
		XT-90 ⁽¹⁾	หอกลั่นแยกออกจากสารประกอบอะโรมาติกส์ที่มีคาร์บอนอะตอมมากกว่า 11-12 ออกจาก PDEB (Paradiethylbenzene), (Desorbent Rerun Column)
		XT-51 ⁽¹⁾ , XT-52 ⁽¹⁾	อุปกรณ์แยก Px ออกจาก สารประกอบ Xylene
		XP-50A ⁽¹⁾ , XP-50B ⁽¹⁾ , XP-50C ⁽¹⁾	ปั๊มสำหรับอุปกรณ์แยก Px ออกจาก สารประกอบXylene
		XRV-50A ⁽¹⁾ , XRV-50B ⁽¹⁾	วาล์วหมุนสำหรับอุปกรณ์แยก Px ออกจาก สารประกอบXylene
		XT-60 ⁽¹⁾	หอแยก PDEB ออกจาก OX (O-xylene), MX (Mixes Xylenes)
		XT-70 ⁽¹⁾	หอแยก PDEB ออกจาก PX (P-xylene)
		XT-80 ⁽¹⁾	หอแยก ของเบา (Toluene, Benzene)ออกจากผลผลิต Px
หน่วยดูดซับก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์	MEA-1 Unit MEA-2 Unit	T-3701	หอดูดซับก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ที่ความดันบรรยากาศ 4 บาร์

กระบวนการผลิต	ชื่อกระบวนการ กระบวนการ ผลิต	อุปกรณ์หลัก	
		ชื่ออุปกรณ์	หน้าที่
หน่วยดูดซับก๊าซ ไฮโดรเจนซัลไฟด์	MEA-1 Unit MEA-2 Unit	T-3751	หอดูดซับก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ที่ความดัน บรรยากาศ 8 บาร์
		T-3702	หอไล่ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์
		TK-3701	ถังเก็บสารละลาย MEA (Monoethanolamine)
		T-4501	หอดูดซับก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ที่ความดัน บรรยากาศ 4 บาร์
		T-4551	หอดูดซับก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ที่ความดัน บรรยากาศ 27 บาร์
		T-4502	หอไล่ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์
หน่วยผลิตกำมะถันเหลว	SRU-1 Unit	F-3801	เตาเผาก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ให้กลายเป็น กำมะถันเหลว
		E-3801, E-3802, E-3804, E-3806, E-3808	อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนระหว่าง กำมะถันร้อนกับน้ำปราศจากแร่ธาตุร้อน เพื่อลดอุณหภูมิของกำมะถันร้อนให้เป็น กำมะถันเหลว
		E-3803, E-3805, E-3807	อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนระหว่างก๊าซ ไฮโดรเจนซัลไฟด์กับไอน้ำที่มีความดัน 42 บาร์เพื่อเพิ่มอุณหภูมิของก๊าซ ไฮโดรเจนซัลไฟด์
		R-3801, R-3802, R-3803	ถังปฏิกรณ์เปลี่ยนก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ให้ กลายเป็นกำมะถันเหลว
		F-3802	เตาเผา (Incinerator)
		TK-3801	บ่อเก็บกำมะถันเหลว
	SRU-2 Unit	F-4601	เตาเผาก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ให้กลายเป็น กำมะถันเหลว
		E-4601, E-4602, E-4604, E-4606, E-4608	อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนระหว่าง กำมะถันร้อนกับน้ำปราศจากแร่ธาตุร้อน เพื่อลดอุณหภูมิของกำมะถันร้อนให้เป็น กำมะถันเหลว
		E-4603, E-4605, E-4607	อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนระหว่างก๊าซ ไฮโดรเจนซัลไฟด์กับไอน้ำที่มีความดัน 42 บาร์เพื่อเพิ่มอุณหภูมิของก๊าซ ไฮโดรเจนซัลไฟด์

กระบวนการผลิต	ชื่อกระบวนการ กระบวนการ ผลิต	อุปกรณ์หลัก	
		ชื่ออุปกรณ์	หน้าที่
	SRU-2 Unit	R-4601, R-4602, R-4603	ถึงปฏิกรณ์เปลี่ยนก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ให้กลายเป็นกำมะถันเหลว
		F-4602	เตาเผา (Incinerator)
		TK-4601	บ่อเก็บกำมะถันเหลว
		TK-4691	ถังเก็บกำมะถันเหลว
หน่วยทำความสะอาดก๊าซ TGPU (Tailed Gas Cleaned Up)	TGPU	F-4701	เตาเผาผลิตก๊าซไฮโดรเจน
		R-4701	ถึงปฏิกรณ์เปลี่ยนสารประกอบซัลเฟอร์ให้เป็นก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์โดยทำปฏิกิริยากับก๊าซไฮโดรเจน
		T-4701	หอดูดซับก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์โดยใช้สารประกอบโซเดียมไฮดรอกไซด์
		T-4702	หอลดอุณหภูมิของก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (Condensing Tower)
		T-4703	หอดูดซับก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์โดยใช้สารละลายแอมมีน (Flexsorb)
		T-4704	หอไล่ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ออกจาก Flexsorb
		TK-4701	ถังเก็บสารละลาย flexsorb
หน่วยเพิ่มค่าออกเทน	CCR unit	C-3401	เครื่องกดอัดก๊าซไฮโดรเจนที่ความดันต่ำ (Low pressure Hydrogen compressor)
		C-3402	เครื่องกดอัดก๊าซไฮโดรเจนที่ความดันสูง (High pressure Hydrogen compressor)
		D-3401, D-3402, D-3403, D-3404	ถังแยกก๊าซไฮโดรเจนออกจากรีฟอร์มเมต (Knock Out Drum)
		R3401, R3402, R3403, R3404	ถึงปฏิกรณ์สำหรับปฏิกิริยา reforming (Continuous Catalyst Reforming Reactor)
		T-3401	หอกั่นแยกน้ำมันดิบเทนออกจากรีฟอร์มเมต ((Debutanizer Tower)
		D-3431	ถึงปฏิกรณ์สำหรับปฏิกิริยา gas Chloride treating
		F-3401, F-3402, F-3403, F-3404	เตาเผาเพิ่มอุณหภูมิความร้อนให้สารป้อนเข้าถึงปฏิกรณ์

กระบวนการผลิต	ชื่อกระบวนการ กระบวนการ ผลิต	อุปกรณ์หลัก	
		ชื่ออุปกรณ์	หน้าที่
ระบบเผาไหม้ก๊าซ ไฮโดรเจนซัลไฟด์	H ₂ S Flare	D-853	ถังป้องกันการติดไฟ (Flare Seal Drum)
		FLS-852	ปล่องปล่อยควันไฟ (H ₂ S flare stack)
ระบบเผาไหม้ก๊าซที่เหลือ จากหน่วยผลิต	Flare-1 system	D-801X	ถังแยกไฮโดรคาร์บอนเหลวออกจากก๊าซ (Blowdown drum)
		D-802	ถังป้องกันการติดไฟ (Flare Seal Drum)
		FL-1	ปล่องปล่อยควันไฟ (Flare-1 Stack)
ระบบเผาไหม้ก๊าซที่เหลือ จากหน่วยผลิต	Flare-2 System	D-851	ถังแยกไฮโดรคาร์บอนเหลวออกจากก๊าซ (Blowdown Drum)
		D-852	ถังป้องกันการติดไฟ (Flare Seal Drum)
		FLS-851	ปล่องปล่อยควันไฟ (Flare-2 Stack)
หน่วยผลิตน้ำปราศจากแร่ ธาตุจากกระบวนการ reverse osmosis	RO Unit (Reverse Osmosis)	TK-1652	ถังเก็บน้ำประปา
		D-1691A/B	ถังทรายกรองอนุภาค
		D-1692A/B	ถังถ่านกรองสีและกลิ่น
		Membrane	เยื่อเลือกผ่าน
		D-1693	ถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุ
		TK-1651	ถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุ
		TK-914	ถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุ
		D-1694	ถังเก็บน้ำที่มีแร่ธาตุเข้มข้น
หน่วยผลิตน้ำปราศจากแร่ ธาตุจากกระบวนการแยก เกลือออกจากน้ำทะเล	DSP-2 (Desalination Unit)	E-1635	อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนระหว่างน้ำทะเล กับน้ำจืด
		Desalination	อุปกรณ์แยกเกลือออกจากน้ำทะเล
		P-1677A/B	ปั๊มน้ำทะเลเข้าอุปกรณ์แยกเกลือออกจากน้ำ ทะเล
		P-1679A/B	ปั๊มน้ำปราศจากแร่ธาตุ
	DSP-3 (Desalination Unit)	E-1655	อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนระหว่างน้ำทะเล กับน้ำจืด
		Desalination	อุปกรณ์แยกเกลือออกจากน้ำทะเล
		P-1684A/B	ปั๊มน้ำทะเลเข้าอุปกรณ์แยกเกลือออกจากน้ำ ทะเล
		P-1686A/B	ปั๊มน้ำปราศจากแร่ธาตุ

กระบวนการผลิต	ชื่อกระบวนการ กระบวนการผลิต	อุปกรณ์หลัก	
		ชื่ออุปกรณ์	หน้าที่
หน่วยผลิตไฟฟ้า (Gas Turbine Generator)	GTG-1	GTG-1	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหน่วยที่ 1
		HRSG-1	เครื่องผลิตไอน้ำที่มีความดัน 42 บาร์ หน่วยที่ 1 (Heat Recovery Steam Generator-1)
หน่วยผลิตไฟฟ้า (Gas Turbine Generator)	GTG-2	GTG-2	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหน่วยที่ 2
		HRSG-2	เครื่องผลิตไอน้ำที่มีความดัน 42 บาร์หน่วยที่ 2 (Heat Recovery Steam Generator-2)
	GTG-3	GTG-3	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหน่วยที่ 3
		HRSG-3	เครื่องผลิตไอน้ำที่มีความดัน 42 บาร์หน่วยที่ 3 (Heat Recovery Steam Generator-1)
หน่วยผลิตไอน้ำที่มีความดัน 42 บาร์	Steam Generator	SG-1703	เครื่องผลิตไอน้ำที่มีความดัน 42 บาร์
		SG-1704	เครื่องผลิตไอน้ำที่มีความดัน 42 บาร์
		DH-1711	ถังเก็บและแยกออกซิเจนออกจากน้ำ ปราศจากแร่ธาตุ
		DH-1701	ถังเก็บและแยกออกซิเจนออกจากน้ำ ปราศจากแร่ธาตุ
		TK-1706	ถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุที่ผ่านการ ใช้งานที่หน่วยผลิตต่างๆ
		TK-1707	ถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุที่ผ่านการ ใช้งานที่หน่วยผลิตต่างๆ
ระบบจำหน่ายเชื้อเพลิง	FO System	D-701	ถังเก็บน้ำมันเตา (FO Drum)
	FG System	D-703	ถังเก็บ LPG (LPG Drum)
		D-750	ถังเก็บก๊าซเบา (FG Drum)

หมายเหตุ: ⁽¹⁾ หน่วยการผลิตหยุดการผลิตชั่วคราว

S-2 Area

กระบวนการผลิต	ชื่อกระบวนการผลิต	อุปกรณ์หลัก	
		ชื่ออุปกรณ์	หน้าที่
หน่วยการกลั่นน้ำมันดิบที่บรรยากาศ	APS-1 Unit (Atmospheric Pipe Still)	T-101	หอกลั่นน้ำมันที่บรรยากาศ
		T-102	หอแยกของเบาออกจากน้ำมันส่วนที่หนึ่งโดยใช้ไอน้ำ (Stripping Steam Tower)
		T-103	หอแยกของเบาออกจากน้ำมันส่วนที่สองโดยใช้ไอน้ำ (Stripping Steam Tower)
		T-104	หอแยกของเบาออกจากน้ำมันส่วนที่สามโดยใช้ไอน้ำ (Stripping Steam Tower)
		F-101, F-102	เตาเผาให้ความร้อนกับน้ำมันดิบ (Furnace)
		CPHT1	อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนส่วนที่ 1 (Crude preheat train)
		CPHT2	อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนส่วนที่ 2 (Crude preheat train)
		CPHT3	อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนส่วนที่ 3 (Crude preheat train)
		CPHT4	อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนส่วนที่ 4 (Crude preheat train)
		D-180	ถังแยกเกลือออกจากน้ำมันดิบ (Desalter Drum)
หน่วยลดปริมาณกำมะถันออก จากน้ำมันเนฟทา	NHF-1 Unit (Naphtha Hydrofiner)	R-301A/B	ถังปฏิกรณ์ 2 ถังซึ่งใช้กำจัดกำมะถัน (Reactor)
		F-301	เตาเผาให้ความร้อนกับน้ำมันเนฟทา (Furnace)
		T-350	หอแยกอีเทนออกจากน้ำมันเนฟทา (Deethanizer Tower)
		T-302	หอแยกบิวเทนออกจากน้ำมันเนฟทา (Debuthanizer Tower)
		T-303	หอแยกน้ำมันเนฟทาเบาออกจากน้ำมันเนฟทาทหนัก (LVN Splitter Tower)

กระบวนการผลิต	ชื่อกระบวนการผลิต	อุปกรณ์หลัก	
		ชื่ออุปกรณ์	หน้าที่
หน่วยผลิตตัวทำละลาย	TAP (Thailand Aliphatics Plant)	D-2201	ถังเก็บสารตั้งต้น
		R-2201	ถังปฏิกรณ์การเติมไฮโดรเจน (Hydrogenation)
		F-2201	เตาเผาให้ความร้อน (Furnace)
		T-2201	หอกลั่นแยกที่ 1 เพื่อแยกผลิตภัณฑ์ส่วนเบาออกจากผลิตภัณฑ์หลัก
		T-2202	หอกลั่นแยกที่ 2 เพื่อแยกผลิตภัณฑ์ส่วนเบาออกจากผลิตภัณฑ์หลัก
หน่วยผลิตพาราไซลีนจากปฏิกิริยา Transalkylation ระหว่างโทลูอิน, เบนซีน, และอะโรมาติกส์	Tranplus (Transalkylation)	D-309	ถังเก็บสารตั้งต้น
		F-401, F-402, F-403	เตาเผาให้ความร้อน (Furnace)
		R-402, R-403	ถังปฏิกรณ์ 2 ถังสำหรับปฏิกิริยา Transalkylation
		T-301	หอกลั่นแยกผลิตภัณฑ์ส่วนเบาออกจากผลิตภัณฑ์หลัก
หน่วยลดปริมาณกำมะถันใน cracked naphtha	SCANfiner Unit	D-210	ถังเก็บน้ำมันที่ใช้สำหรับให้ความร้อนกับสารตั้งต้น (Hot Oil Drum)
		D-204X	ถังเก็บสารตั้งต้น
		F-201	เตาเผาให้ความร้อน (Furnace)
		R-202AX	ถังปฏิกรณ์ลดปริมาณไดโอสเฟน
		R-202BX	ถังปฏิกรณ์ลดกำมะถัน
		T-203	หอกลั่นแยกไฮโดรเจนซัลไฟด์โดยใช้ไอน้ำ (Stripping Steam Tower)
หน่วยลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันก๊าด	KHF-1 Unit (Kerosene Hydrofiner)	P-201A/B	ปั๊มน้ำมันก๊าด
		P-203A/B	ปั๊มน้ำมันก๊าดที่ผ่านกระบวนการกำจัดกำมะถันแล้ว
		E-251	อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน
		E-201A	อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน
		R-201	ถังปฏิกรณ์ลดกำมะถัน
		T-201	หอกลั่นแยกน้ำก๊าดออกจากน้ำมันเบา
		D-201/D-202	ถังแยกน้ำมันก๊าดออกจากก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์

กระบวนการผลิต	ชื่อกระบวนการผลิต	อุปกรณ์หลัก	
		ชื่ออุปกรณ์	หน้าที่
		E-252	อุปกรณ์ลดอุณหภูมิของน้ำมันก๊าดที่ผ่านกระบวนการกำจัดมะถันแล้ว
หน่วยการกลั่นน้ำมันดิบที่บรรยากาศ	APS-2 Unit (Atmospheric Pipe Still)	T-3101	หอกลั่นน้ำมันที่บรรยากาศ
		T-3102	หอแยกของเบาออกจากน้ำมันส่วนที่หนึ่งโดยใช้ไอน้ำ (Stripping Steam Tower)
		T-3103	หอแยกของเบาออกจากน้ำมันส่วนที่สองโดยใช้ไอน้ำ (Stripping Steam Tower)
		T-3104	หอแยกของเบาออกจากน้ำมันส่วนที่สามโดยใช้ไอน้ำ (Stripping Steam Tower)
		T-3105	หอแยกของเบาออกจากน้ำมันส่วนที่สี่โดยใช้ไอน้ำ (Stripping Steam Tower)
		F-3101	เตาเผาให้ความร้อนกับน้ำมันดิบ (Furnace)
		CPHT1	อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนส่วนที่ 1 (Crude preheat train)
		CPHT2	อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนส่วนที่ 2 (Crude preheat train)
		CPHT3	อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนส่วนที่ 3 (Crude preheat train)
		D-3101	ถังแยกเกลือออกจากน้ำมันดิบ (Desalter Drum)
หน่วยลดปริมาณกำมะถันออก จากน้ำมันเนฟทา	NHF-2 Unit (Naphtha Hydrofiner)	R-3301	ถังปฏิกรณ์ซึ่งใช้กำจัดกำมะถัน (Reactor)
		F-3301	เตาเผาให้ความร้อนกับน้ำมันเนฟทา (Furnace)
		T-3321	หอแยกอีเทนออกจากน้ำมันเนฟทา (Deethanizer Tower)
		T-3322	หอแยกบิวเทนออกจากน้ำมันเนฟทา (Debuthanizer Tower)
		T-3323	หอแยกน้ำมันเนฟทาเบาออกจากน้ำมันเนฟทาทหนัก (LVN Splitter)

กระบวนการผลิต	ชื่อกระบวนการ กระบวนการผลิต	อุปกรณ์หลัก	
		ชื่อ อุปกรณ์	หน้าที่
			Tower)
		T-3324	หอดูดซับก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ใน LPG (LPG Scrubber) โดยใช้สารละลาย MEA
หน่วยลดปริมาณกำมะถันใน น้ำมันก๊าด	KHF-2 Unit (Kerosene Hydrofiner)	R-3201	ถังปฏิกรณ์ใช้สำหรับปฏิกิริยากำจัดกำมะถัน โดยใช้ก๊าซไฮโดรเจน (Hydrodesulfurization)
		D-3202	ถังแยกน้ำออกจากน้ำมันก๊าด (Coalescer Drum)
หน่วยลดปริมาณกำมะถันใน น้ำมัน Gas Oil	GOHF-2 Unit (Gas Oil Hydrofiner)	D-3221X	ถังเก็บสารตั้งต้น
		F-3221	เตาเผาให้ความร้อนกับสารตั้งต้น (Furnace)
		R-3221, R-3222	ถังปฏิกรณ์ 2 ถังใช้สำหรับปฏิกิริยากำจัด กำมะถันโดยใช้ก๊าซไฮโดรเจน (Hydrodesulfurization)
		D-3222	ถังแยกก๊าซออกจากไฮโดรคาร์บอนเหลวที่ อุณหภูมิร้อน (Hot Separator Drum)
		D-3223	ถังแยกก๊าซออกจากไฮโดรคาร์บอนเหลวที่ อุณหภูมิต่ำ (Cold Separator Drum)
		T-3221Y	หอกลิ้นแยกของเหลวออกจากน้ำมัน Gas Oil โดยใช้ไอน้ำร้อน (Stripping Steam Tower)
		D-3225A	ถังแยกน้ำออกจากน้ำมัน Gas Oil (Coalescer Drum)
		D-3225B	ถังแยกน้ำออกจากน้ำมัน Gas Oil (Coalescer Drum)
หน่วยไล่กำมะถันออกจากน้ำ	SWS-2 (Sour Water Stripper)	D-3501X	ถังเก็บ sour water (Sour water Drum)
		T-3501	หอไล่กำมะถันออกจากน้ำเปรี้ยวโดยใช้ไอน้ำ (Sour Water Stripper Tower)
		T-3502	หอไล่กำมะถันออกจากน้ำเปรี้ยวโดยใช้ไอน้ำ (Sour Water Stripper Tower)
		D-3502	ถังแยกกำมะถันออกจากน้ำที่ใช้สำหรับการ ไล่กำมะถัน
		D-3503	ถังแยกกำมะถันออกจากน้ำที่ใช้สำหรับการ ไล่กำมะถัน
หน่วยลดปริมาณกำมะถันใน น้ำมัน Gas Oil	GOHF-3 Unit (Gas Oil Hydrofiner)	D-4801X	ถังเก็บสารตั้งต้น

กระบวนการผลิต	ชื่อกระบวนการ กระบวนการผลิต	อุปกรณ์หลัก	
		ชื่อ อุปกรณ์	หน้าที่
หน่วยลดปริมาณกำมะถันใน น้ำมัน Gas Oil	GOHF-3 Unit (Gas Oil Hydrofiner)	F-4801	เตาเผาให้ความร้อนกับสารตั้งต้น (Furnace)
		R-48011, R-4802	ถังปฏิกรณ์ 2 ถังใช้สำหรับปฏิกิริยากำจัด กำมะถันโดยใช้ก๊าซไฮโดรเจน (Hydrodesulfurization)
		D-4802	ถังแยกก๊าซออกจากไฮโดรคาร์บอนเหลวที่ อุณหภูมิร้อน (Hot Separator Drum)
		D-4803X	ถังแยกก๊าซออกจากไฮโดรคาร์บอนเหลวที่ อุณหภูมิต่ำ (Cold Separator Drum)
		T-4802X	หอกันแยกของเหลวออกจากน้ำมัน Gas Oil โดยใช้ไอน้ำร้อน (Stripping Steam Tower)
		D-4806A	ถังแยกน้ำออกจากน้ำมัน Gas Oil (Coalescer Drum)
		D-4806B	ถังแยกน้ำออกจากน้ำมัน Gas Oil (Coalescer Drum)
		T-4801	หอดูดซับก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์โดยใช้ สารละลาย MEA (MEA Scrubber)
หน่วยกลั่นน้ำมันที่ สุญญากาศ	VPS-2 Unit (Vacuum Pipe Still)	D-3601	ถังเก็บสารตั้งต้น
		F-3601	เตาเผาให้ความร้อนกับสารตั้งต้น (Furnace)
		T-3601	หอกันน้ำมันที่สุญญากาศ
		J- 3601A/B/C	ตัวดูดอากาศเพื่อทำให้เกิดระบบสุญญากาศ (Ejector)
		J- 3602A/B/C	ตัวดูดอากาศเพื่อทำให้เกิดระบบสุญญากาศ (Ejector)
		J- 3603A/B/C	ตัวดูดอากาศเพื่อทำให้เกิดระบบสุญญากาศ (Ejector)
		J-3604	ตัวดูดอากาศเพื่อทำให้เกิดระบบสุญญากาศ (Ejector)
		D-3606	ถังผลิตไอน้ำร้อนที่มีความดัน 9 บาร์ (Steam Generator Drum)
หน่วยปรับปรุงคุณภาพ น้ำมัน	FCCU (Fluid Catalytic Cracking Unit)	D-4204	ถังเก็บสารตั้งต้น (Feed Surge Drum)
		R-4101	ถังปฏิกรณ์สำหรับปฏิกิริยาการแตกสลาย โมเลกุล (FCCU Reactor)

กระบวนการผลิต	ชื่อกระบวนการ กระบวนการผลิต	อุปกรณ์หลัก	
		ชื่อ อุปกรณ์	หน้าที่
หน่วยปรับปรุงคุณภาพ น้ำมัน	FCCU (Fluid Catalytic Cracking Unit)	R-4102	ถังปฏิกรณ์สำหรับการคืนสภาพกลับของ ตัวเร่งปฏิกิริยา (Catalyst Regenerator)
		CY- 4101A/B/C	Cyclone แยกสารเร่งปฏิกิริยา (catalyst) ออกจากไฮโดรคาร์บอน
		CY- 4102A/B/C	Cyclone แยกสารเร่งปฏิกิริยา (catalyst) ออกจากไฮโดรคาร์บอน
		CY- 4103A-F	Cyclone แยก สารเร่งปฏิกิริยา (catalyst) ออกจาก Flue gas
		C-4104 A- F	Cyclone แยก สารเร่งปฏิกิริยา (catalyst) ออกจาก Flue gas
		C-4101	เครื่องอัดอากาศ (Air compressor)
		C-4201	เครื่องอัดก๊าซ (Cat Gas Compressor)
		T-4201X	หอกลั่นแยกผลิตภัณฑ์ (Main Fractionator)
		T-4202	หอกลั่นแยกของเบาออกจาก Light Cracked Distillated (LCD Stripper)
		T-4203Y	หอกลั่นแยกของเบาออกจาก Heavy Cracked Distillated (HCD Stripper)
		T-4204	หอกลั่นแยกของเบาออกจากน้ำมันส่วน ล่างสุด (Bottom Stripper)
		D-4201,D- 4202, D4203	ถังกลั่นแยกของเบาออกจากน้ำมัน Cat Naphtha (Distillated Drum)
		T-4251	หอกลั่นแยกอีเทนออกจากน้ำมัน Cat Naphtha (Deethanizer)
		T-4252	หอกลั่นแยกบิวเทนออกจากน้ำมัน Cat Naphtha (Debuthanizer)
		T-4253	หอดูดซับ Fuel Gas (Sponge Absorber)
		T-4254	หอดูดซับก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ออกจาก Cat LPG โดยใช้สารละลาย MEA
		T-4255	หอกลั่นแยกน้ำมัน Light Cat Naphtha ออก จากน้ำมัน Cat Naphtha (Cat Naphtha Splitter)
		T-4301	หอแยก H ₂ S และ CO ₂ ออกจาก Cat LPG
		T-4302	หอดูดซับกำมะถันในรูปของ mercaptan ออกจาก Cat LPG โดยใช้สารละลาย โซเดียมไฮดรอกไซด์ (Cat LPG Merox)

กระบวนการผลิต	ชื่อกระบวนการ กระบวนการผลิต	อุปกรณ์หลัก	
		ชื่อ อุปกรณ์	หน้าที่
หน่วยปรับปรุงคุณภาพ น้ำมัน	FCCU (Fluid Catalytic Cracking Unit)	T-4303	หอแยกสารละลายโซเดียมไฮดรอกไซด์ออกจาก Cat LPG
		T-4304	หอฟื้นฟูสภาพ Caustic ที่ใช้แล้ว (Spent Caustic Regenerator Tower)
		R- 4401A/B	ถังปฏิกรณ์ 2 ถังใช้สำหรับกำจัดกำมะถันใน รูป mercaptan ออกจาก Ligh Cat Naphtha โดยใช้สารละลายโซเดียมไฮดรอก ไซด์ (Light Cat Naphtha Sweetening Reactor)
		T-4270	หอแยกน้ำมันเบาจากหน่วยแตกโมเลกุล (Light Cat Naphtha Splitter (LCN Splitter))

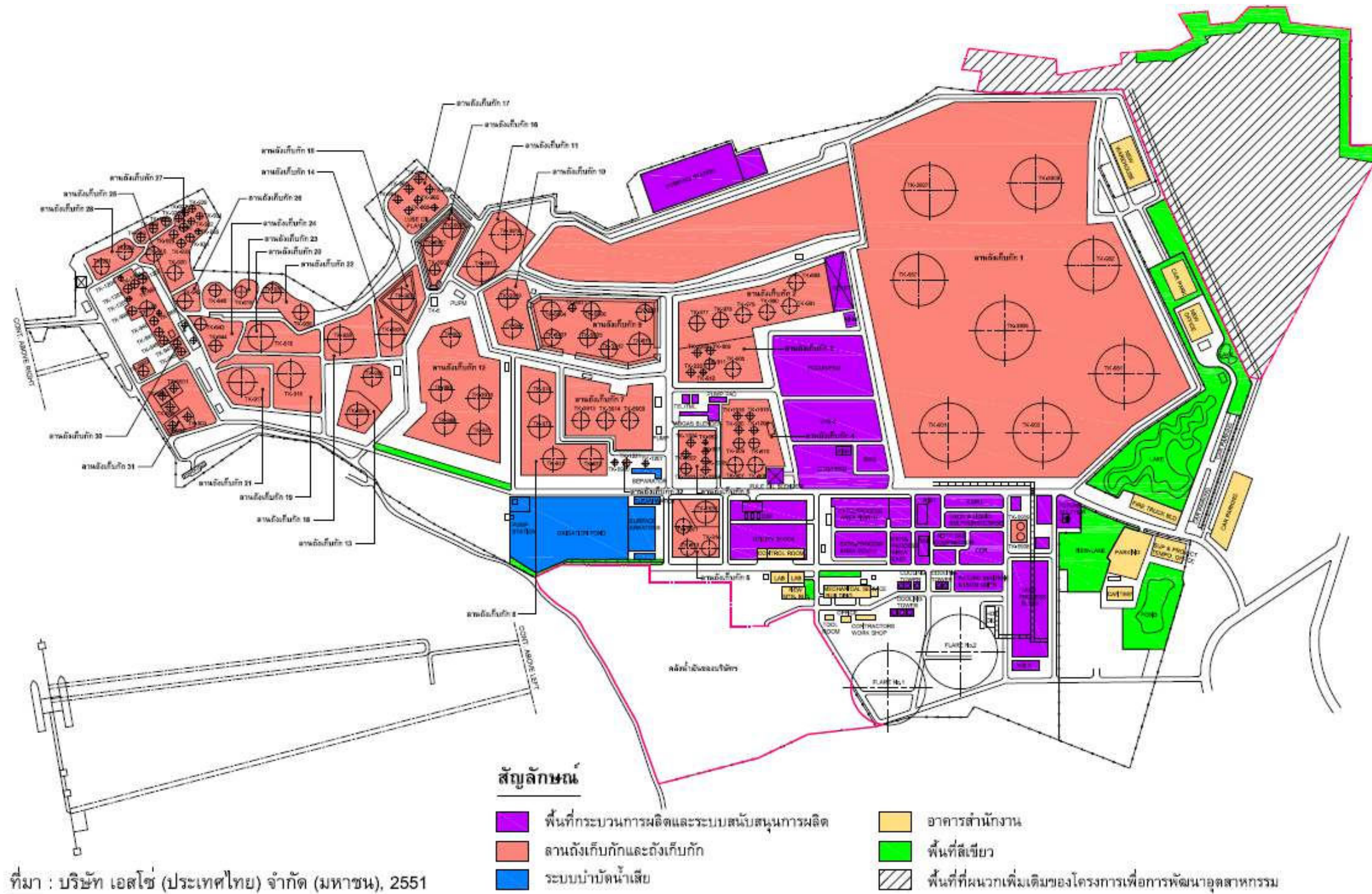
S3 Area

ถังเก็บสารเคมี		ถังเก็บสารเคมี		ถังเก็บสารเคมี	
ประเภทสารเคมี	เบอร์ถัง (TK-xxxx)	ประเภทสารเคมี	เบอร์ถัง (TK-xxxx)	ประเภทสารเคมี	เบอร์ถัง (TK-xxxx)
วัตถุดิบ		ผลิตภัณฑ์		ผลิตภัณฑ์	
น้ำมันดิบ	901	น้ำมันเบนซิน	910	น้ำมันดีเซล	972
น้ำมันดิบ	902	น้ำมันเบนซิน	911	น้ำมันดีเซล	973
น้ำมันดิบ	961	น้ำมันเบนซิน	1918	น้ำมันดีเซล	974
น้ำมันดิบ	962	น้ำมันเบนซิน	1919	น้ำมันดีเซล	3917
น้ำมันดิบ	967	น้ำมันเบนซิน	1924	น้ำมันดีเซล	3918
น้ำมันดิบ	3906	น้ำมันเบนซิน	976	น้ำมันดีเซล	3919
น้ำมันดิบ	3907	น้ำมันเบนซิน	977	ผลิตภัณฑ์	
น้ำมันดิบ	3908	น้ำมันเบนซิน	978	น้ำมันเตา	918
สารตั้งต้นเพื่อผลิตตัวทำละลาย	3916	น้ำมันเบนซิน	979	น้ำมันเตา	921
Vacuum Gas Oil	982	น้ำมันเบนซิน	980	น้ำมันเตา	936
Vacuum Gas Oil	997	น้ำมันเบนซิน	981	น้ำมันเตา	937
สารเคมี (ตัวทำละลาย)		น้ำมันเบนซิน	983	น้ำมันเตา	938
Hexane	912	น้ำมันเบนซิน	3911	น้ำมันเตา	939
Hexane	2202	น้ำมันเบนซิน	3912	น้ำมันเตา	940
Hexane	2207	น้ำมันเบนซิน	3913	น้ำมันเตา	941
MC Solvent	951	น้ำมันเบนซิน	3914	น้ำมันเตา	942
S.B.P.	2203	น้ำมันเบนซิน	6904	น้ำมันเตา	943
S.B.P.	2204	น้ำมันเบนซิน	6905	น้ำมันเตา	944
S.B.P.	2206	น้ำมันเบนซิน	6906	น้ำมันเตา	949
EXXSOL D80	2205	ผลิตภัณฑ์		น้ำมันเตา	3920
RC Solvent	953	น้ำมันเครื่องบิน	969	ผลิตภัณฑ์	
ผลิตภัณฑ์		น้ำมันเครื่องบิน	986	ยางมะตอย	913
ก๊าซหุงต้ม	903	น้ำมันเครื่องบิน	987	ยางมะตอย	3921
ก๊าซหุงต้ม	904	น้ำมันเครื่องบิน	988	ผลิตภัณฑ์	
ก๊าซหุงต้ม	985	น้ำมันเครื่องบิน	3915	แนฟทาจากหน่วย FCCU	916X
ก๊าซหุงต้ม	990	ผลิตภัณฑ์		แนฟทาจากหน่วย FCCU	916B
ก๊าซหุงต้ม	3901	สารอะโรมาติกส์	6903	ผลิตภัณฑ์	
ก๊าซหุงต้ม	3902	เบนซิน	6907	น้ำมันผสม	1201
ผลิตภัณฑ์		เบนซิน	6909	น้ำมันผสม	1202
น้ำมันเบนซิน	905	เบนซิน	6911	น้ำมันผสม	1204
น้ำมันเบนซิน	906	ผลิตภัณฑ์		น้ำมันผสม	1205
น้ำมันเบนซิน	907	น้ำมันดีเซล	917	น้ำมันผสม	1206
น้ำมันเบนซิน	908	น้ำมันดีเซล	970	น้ำมันผสม	1207
น้ำมันเบนซิน	909	น้ำมันดีเซล	971	น้ำมันผสม	1221

ถังเก็บสารเคมี		ถังเก็บสารเคมี	
ประเภทสารเคมี	เบอร์ถัง (TK-xxxx)	ประเภทสารเคมี	เบอร์ถัง (TK-xxxx)
ผลิตภัณฑ์		ถังว่าง	
น้ำมันผสม	6910	ถังว่าง	995
น้ำมันผสม	922	ถังว่าง	1203
ถังว่าง		ถังว่าง	6901
ถังว่าง	915	ถังว่าง	6902
ถังว่าง	919		
ถังว่าง	920		
ถังว่าง	923		
ถังว่าง	924		
ถังว่าง	925		
ถังว่าง	926		
ถังว่าง	927		
ถังว่าง	928		
ถังว่าง	929		
ถังว่าง	930		
ถังว่าง	931		
ถังว่าง	932		
ถังว่าง	933		
ถังว่าง	934		
ถังว่าง	935		
ถังว่าง	945		
ถังว่าง	946		
ถังว่าง	947		
ถังว่าง	948		
ถังว่าง	950		
ถังว่าง	960		
ถังว่าง	963		
ถังว่าง	964		
ถังว่าง	965		
ถังว่าง	966		
ถังว่าง	975		
ถังว่าง	989		

ที่มา : บริษัท เอสโซ่ (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน), 2565

รูป 2.3.1 ผังการใช้ประโยชน์ที่ดินของโรงกลั่น



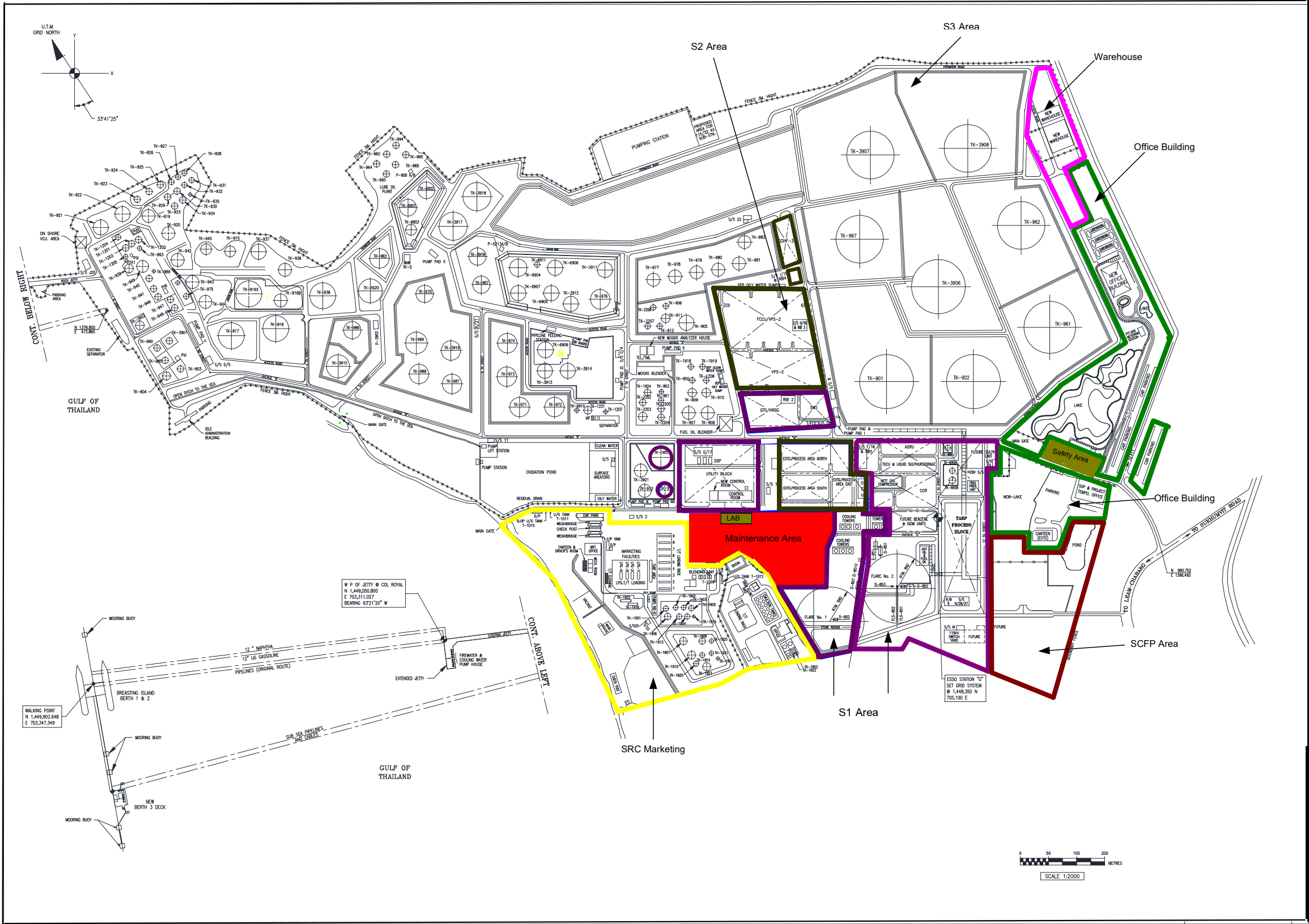
ตารางที่ 2.3.1
สัดส่วนการใช้ประโยชน์ที่ดินของโรงกลั่น ฯ

ประเภทของการใช้ประโยชน์ที่ดิน	พื้นที่	
	ไร่	ร้อยละ
1. พื้นที่ส่วนการผลิตและระบบสนับสนุนการผลิต	72	10.14
2. พื้นที่ของสำนักงาน	31	4.37
3. ถังเก็บกากและลานถังเก็บกาก	342	48.17
4. ระบบบำบัดน้ำเสีย	14	1.97
5. พื้นที่สีเขียว	36	5.07
6. ถนนและพื้นที่ว่างระหว่างพื้นที่ส่วนการผลิตต่างๆ	217	30.28
รวม	710	100

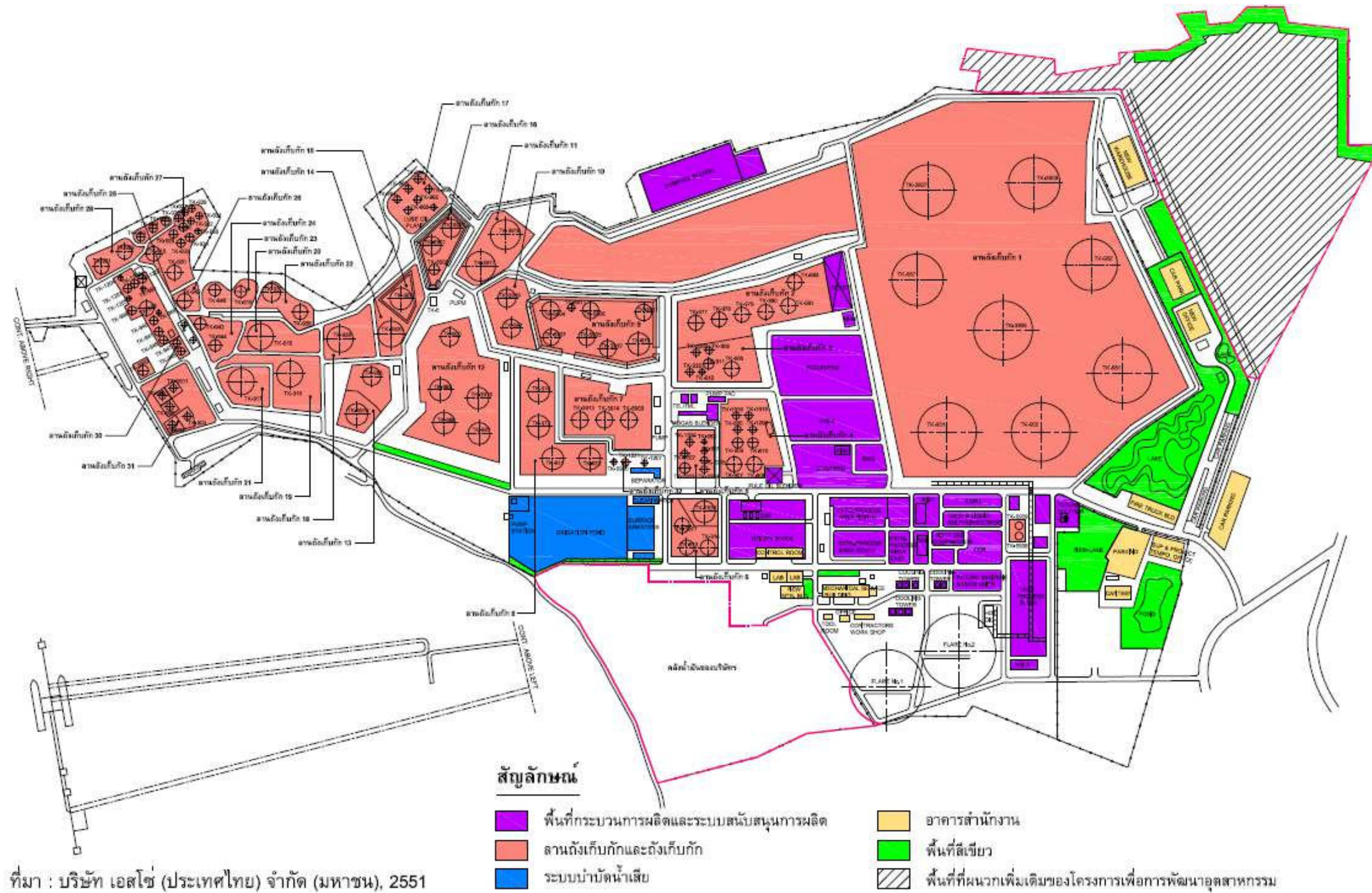
หมายเหตุ: ปริมาณตัวเลขข้างต้นได้มาจากการประมาณโดยสังเขป

ที่มา : บริษัท เอสโซ่ (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน), 2565

รูป 2.2.1 แผนผังแสดงอาณาเขตของโรงกลั่น



รูป 2.3.1 ผังการใช้ประโยชน์ที่ดินของโรงกลั่น



ตารางที่ 2.4.1

แหล่งที่มา ปริมาณการเก็บกักวัตถุดิบ สารเคมีและสารเร่งปฏิกิริยาที่ใช้ในโรงกลั่น

รายละเอียด	แหล่งที่มา	การใช้ประโยชน์	ปริมาณ (ตัน/ปี)	การขนส่ง	วิธีการเก็บกัก
1. วัตถุดิบ					
- น้ำมันดิบ	อเมริกา, ทวีปแอฟริกา, ทวีปยุโรป, ทวีปเอเชีย (ตะวันออกกลาง, ตะวันออกเฉียงใต้)	นำไปผ่านกระบวนการกลั่นเพื่อแยก เป็นน้ำมันประเภทต่างๆ	118,712 บาร์เรล/วัน	ขนส่งด้วยเรือ	ขนส่งผ่านท่อเข้าสู่ถังเก็บกัก ภายในโรงกลั่น
- Condensate	อเมริกา, ทวีปแอฟริกา, ทวีปยุโรป, ทวีปเอเชีย (ตะวันออกกลาง, ตะวันออกเฉียงใต้)	นำไปผ่านกระบวนการกลั่นเพื่อแยก เป็นน้ำมันประเภทต่างๆ	13,942 บาร์เรล/วัน	ขนส่งด้วยเรือ	ขนส่งผ่านท่อเข้าสู่ถังเก็บกัก ภายในโรงกลั่น
2. สารเคมี					
- EC9089A	บริษัทผู้ผลิตจาก ต่างประเทศ	ใช้กำจัดคราบน้ำมันในสถานที่ทำงาน	0.19	ขนส่งด้วย รถบรรทุก	ถูกบรรจุในถังขนาด 190 กิโลกรัม และเก็บพักในอาคาร

รายละเอียด	แหล่งที่มา	การใช้ประโยชน์	ปริมาณ (ตัน/ปี)	การขนส่ง	วิธีการเก็บกัก
- Trisodium Phosphate	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเติมแต่งสำหรับควบคุมค่า pH ของน้ำที่ใช้ในกระบวนการผลิตน้ำมัน	0.2	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	ถูกบรรจุในถุงขนาด 25 กิโลกรัม และเก็บพักในอาคาร
- Disodium Phosphate	บริษัทผู้ผลิตภายในประเทศ	เป็นสารเติมแต่งสำหรับควบคุมค่า pH ของน้ำที่ใช้ในกระบวนการผลิตน้ำมัน	0.225	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	ถูกบรรจุในถุงขนาด 25 กิโลกรัม และเก็บพักในอาคาร
-Monoethylamine (MEA)	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	ใช้เป็นสารตัวกลางในการกำจัดก๊าซ H ₂ S ออกจาก LPG และ fuel gas (FG)	9.6	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	ถูกบรรจุในถังขนาด 200 กิโลกรัม. และเก็บพักในอาคาร
- EC-9150A (Flexsorb)	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเติมแต่งเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการกำจัด H ₂ S ด้วย MEA	2.9	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	ถูกบรรจุในถัง 181 กก. และเก็บพักในอาคาร
- Inert ball ขนาด 1/8 มม.	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	รองรับสารเร่งปฏิกิริยา (topping material) ในหน่วยกำจัดกำมะถัน	0.23	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	ถูกบรรจุในถัง 126 กิโลกรัม และเก็บพักในอาคาร
- Inert ball ขนาด 6 มม.	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	รองรับสารเร่งปฏิกิริยา (topping material) ในหน่วยกำจัดกำมะถัน	0.41	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	ถังบรรจุขนาด 964 กิโลกรัม และเก็บพักในอาคาร
- Inert ball ขนาด 13 มม.	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	รองรับสารเร่งปฏิกิริยา (topping material) ในหน่วยกำจัดกำมะถัน	3	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	ถูกบรรจุในถัง 125.5 กิโลกรัมและเก็บพักในอาคาร

รายละเอียด	แหล่งที่มา	การใช้ประโยชน์	ปริมาณ (ตัน/ปี)	การขนส่ง	วิธีการเก็บกัก
- Inert ball ขนาด 19 มม.	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	รองรับสารเร่งปฏิกิริยา (topping material) ในหน่วยกำจัดกำมะถัน	2,922 ลิตร	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	ถูกบรรจุในถัง 100 ลิตร และถูกบรรจุขนาด 25 ลูกบาศก์ฟุต และเก็บพักในอาคาร
- Inert ball ขนาด 25 มม.	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	รองรับสารเร่งปฏิกิริยา (topping material) ในหน่วยกำจัดกำมะถัน	15.8	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	ถูกบรรจุในถัง 126 กิโลกรัม และถังบรรจุขนาด 964 กิโลกรัม และเก็บพักในอาคาร
- Absorbent CMG-273	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารดูดซับสารปรอทออกจากก๊าซหุงต้ม (LPG Hg Trap)	12,600 ลิตร	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	ถูกบรรจุในถัง 200 ลิตรและเก็บพักในอาคาร
- Catalyst AXTRAP 273	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารดูดซับสารปรอทออกจากก๊าซหุงต้ม (LPG Hg Trap)	10.9	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	ถูกบรรจุในถัง 90 กิโลกรัม และเก็บพักในอาคาร
- Catalyst DN-3551	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่ NHF และ SCANfiner	3.4	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถัง 750 กิโลกรัมและบรรจุในถัง 125 กิโลกรัมเก็บพักในอาคาร
- Catalyst TK-10	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	ตัวดักจับเศษโลหะที่ติดมากับสารตั้งต้นปฏิกิริยาเคมีในถังปฏิกรณ์	0.475	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถัง 130, 150 กิโลกรัม และเก็บพักในอาคาร
- Catalyst TK-25	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	ตัวดักจับเศษโลหะที่ติดมากับสารตั้งต้นปฏิกิริยาเคมีในถังปฏิกรณ์	544 กิโลกรัม	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถัง 544 กิโลกรัมและเก็บพักในอาคาร

รายละเอียด	แหล่งที่มา	การใช้ประโยชน์	ปริมาณ (ตัน/ปี)	การขนส่ง	วิธีการเก็บกัก
- Catalyst TK-26	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	ตัวดักจับเศษโลหะที่ติดมากับสารตั้งต้นปฏิกิริยาเคมีในถังปฏิกรณ์	0.97	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถัง 82 กิโลกรัมและเก็บพักในอาคาร
- Catalyst TK-30	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	ตัวดักจับเศษโลหะที่ติดมากับสารตั้งต้นปฏิกิริยาเคมีในถังปฏิกรณ์	0.4	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถัง 79 กิโลกรัมและภาชนะ 454 กิโลกรัมเก็บพักในอาคาร
- Catalyst TK-47	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	ตัวดักจับเศษโลหะที่ติดมากับสารตั้งต้นปฏิกิริยาเคมีในถังปฏิกรณ์	1.02	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถัง 680 กิโลกรัมและเก็บพักในอาคาร
- Catalyst TK-49	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	ตัวดักจับเศษโลหะที่ติดมากับสารตั้งต้นปฏิกิริยาเคมีในถังปฏิกรณ์	0.6	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถัง 91 กิโลกรัมและเก็บพักในอาคาร
- Catalyst TK-711	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่ GOHF หรือ KHF	1	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถัง 91 กิโลกรัมและเก็บพักในอาคาร
- Catalyst KF-757	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่ GOHF หรือ KHF	106	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถุง 0.9, 1.05 ตัน และ 1.28 ตันและถัง 150 กิโลกรัม และ 123 กิโลกรัม เก็บพักในอาคาร
- Catalyst RT-235	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่ SCANfiner	5.1	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถุง 850 กิโลกรัมและเก็บพักในอาคาร

รายละเอียด	แหล่งที่มา	การใช้ประโยชน์	ปริมาณ (ตัน/ปี)	การขนส่ง	วิธีการเก็บกัก
- Catalyst KF-851	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่ GOHF/KHF/NHF/และ SCANfiner	1.5	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถัง 120 และ 130 กิโลกรัม และ เก็บพักในอาคาร
- Dow Chemical	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	ใช้เป็นสารให้ความร้อนใน SCANfiner	0.22	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถัง 215.91 กิโลกรัม และ เก็บพักในอาคาร
- Activated Alumina	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่ใช้เปลี่ยน H2S เป็น Sulfur ที่ SRU unit	1,040 กิโลกรัม	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถุง 1,040 กิโลกรัม และเก็บพักในอาคาร
- Catalyst PURASPEC 2250	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่ใช้กำจัดคลอไรด์ ที่ CCR	1.2	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถัง 150 กิโลกรัมและเก็บพักในอาคาร
- Clay	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	ดูดซับโอเลฟินส์ออกจาก reformat ที่ ส่วนอะโรมาติกส์ (TARP)	13	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถุง 1 ตัน และเก็บพักในอาคาร
- Olgone	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	ใช้ในส่วนการผลิต TARP เพื่อดูดซับโอเลฟินส์ออกจาก reformat	19	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถัง 85 และ 80 กิโลกรัม และบรรจุในถุง 544.3 กิโลกรัมและเก็บพักในอาคาร

รายละเอียด	แหล่งที่มา	การใช้ประโยชน์	ปริมาณ (ตัน/ปี)	การขนส่ง	วิธีการเก็บกัก
- ACTISORB CL-6	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	กำจัดคลอไรด์ออกจาก benzene heart-cut ที่ได้จากส่วนผลิตอะโรมาติกส์	0.08	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถัง 80 กิโลกรัม และเก็บพักในอาคาร
- ACTISORB CL-10	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่ใช้กำจัดคลอไรด์ ที่ CCR	1.6	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถัง 80 กิโลกรัม และเก็บพักในอาคาร
- ACTISORB CL-30	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่ใช้กำจัดคลอไรด์ ที่ CCR	1.6	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถัง 80 กิโลกรัม และเก็บพักในอาคาร
- Catalyst Cattrap	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	ใช้ในหน่วยลดปริมาณกำมะถันเพื่อป้องกันการอุดตันของสารเร่งปฏิกิริยา	3.7	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถุงขนาด 190, 236, 245 และ 284 กิโลกรัมและเก็บพักในอาคาร
- UOP MEROX WS Catalyst	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาในหน่วย minalk เพื่อกำจัดกำมะถันออกจาก cracked naphtha	2.2	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในขวด 2, 3.5 กิโลกรัม และบรรจุในถุง 615 กิโลกรัม และเก็บพักในอาคาร
- Catalyst DN-200	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่ NHF	3.7	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถังขนาด 120 กิโลกรัม และเก็บพักในอาคาร
- SUPER SOXGETTER-II	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	สารลดการปริมาณเกิด SOx ในหน่วย FCCU	4	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถุงขนาด 1 ตันและเก็บพักในอาคาร
- CO PROMOTER UUSP500	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารลดการปฏิกิริยาออกซิเดชันที่ FCCU	181.6 กิโลกรัม	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถังขนาด 181.6 กิโลกรัมและเก็บพักในอาคาร

รายละเอียด	แหล่งที่มา	การใช้ประโยชน์	ปริมาณ (ตัน/ปี)	การขนส่ง	วิธีการเก็บกัก
- DIMETHY DISULPHIDE	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเคมีเพิ่ม Sulfur ใน HVN feed	200 กิโลกรัม	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถังขนาด 200 กิโลกรัม และเก็บพักในอาคาร
- PERKLONE ISO GRADE	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นตัวกระตุ้นให้ตัวเร่งปฏิกิริยาทำงานที่ CCR	1.32	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถังขนาด 330 กิโลกรัม และเก็บพักในอาคาร
- Rodine	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	สารยับยั้งการกัดกร่อนในสภาวะกรด ใช้ที่ DSP	66 กิโลกรัม	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถัง 33 กิโลกรัม และเก็บพักในอาคาร
- Catalyst DC-185	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่ NHF	0.7	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถังขนาด 100 กิโลกรัม และเก็บพักในอาคาร
- Puraspec 2245	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่ใช้กำจัดคลอไรด์ ที่ CCR	0.75	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถังขนาด 150 กิโลกรัม และเก็บพักในอาคาร
- Catalyst CCR R-254	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาใน CCR reactor	0.33	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถังขนาด 110 กิโลกรัม และเก็บพักในอาคาร
- Catalyst DC-2635	บริษัทผู้ผลิตจากต่างประเทศ	เป็นสารเร่งปฏิกิริยาที่ NHF และ KHF	8	ขนส่งด้วยรถบรรทุก	บรรจุในถังขนาด 1 ตัน และเก็บพักในอาคาร

หมายเหตุ: ปริมาณตัวเลขข้างต้นได้มาจากการประมาณโดยสังเขป

ที่มา : บริษัท เอสโซ่ (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน), 2565

ตารางที่ 2.5.1
ผลิตภัณฑ์ของโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ศรีราชา

รายละเอียด		กำลังการผลิต (ตัน/วัน)	การนำไปใช้ประโยชน์	วิธีการขนส่ง	หมายเหตุ
1.	ก๊าซเชื้อเพลิง (fuel gas)	506.4	- เป็นเชื้อเพลิงใน furnace และ หน่วยผลิตไฟฟ้าและไอน้ำภายใน โรงกลั่นฯ	ท่อขนส่ง ภายในโรง กลั่น	- ส่วนกลั่นน้ำมันดิบ
2.	ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)	644	- จำหน่ายลูกค้าทั้งในและ ต่างประเทศ	เรือ และท่อ ขนส่ง(1)	- ส่วนกลั่นน้ำมันดิบและส่วน FCCU
3.	น้ำมันเครื่องบิน (jet fuel)	370	- จำหน่ายลูกค้าในประเทศ	เรือ และท่อ ขนส่ง(2)	- ส่วนกลั่นน้ำมันดิบ
4.	น้ำมันเบนซิน (Gasoline) และ components	4,457	- จำหน่ายลูกค้าทั้งในและ ต่างประเทศ	เรือ และท่อ ขนส่ง(2)	- ส่วนกลั่นน้ำมันดิบและส่วน FCCU
5.	น้ำมันดีเซล (Diesel)	8,437	- จำหน่ายลูกค้าทั้งในและ ต่างประเทศ	เรือ และท่อ ขนส่ง(2)	- ส่วนกลั่นน้ำมันดิบและส่วน FCCU
6.	น้ำมันเตา (fuel oil)	1,690	- ส่วนหนึ่งใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรง กลั่นฯ และอีกส่วนหนึ่งจำหน่าย ให้ลูกค้าต่างประเทศ	เรือ	- ส่วนกลั่นน้ำมันดิบและส่วน FCCU
7.	ยางมะตอย (Asphalt)	634	- จำหน่ายให้กับลูกค้าในประเทศ	ท่อขนส่ง(1)	- ส่วนกลั่นน้ำมันดิบและส่วน FCCU
8.	Benzene concentrate	155	- จำหน่ายลูกค้าทั้งในและ ต่างประเทศ	เรือ	- ส่วนการผลิตอะโรมาติกส์ (TARP)

รายละเอียด		กำลังการผลิต (ตัน/วัน)	การนำไปใช้ประโยชน์	วิธีการขนส่ง	หมายเหตุ
9.	ดีเอสพี80/100 (DSP80/100)	39	- จำหน่ายให้ลูกค้าในประเทศ	รถขนส่ง	- ส่วนการผลิตตัวทำละลาย (Thailand fluid plant :TPF)
10.	โซลเวนท์3040 (S3040)	12	- จำหน่ายให้ลูกค้าในประเทศ	รถขนส่ง	- ส่วนการผลิตตัวทำละลาย (Thailand fluid plant :TPF)
11.	ดี80 (D80)	18	- จำหน่ายให้ลูกค้าในประเทศ	รถขนส่ง	- ส่วนการผลิตตัวทำละลาย (Thailand fluid plant :TPF)
TOTAL		16,962.4			

หมายเหตุ :

- (1) ขนส่งด้วยระบบท่อไปยังพื้นที่คั่งน้ำมันที่อยู่ติดกับพื้นที่ของโรงกลั่น
 - (2) ขนส่งด้วยระบบท่อไปยังจุดเชื่อมต่อเข้ากับระบบท่อของบริษัทท่อขนส่งปิโตรเลียมจำกัด (THAPPLINE)
- ตัวเลขต่างๆได้จากการประมาณการณโดยสังเขปและอาจเปลี่ยนแปลงได้ตามลักษณะของวัตถุดิบ (น้ำมันดิบ) และสภาวะของตลาด
- ที่มา : บริษัท เอสโซ่ (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน), 2565

ตารางที่ 2.6.1
รายละเอียดถังเก็บกักของโรงกลั่น

รหัสถัง	รายละเอียด	Flash point (°C)	การใช้ประโยชน์	Roof type	ลักษณะถังเก็บกัก				
					Licensed Volume 3/ (m3)	Operating volume (m3)	Condition		
							Temp (°C)	Pressure	Bund Volume (m3)
ลานถังเก็บกักที่1									
1. TK-901	ถังน้ำมันดิบ	<37.8	เก็บพักน้ำมันดิบก่อนส่งเข้าสู่กระบวนการผลิต	external floating roof	129,300	113,138	AMB	atm	876,500
2. TK-902				external floating roof	129,300	115,557	AMB	atm	
3. TK-961				external floating roof	97,800	86,200	AMB	atm	
4. TK-962				external floating roof	100,500	92,402	AMB	atm	
5. TK-967				external floating roof	91,400	80,802	AMB	atm	
6. TK-3906				external floating roof	124,000	112,217	AMB	atm	
7. TK-3907				external floating roof	102,100	89,873	AMB	atm	
8. TK-3908				external floating roof	102,100	89,937	AMB	atm	
ลานถังเก็บกักที่2									
9. TK-977	ถังน้ำมันเบนซินแก๊สโซลล์ออกเทน 91	<37.8	เก็บพักน้ำมันเบนซินแก๊สโซลล์ออกเทน 91 เพื่อรอการจำหน่าย	external floating roof	6,550	6,098	AMB	atm	48,938
10. TK-979	ถังน้ำมันเบนซินออกเทน 91		เก็บพักน้ำมันเบนซินออกเทน 91 เพื่อรอการจำหน่าย	external floating roof	6,550	6,261	AMB	atm	
11. TK-980	ถังเก็บกัก light virgin naphtha (LVN)		เก็บพัก LVN จากกระบวนการกลั่น ก่อนป้อนเข้าสู่หน่วยผสมน้ำมันเพื่อผลิตน้ำมันเบนซิน	external floating roof	6,550	6,093	AMB	atm	
12. TK-983	ถังน้ำมันเบนซินแก๊สโซลล์ออกเทน 95		เก็บพักน้ำมันเบนซินแก๊สโซลล์ออกเทน 95 เพื่อรอการจำหน่าย	external floating roof	6,780	6,472	AMB	atm	
13. TK-978	ถัง methyl tertiary butyl ether (MTBE)		เก็บพัก MTBE ก่อนป้อนเข้าสู่หน่วยผสมน้ำมัน (Blending) เพื่อผลิตเป็นน้ำมันเบนซิน	external floating roof	6,550	6,270	AMB	atm	
14. TK-981	ถัง reformat		เก็บพัก reformat ที่นำเข้าจากผู้ผลิตจากภายนอกก่อนป้อนเข้าสู่ส่วนการผลิตอะโรมาติกส์	external floating roof	6,550	5,644	AMB	atm	

รหัสถัง	รายละเอียด	Flash piont (°C)	การใช้ประโยชน์	Roof type	ลักษณะถังเก็บกัก				
					Licensed Volume 3/ (m3)	Operating volume	Condition		
							Temp (°C)	Pressure	Bund Volume (m3)
ลานถังเก็บกักที่3									
15. TK-905	ถัง light virgin naphtha (LVN)	<37.8	เก็บพัก LVN จากกระบวนการกลั่นเพื่อ ป้อนเข้าสู่หน่วยผสมน้ำมัน (Blending) เพื่อ ผลิตเป็นน้ำมันเบนซิน	external floating roof	7,900	7,442	AMB	atm	14,588
16. TK-911	ถัง light virgin naphtha (LVN)		เก็บพัก LVN จากกระบวนการกลั่นเพื่อ ป้อนเข้าสู่หน่วยผสมน้ำมัน (Blending) เพื่อ ผลิตเป็นน้ำมันเบนซิน	external floating roof	2,800	2,404	AMB	atm	
17. TK-906	ถังน้ำมันเบนซินออกเทน 91		เก็บกักน้ำมันเบนซิน 91 เพื่อรอการจำหน่าย	external floating roof	1,303	1,179	AMB	atm	
18. TK-2206	ถัง solvent		เก็บกัก solvent ที่ได้จากส่วนการผลิตตัวทำ ละลายเพื่อรอการจำหน่าย	internal floating roof	850	850	AMB	atm	
19. TK-2207	ถังเฮกเซน		เก็บกักเฮกเซนที่ได้จากส่วนการผลิตตัวทำ ละลายเพื่อรอการจำหน่าย	internal floating roof	550	513	AMB	atm	
20. TK-912	ถังเฮกเซน		เก็บกักเฮกเซนที่ได้จากส่วนการผลิตตัวทำ ละลายเพื่อรอการจำหน่าย	external floating roof	342	327	AMB	atm	
ลานถังเก็บกักที่4									
21. TK907	ถัง light reformat (LR)	<37.8	เก็บพัก LR ที่ได้จากกระบวนการกลั่นก่อน ป้อนเข้าสู่หน่วยผสมน้ำมันเพื่อผลิตน้ำมัน เบนซิน	external floating roof	7,000	6,292	AMB	atm	23,202
22. TK-908	ถัง heavy virgin naphtha (HVN)		เก็บพัก HVN ที่ได้จากกระบวนการกลั่นก่อน ป้อนเข้าสู่ขั้นตอนการ reforming ต่อไป	external floating roof	7,000	6,675	AMB	atm	
23. TK-909	ถัง light virgin naphtha (LVN)		เก็บพัก LVN ที่ได้จากกระบวนการกลั่นก่อน ป้อนเข้าสู่หน่วยผสมน้ำมันเพื่อผลิตเป็นน้ำมัน เบนซินต่อไป	external floating roof	2,800	2,542	AMB	atm	
24. TK-910	ถัง light virgin naphtha (LVN)		เก็บพัก LVN ที่ได้จากกระบวนการกลั่นก่อน ป้อนเข้าสู่หน่วยผสมน้ำมันเพื่อผลิตเป็นน้ำมัน เบนซินต่อไป	external floating roof	2,800	2,615	AMB	atm	
25. TK-1918	ถังน้ำมันเบนซินแก๊สโซฮอล์ออกเทน 95		เก็บพักน้ำมันเบนซินแก๊สโซฮอล์ออกเทน 95 เพื่อรอจำหน่าย	fixed roof	715	541	AMB	atm	
26. TK-1919	ถังน้ำมันเบนซินออกเทน 91		เก็บพักน้ำมันเบนซินออกเทน 91 เพื่อรอ จำหน่าย	fixed roof	733	573	AMB	atm	

รหัสถัง	รายละเอียด	Flash piont (^o C)	การใช้ประโยชน์	Roof type	ลักษณะถังเก็บกัก				
					Licensed Volume 3/ (m3)	Operating volume	Condition		
							Temp (^o C)	Pressure	Bund Volume (m3)
27. TK-950	ถัง slop	<37.8	เก็บพักน้ำมันที่ recovery ได้จากระบบบำบัด น้ำเสียก่อนส่งไปที่ถังน้ำมันดิบเพื่อนำกลับเข้า สู่กระบวนการกลั่นต่อไป	fixed roof	403	386	AMB	atm	
ลานถังเก็บกักที่5									
28. TK-951	ถัง solvent	37.8<x<60 <							

รหัสถัง	รายละเอียด	Flash piont (°C)	การใช้ประโยชน์	Roof type	ลักษณะถังเก็บกัก				
					Licensed Volume 3/	Operating volume	Condition		
							Temp (°C)	Pressure	Bund Volume (m3)
38. TK-3914	ถังน้ำมันเบนซินแก๊สโซฮอล์ออกเทน 95	} <37.8	เก็บพิก้น้ำมันเบนซินแก๊สโซฮอล์ออกเทน 95	external floating roof	12,321	11,986	AMB	atm	
39. TK-6909 ^{1/}	ถัง benzene heart cut		เก็บพิก้นสารอะโรมาติกส์ (เบนซินเป็นองค์ประกอบร้อยละ 30-40) ที่แยกออกจาก reformat	internal floating roof	5,925	5,332	AMB	atm	
ลานถังเก็บกักที่8									
40. TK-971	ถังน้ำมันดีเซล	} ≥60	เก็บพิก้น้ำมันดีเซลเพื่อการจำหน่าย	fixed roof	15,200	14,478	AMB	atm	} 10,454
41. TK-972	ถังน้ำมันดีเซล		เก็บพิก้นน้ำมันดีเซลเพื่อการจำหน่าย	fixed roof	15,200	14,461	AMB	atm	
42. TK-973	ถังน้ำมันดีเซล		เก็บพิก้นน้ำมันดีเซลเพื่อการจำหน่าย	fixed roof	15,200	14,434	AMB	atm	
43. TK-974	ถังน้ำมันดีเซล		เก็บพิก้นน้ำมันดีเซลเพื่อการจำหน่าย	fixed roof	15,200	14,434	AMB	atm	
ลานถังเก็บกักที่9									
44. TK-976	ถังน้ำมันเบนซินออกเทน 91	} <37.8	เก็บพิก้น้ำมันเบนซิน 91 เพื่อการจำหน่าย	external floating roof	12,740	12,271	AMB	atm	} 44,914
45. TK-3911	ถัง cracked naphtha (CN)		เก็บพิก้น cracked naphtha ผสมน้ำมัน (blending) เพื่อผลิตเป็นน้ำมันเบนซิน	external floating roof	9,237	8,773	AMB	atm	
46. TK-6904	ถัง light reformat (LR)		เก็บพิก้น light reformat ผสมน้ำมัน (blending) เพื่อผลิตเป็นน้ำมันเบนซิน	internal floating roof	11,450	11,166	AMB	atm	
47. TK-6905	ถัง heavy aromatic (HAR)		เก็บพิก้น heavy aromatic ผสมน้ำมัน (blending) เพื่อผลิตเป็นน้ำมันเบนซิน	internal floating roof	8,860	8,661	AMB	atm	
48. TK-6906	ถัง reformat (REF)		เก็บพิก้น import reformat ก่อนป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตอะโรมาติกส์	internal floating roof	8,860	7,943	AMB	atm	
49. TK-6907	ถังสารประกอบเบนซิน		เก็บพิก้นสารประกอบเบนซินเพื่อการจำหน่ายต่อไป	internal floating roof	8,860	7,938	AMB	atm	
50. TK-6911	ถังสารประกอบเบนซิน		เก็บพิก้นสารประกอบเบนซินเพื่อการจำหน่ายต่อไป	internal floating roof	1,390	1,350	AMB	atm	
51. TK-3912	ถัง mixed-xylene		เก็บพิก้น mixed-xylene1 ก่อนป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตอะโรมาติกส์	external floating roof	9,237	8,426	AMB	atm	

รหัสถัง	รายละเอียด	Flash point (°C)	การใช้ประโยชน์	Roof type	ลักษณะถังเก็บกัก				
					Licensed Volume 3/ (m3)	Operating volume	Condition		
							Temp (°C)	Pressure	Bund Volume (m3)
ลานถังเก็บกักที่10									
52. TK-3919	ถังน้ำมันเตา	} ≥60	เก็บพิกน้ำมันเตาเพื่อรอการจำหน่าย	fixed roof	15,993	15,228	≥93	atm	} 7,867
53. TK-997	ถัง low sulfur waxy resid (LSWR)		เก็บพิก LSWR ที่เป็นผลิตภัณฑ์พลอยได้ของโรงกลั่นเพื่อรอการจำหน่าย	fixed roof	16,146	15,021	≥93	atm	
ลานถังเก็บกักที่11									
54. TK-3917	} ถังน้ำมันดีเซล	} ≥60	} เก็บพิกน้ำมันดีเซลเพื่อรอการจำหน่าย	fixed roof	31,572	30,346	AMB	atm	} 4,628
55. TK-3918				fixed roof	31,572	30,346	AMB	atm	
ลานถังเก็บกักที่12									
56. TK-969	} ถังน้ำมันเครื่องบิน (Jet A-1)	} 37.8<X<60	} เก็บพิกน้ำมันเครื่องบินเพื่อรอการจำหน่าย	fixed roof	15,200	14,396	AMB	atm	} 31,903
57. TK-987				fixed roof	15,890	11,228	AMB	atm	
58. TK-988				fixed roof	15,200	14,396	AMB	atm	
59. TK-970	ถังน้ำมันดีเซล	≥60	เก็บพิกน้ำมันดีเซลเพื่อรอการจำหน่าย	fixed roof	10,500	10,047	AMB	atm	
60. TK-3916	ถังสารตั้งต้นเพื่อผลิต solvent	37.8<X<60	เก็บสารรองสาร intermediate เพื่อรอป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตตัวทำละลาย	fixed roof	15,738	15,310	AMB	atm	
ลานถังเก็บกักที่13									
61. TK-3915	} ถังน้ำมันเครื่องบิน (Jet A-1)	} 37.8<X<60	} เก็บพิกน้ำมันเครื่องบินเพื่อรอการจำหน่าย	fixed roof	23,427	22,972	AMB	atm	} 17,772
62. TK-986				fixed roof	14,800	14,207	AMB	atm	
ลานถังเก็บกักที่14									
63. TK-3920	ถังน้ำมันเตา	≥60	เก็บพิกน้ำมันเตาที่ได้จากกระบวนการกลั่นเพื่อรอการจำหน่าย	fixed roof	25,599	23,039	≥93	atm	1,657
ลานถังเก็บกักที่15									
64. TK-982	ถัง medium vacuum gas oil (MVGO)	≥60	เก็บพิก MVGO ที่กลั่นได้จากหอกกลั่นสุญญากาศก่อนป้อนเข้าสู่ FCCU ต่อไป	fixed roof	16,256	15,066	≥93	atm	1,823

รหัสถัง	รายละเอียด	Flash pion t (°C)	การใช้ประโยชน์	Roof type	ลักษณะถังเก็บกัก				
					Licensed Volume 3/ (m3)	Operating volume	Condition		
							Temp (°C)	Pressure	Bund Volume (m3)
ลานถังเก็บกักที่16									
65. TK-6901	ถังพาราไซลีน ถัง mixed-xylene	<37.8	เก็บพักพาราไซลีนที่ผลิตได้จาก TARP เพื่อรอการจำหน่าย เก็บพัก reformat ก่อนส่งเข้าสู่หน่วยผลิตสารอะโรมาติกส์	internal floating roof	10,670	10,447	AMB	1.3"WG	11,780
66. TK-6902				internal floating roof		10,453	AMB	1.3"WG	
67. TK-6903				internal floating roof	4,450	4,124	AMB	1.3"WG	
ลานถังเก็บกักที่17									
68. TK-960	ถังว่าง			fixed roof	-	-	AMB	atm	N/A
69. TK-964					-	-	AMB	atm	
70. TK-965					-	-	AMB	atm	
71. TK-966					-	-	AMB	atm	
72. TK-995					-	-	AMB	atm	
ลานถังเก็บกักที่18									
73. TK-938	ถังน้ำมันเตา	≥60	เก็บพักน้ำมันเตาที่ได้จากกระบวนการกลั่นเพื่อรอการจำหน่าย	fixed roof	16,400	15,862	≥93	atm	N/A
ลานถังเก็บกักที่19									
74. TK-918	ถังน้ำมันเตา	≥60	เก็บพักน้ำมันเตาที่ได้จากกระบวนการกลั่นเพื่อรอการจำหน่าย	fixed roof	16,200	15,525	≥93	atm	21,724
ลานถังเก็บกักที่20/22 ^{4/}									
75. TK-916X ^{2/}	ถังสำรองเก็บกัก cracked naphtha	<37.8	เก็บสำรอง cracked naphtha ในกรณีที่มีการเปลี่ยนถ่ายสารเร่งปฏิกิริยาของหน่วยกำจัดกำมะถันออกจาก cracked naphtha	external floating roof	16,000	15,161	AMB	atm	32,987 ^{4/}
76 TK-916B ^{1/}	ถังสำรองเก็บกัก cracked naphtha	<37.8	เก็บสำรอง cracked naphtha ในกรณีที่มีการเปลี่ยนถ่ายสารเร่งปฏิกิริยาของหน่วยกำจัดกำมะถันออกจาก cracked naphtha	external floating roof	7,800	5,850	AMB	atm	
77. TK-936	ถังน้ำมันเตา	≥60	เก็บพักน้ำมันเตาที่ได้จากกระบวนการกลั่นเพื่อรอการจำหน่าย	fixed roof	4,400	4,108	≥93	atm	
78. TK-937				fixed roof	4,400	4,174	≥93	atm	
ลานถังเก็บกักที่21									
79. TK-917	ถังน้ำมันดีเซล	≥60	เก็บพักน้ำมันดีเซลเพื่อรอการจำหน่าย	fixed roof	16,000	15,081	AMB	atm	14,476

รหัสถัง	รายละเอียด	Flash piont (°C)	การใช้ประโยชน์	Roof type	ลักษณะถังเก็บกัก				
					Licensed Volume 3/ (m3)	Operating volume	Condition		
							Temp (°C)	Pressure	Bund Volume (m3)
ลานถังเก็บกักที่23									
80. TK-915	ถังน้ำมันก๊าด	37.8<X<60	เก็บพิกน้ำมันก๊าดที่ได้จากกระบวนการกลั่น เพื่อรอการจำหน่าย	fixed roof	2,146	1,911	AMB	atm	4,378
81. TK-945	ถังน้ำมันเตา	≥60	เก็บพิกน้ำมันเตาที่ได้จากกระบวนการกลั่น เพื่อรอการจำหน่าย	fixed roof	2,146	2,106	≥93	atm	
ลานถังเก็บกักที่24									
82. TK-943	} ถังน้ำมันเตา	} ≥60	} เก็บพิกน้ำมันเตาที่ได้จากกระบวนการกลั่น เพื่อรอการจำหน่าย	fixed roof	4,400	4,157	≥93	atm	} 6,310
83. TK-944				fixed roof	4,400	4,274	≥93	atm	
ลานถังเก็บกักที่25									
84. TK-975	ถังว่าง			fixed roof	-	-	AMB	atm	N/A
ลานถังเก็บกักที่26									
85. TK-942	ถังน้ำมันเตา	≥60	เก็บพิกน้ำมันเตาที่ได้จากกระบวนการกลั่นเพื่อรอ	fixed roof	4,400	4,155	AMB	atm	N/A
ลานถังเก็บกักที่27									
86. TK-919	ถังใส่น้ำ (ไม่ได้ใช้งานแล้ว)	}	เก็บพิกน้ำที่ถ่ายออกจากถังน้ำมันเครื่องบิน	fixed roof	4,030	3,687	} AMB	} atm	} 5,736
87. TK-920				fixed roof	4,030	3,714			
88. TK-926	} ถังว่าง	}		fixed roof	-	-	AMB	atm	N/A
89. TK-927					-	-	AMB	atm	N/A
90. TK-928					-	-	AMB	atm	N/A
91. TK-929					-	-	AMB	atm	N/A
92. TK-930					-	-	AMB	atm	N/A
93. TK-931					-	-	AMB	atm	N/A
94. TK-932					-	-	AMB	atm	N/A
95. TK-933					-	-	AMB	atm	N/A
96. TK-934					-	-	AMB	atm	N/A
97. TK-935					-	-	AMB	atm	N/A

รหัสถัง	รายละเอียด	Flash piont (°C)	การใช้ประโยชน์	Roof type	ลักษณะถังเก็บกัก				
					Licensed Volume 3/ (m3)	Operating volume (m3)	Condition		
							Temp (°C)	Pressure	Bund Volume (m3)
ลานถังเก็บกักที่28									
98. TK-921	ถังน้ำมันเตา	≥60	เก็บพักน้ำมันเตาเพื่อรอการจำหน่าย	fixed roof	4,400	4,129	AMB	atm	} 3,743
99. TK-922	ถังว่าง		fixed roof	-	-	AMB	atm		
ลานถังเก็บกักที่29									
100. TK-939	} ถังน้ำมันเตา	} ≥60	} เก็บพักน้ำมันเตาที่ได้จากกระบวนการผลิตเพื่อรอการจำหน่าย	} fixed roof	1,602	1,453	≥93	atm	N/A
101. TK-940					1,602	1,456	≥93	atm	N/A
102. TK-941					1,602	1,434	≥93	atm	N/A
103. TK-949					4,815	4,477	≥93	atm	N/A
104. TK-946	ถัง vacuum gas oil (VGO)	} ≥60	เก็บพักน้ำมันVGO	fixed roof	1,602	1,502	≥93	atm	N/A
105. TK-963	ถังว่าง		fixed roof	603	603	AMB	atm	N/A	
106. TK-989	ถังว่าง		fixed roof	-	-	AMB	atm	N/A	
107. TK-1201	} ถัง slop		} ≥60	} เก็บพักน้ำเสียที่เกิดจากการล้างถังเรือก่อนส่งไปถังน้ำมันดิบเพื่อนำกลับเข้าสู่กระบวนการกลั่นต่อไป	} fixed roof	-	983	AMB	atm
108. TK-1202		-				983	AMB	atm	N/A
109. TK-1203		-				870	AMB	atm	N/A
110. TK-1204		-				870	AMB	atm	N/A
111. TK-1205		-				369	AMB	atm	N/A

รหัสถัง	รายละเอียด	Flash piont (°C)	การใช้ประโยชน์	Roof type	ลักษณะถังเก็บกัก				
					Licensed Volume 3/ (m3)	Operating volume	Condition		
							Temp (°C)	Pressure	Bund Volume (m3)
ลานถังเก็บกักที่30									
112. TK-947	} ถัง vacuum gas oil (VGO)	} ≥60	} เก็บพักน้ำมันVGO	} fixed roof	734	620	≥93	atm	} 552
113. TK-948					734	635	≥93	atm	
ลานถังเก็บกักที่31									
114. TK-3901	} ถัง LPG	} <37.8	} เก็บพัก LPG ที่ได้จากกระบวนการกลั่นเพื่อ รอการจำหน่าย	} Sphere tank	1,396	1,094	AMB	13.0 (max)	N/A
115. TK-3902					2,105	1,640	AMB	12.7 (max)	N/A
116. TK-903					1,350	1,101	AMB	8.3 (max)	N/A
117. TK-904					1,350	1,101	AMB	8.3 (max)	N/A
118. TK-985					1,351	1,062	AMB	12.6 (max)	N/A
119. TK-990					1,351	1,072	AMB	14.7 (max)	N/A
ลานถังเก็บกักที่32									
120. TK-6910	} ถังน้ำมันเบื่อน้ำมัน	-	} เก็บพักน้ำที่ปนเบื่อน้ำมันก่อนบือนเข้าสู่ ระบบบำบัดน้ำเสีย	} fixed roof	-	864	AMB	atm	N/A
121. TK-1207		-			-	417	AMB	atm	N/A
122. TK-1221		-			-	1,395	AMB	atm	N/A

หมายเหตุ: ^{1/} เป็นถังที่สร้างใหม่ในลานถังเก็บกับเดิม

^{2/} เดิมเป็นถังเก็บน้ำมันเครื่องบิน แต่มีการปรับเปลี่ยนมาเก็บกัก cracked naphtha แทนหลังจากดำเนินโครงการปรับปรุงคุณภาพน้ำมัน

^{3/} ปริมาณเก็บกักที่ได้รับอนุญาตจากกรมโยธาธิการ

^{4/} โรงกลั่นฯ มีการปรับปรุงลานถังโดยรวมพื้นที่ลานถังที่ 20 และ 22 เข้าด้วยกันและสร้าง bund ล้อมรอบ

ตัวเลขที่ระบุไว้ในตารางข้างต้นได้จากการประมาณการณโดยสังเขป

ที่มา: บริษัท เอสโซ่ (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน) , 2565

2.7 กระบวนการผลิต

โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา แบ่งพื้นที่ภายในโรงงานเป็น 2 ส่วนหลักคือ

I. **บริเวณเก็บวัตถุดิบและผลิตภัณฑ์** ซึ่งเป็นที่ตั้งของถังเก็บวัตถุดิบ (น้ำมันดิบ) สารที่ปรุงแต่ง(Additive) และผลิตภัณฑ์ต่าง ๆ

II. **บริเวณหน่วยกลั่น** ซึ่งประกอบด้วยขั้นตอนกระบวนการผลิตดังแสดงในรูปภาพที่ 2.7.1 ซึ่งแสดงหน่วยต่าง ๆ ในกระบวนการผลิตโดยรวม โดยมีรายละเอียดหลักๆ 7 ขั้นตอน ดังนี้

- (2.7.1) การกลั่นลำดับส่วน (Fractionation / Distillation)
- (2.7.2) การปรับปรุงคุณภาพ (Treating)
- (2.7.3) การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างของน้ำมัน (Conversion)
- (2.7.4) การเพิ่มค่าออกเทน (Catalytic Reformer)
- (2.7.5) การผลิตกำมะถันเหลว (Sulfur Recovery)
- (2.7.6) การผลิตอะโรมาติกส์
- (2.7.7) การผลิตตัวทำละลาย (Thailand fluid plant :TPF)
- (2.7.8) การผสมผลิตภัณฑ์ (Blending)

โดยมีรายละเอียดแต่ละขั้นตอนดังนี้

2.7.1 การกลั่นลำดับส่วน

เป็นกระบวนการที่แยกน้ำมันดิบออกเป็นผลิตภัณฑ์ โดยอาศัยคุณสมบัติของจุดเดือดที่ต่างกัน ส่วนผสมต่าง ๆ ในน้ำมันดิบ ประกอบด้วย 2 กระบวนการย่อย คือ

2.7.1.1 หน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบ

น้ำมันดิบ ซึ่งเป็นสารประกอบของคาร์บอน (Carbon) และธาตุไฮโดรเจน (Hydrogen) ซึ่งรวมเรียกว่า สารประกอบไฮโดรคาร์บอน (Hydrocarbon) จำนวนนับเป็นร้อยชนิดรวมกันอยู่สารประกอบไฮโดรคาร์บอนแต่ละชนิดจะมีคุณสมบัติทางกายภาพ (Physical Property) ที่แตกต่างกัน นอกจากนี้ในน้ำมันดิบยังมีสารเจือปนอีกหลายชนิด เช่น น้ำ (Water), เกลือ (Salt), สารประกอบกำมะถัน (Sulfur Compound), สารประกอบไนโตรเจน (Nitrogen Compound), โลหะหนัก (Heavy Metal) และอื่น ๆ

การทำงานของหน่วยแยกน้ำมันดิบนี้จะใช้อุปกรณ์หลายชนิดเป็นตัวช่วยเช่นหอกลั่นแยก (Fractionation Column), เตาต้มน้ำมัน (Furnace), อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน (Heavy Exchanger), อุปกรณ์แยกเกลือ(Desalter) เป็นต้น



- รูปที่ 2.7.1 แสดงหน่วยต่าง ๆ ในกระบวนการผลิตโดยรวม

52

ภายในหอกลั่นบรรยากาศจะมีถาดเจาะรู (Tray) วางเป็นชั้นๆ บางช่วงจะมีชั้นโลหะสแตนเลสบรรจุอยู่คล้ายเครื่องกรอง เรียกว่า Packing แทนถาดเจาะรูเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการกลั่น ถาดแต่ละชั้นบนสุดจะมีอุณหภูมิต่ำที่สุด ไอร้อนของน้ำมันดิบที่ส่งเข้าไปในหอกลั่นจะลอยผ่านขึ้นไปสู่ชั้นบนสุดของหอ เมื่ออุณหภูมิตามชั้นต่าง ๆ ของถาดลดลง ไอน้ำมันจะกลั่นตัวกลับเป็นของเหลวในช่วงอุณหภูมิที่เป็นจุดควบแน่น (Dew Point) ของตน

เนื่องจากบริเวณส่วนล่างสุดของหอกลั่นบรรยากาศมีอุณหภูมิสูงที่สุด ดังนั้น ผลิตภัณฑ์ที่ได้ออกมาจากบริเวณนี้จะเป็นน้ำมันหนัก ซึ่งเป็นจุดเดือดสูงที่สุด อันได้แก่ น้ำมันเตา (Fuel Oil) ส่วนผลิตภัณฑ์ที่มีจุดเดือดต่ำลง จะถูกแยกออกจากหอกลั่นบรรยากาศในชั้นที่สูงขึ้นเรื่อย ๆ ผลิตภัณฑ์เหล่านี้ได้แก่น้ำมันดีเซล (Diesel) น้ำมันก๊าด (Kerosene) ตามลำดับ

ส่วนไอน้ำมันดิบที่มีจุดเดือดต่ำกว่าน้ำมันก๊าด จะลอยออกทางส่วนยอดสุดของหอกลั่นเข้าสู่เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนยอดหอต่อไป เพื่อทำให้กลายเป็นสภาพเป็นของเหลวก่อนจะถูกส่งเข้าสู่หอแยกแนฟทา (Naphtha Splitter)

ผลิตภัณฑ์ที่ออกจากหน่วย

1. น้ำมันแนฟทา (Naphtha) จะถูกส่งไปยังหน่วยลดปริมาณกำมะถัน (Naphtha Hydrofiner) แล้วส่งต่อไปยังหน่วยกลั่นน้ำมันเบา (Crude Light Ends) ที่หน่วยกลั่นน้ำมันเบา (Crude Light Ends) น้ำมันแนฟทาจะถูกกลั่นแยกเป็นก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas) ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) น้ำมันแนฟทาเบา (Light Virgin Naphtha) และน้ำมันแนฟทาหนัก (Heavy Virgin Naphtha)

1.1 ก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas) ใช้ในการเผาให้ความร้อนในเตาเผาน้ำมัน (Furnace) หรือ อุปกรณ์สันดาปอื่นๆ (Combustion Equipment) องค์ประกอบของก๊าซนี้ ส่วนใหญ่จะเป็น มีเทน (Methane, CH_4) และ อีเทน (Ethane, C_2H_6)

1.2 ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (Liquefied Petroleum Gas; LPG) องค์ประกอบนี้ส่วนใหญ่จะเป็นโพรเพน (Propane, C_3H_8) และบิวเทน (Butane, C_4H_{10}) โดยทั่วไปจะเข้าถังเก็บสำหรับจัดจำหน่ายเป็นก๊าซหุงต้ม

1.3 น้ำมันแนฟทาเบา (Light Virgin Naphtha; LVN) องค์ประกอบส่วนใหญ่จะเป็นพวก Paraffin Hydrocarbon ตั้งแต่ เพนเทน (Pentane, C_5H_{12}) จนถึงสารที่มีจุดเดือดประมาณ 40°C ถึง 110°C โดยทั่วไป LVN จะใช้เป็นสารผสมในการทำน้ำมันเบนซินเกรดต่าง ๆ หรือส่งไปยังโรงงานปิโตรเคมี

1.4 น้ำมันแนฟทาหนัก (Heavy Virgin Naphtha; HVN) องค์ประกอบส่วนใหญ่เป็นสารซึ่งมีจุดเดือดเริ่มต้น (Initial Boiling Point, IBP) อยู่ระหว่าง 100°C และ 110°C โดยทั่วไป HVN จะถูกส่งเข้าสู่หน่วย Catalytic Reforming เพื่อเพิ่มค่าออกเทน น้ำมันรีฟอร์มเมตที่ได้จากหน่วยเพิ่มออกเทนจะถูกกลั่นแยกอีกครั้งหนึ่ง จากนั้นน้ำมันรีฟอร์มเมตจะถูกส่งไปยังหน่วยอะโรมาติกส์เพื่อผลิตสารพาราไซลีนซึ่งเป็นสารตั้งต้นของอุตสาหกรรมเคมี นอกจากนี้ยังใช้น้ำมันรีฟอร์มเมตเป็นองค์ประกอบในการผลิต น้ำมันเบนซินเกรดต่าง ๆ

2. น้ำมันส่วนที่หนึ่งของหอกลั่นบรรยากาศ จะถูกส่งไปยังหน่วยลดกำมะถัน (Kerosene Hydrofiner) แล้วเข้าถังเก็บสำหรับจัดจำหน่ายเป็นน้ำมันก๊าด (Kerosene) และน้ำมันเครื่องบิน (Jet Fuel) โดยทั่วไป Kerosene จะใช้จุดให้แสงสว่างตามบ้านเรือน ดังนั้น คุณสมบัติของจุดเกิดควัน (Smoke Point) จุดวาบไฟ (Flash Point) และปริมาณกำมะถันที่เจือปนอยู่จึงมีความสำคัญในแง่ของความปลอดภัยและกลิ่นเมื่อน้ำมันถูกใช้งาน ส่วน Jet Fuel จะใช้สำหรับน้ำมันเครื่องบินพาณิชย์

3. น้ำมันส่วนที่สองของหอกลั่นบรรยากาศ จะถูกส่งไปยังหน่วยลดกำมะถัน (Gas Oil Hydrofiner) แล้วผสมกับน้ำมันจากหอกลั่นบรรยากาศส่วนที่สาม เพื่อจำหน่ายเป็น น้ำมันดีเซล (Diesel Engine)

4. น้ำมันส่วนที่สามของหอกกลั่นบรรยากาศ จะถูกส่งไปยังหน่วยลดกำมะถัน (Gas Oil Hydrofiner) แล้วผสมกับน้ำมันจากหอกกลั่นบรรยากาศส่วนที่สอง เพื่อจำหน่ายเป็นน้ำมันดีเซล

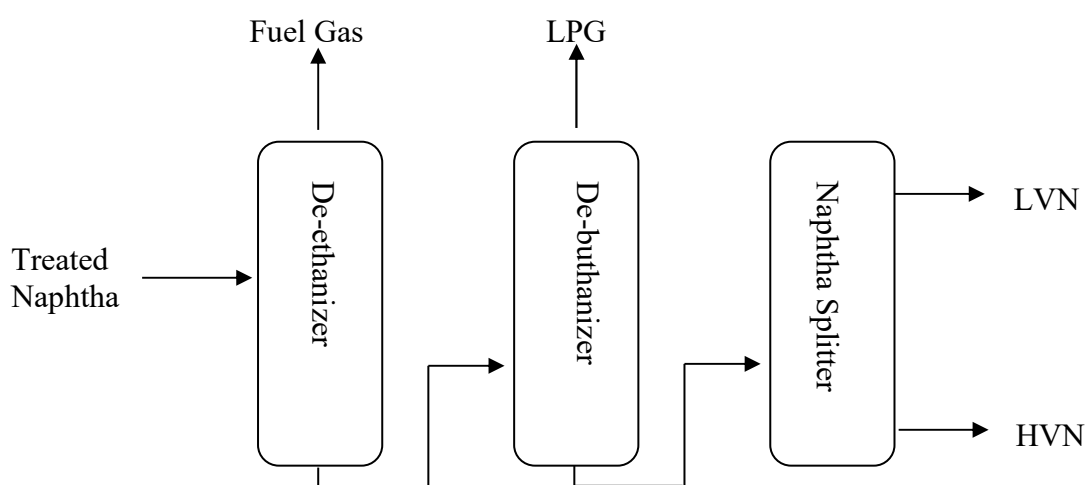
5. น้ำมันส่วนล่างสุดของหอกกลั่นบรรยากาศ เป็นองค์ประกอบหลักของน้ำมันเตา และเป็นส่วนที่มีจุดเดือดสูงที่สุดของน้ำมันดิบจะใช้ในการเผาให้ความร้อนในเตาเผาน้ำมัน (Furnace) หรือ อุปกรณ์สันดาปอื่นๆ (Combustion Equipment) คุณสมบัติที่สำคัญได้แก่ ปริมาณกำมะถันที่เจือปน (Sulfur Content) ความหนืด (Viscosity) และจุดไหลเท (Pour Point)

น้ำมันส่วนล่างสุดของหอกกลั่นบรรยากาศ บางส่วนจะถูกนำไปป้อนเข้าหอกกลั่นสุญญากาศ (Vacuum Pipedstill) เพื่อแยกเป็นแวกคัม ก๊าซ ออยล์ (Vacuum Gas Oil) ใช้สำหรับป้อนหน่วยแตกโมเลกุล (Fluid Catalytic Cracker) เพื่อเปลี่ยนให้เป็นน้ำมันที่มีมูลค่าสูงขึ้น ได้แก่ ก๊าซปิโตรเลียมเหลว น้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล

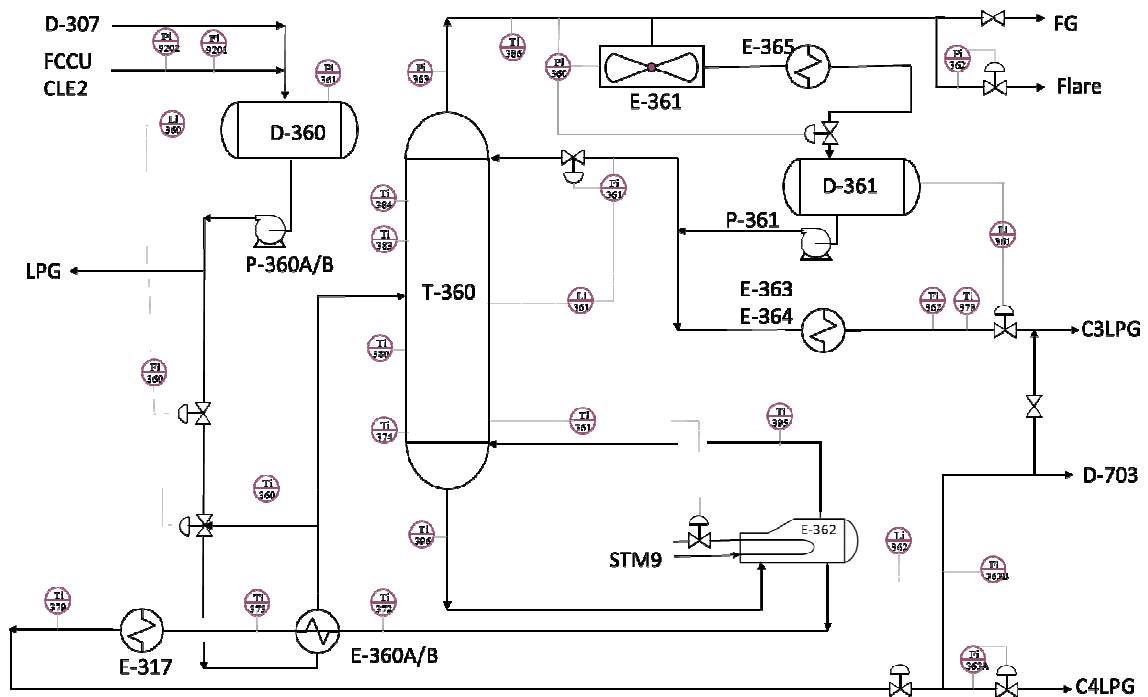
2.7.1.2 หน่วยกลั่นน้ำมันเบา (Crude Light Ends)

หน่วยนี้จะประกอบด้วยหอกกลั่น 3 หอตามรูปที่ 2.7.2 คือ

1. De-ethanizer คือหอกกลั่นที่ใช้แยกก๊าซเชื้อเพลิงและของผสมระหว่างก๊าซหุงต้ม และแฉฟทาออกจากกัน
2. De-butanizer คือหอกกลั่นที่ใช้แยกก๊าซหุงต้มและแฉฟทาออกจากกัน
3. Naphtha Splitter คือหอกกลั่นที่ใช้แยกแฉฟทาเบาออกจากแฉฟทาหนัก
4. C3/C4 Splitter คือหอที่ใช้แยก C3 ออกจาก C4



รูปที่ 2.7.2 ภาพแสดงหน่วยกลั่นน้ำมันเบา



รูปที่ 2.7.3 ภาพแสดงหน่วย C3/C4 Splitter

น้ำมันแนฟทา (Naphtha) ถูกป้อนเข้าหน่วย De-ethanizer ซึ่งเป็นหอควบคุมอุณหภูมิและความดันเป็นหอแรก ก๊าซเชื้อเพลิงและของเหลวที่ติดไปจะแยกออกจากกันที่ Drum ยอดหอ โดยก๊าซเชื้อเพลิงจะถูกส่งเข้าระบบก๊าซเชื้อเพลิง ส่วนของเหลวที่ติดไปจะถูกส่งกลับมาเพื่อควบคุมอุณหภูมิยอดหอ De-ethanizer

น้ำมันจากกันหอ De-ethanizer จะถูกส่งผ่านเข้าสู่หอ De-butanizer ที่หอนี้ไอจากยอดหอทั้งหมดจะควบแน่นเป็นของเหลว และส่งกลับมายอดหออีกครั้งเพื่อรักษาความดันภายในหอ ผลิตภัณฑ์ยอดหอที่ได้คือ ก๊าซหุงต้มซึ่งจะถูกส่งไปลดปริมาณกำมะถันต่อที่หน่วยลดปริมาณกำมะถันในก๊าซหุงต้ม (LPG Treating Unit) ผลิตภัณฑ์กันหอคือ แนฟทาจะถูกส่งไปยังหอ Naphtha Splitter เพื่อแยกแนฟทาเบาออกจากแนฟทาหนัก

ผลิตภัณฑ์ที่ออกจากหน่วย

1. ก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas) ประกอบด้วย ไฮโดรเจน (Hydrogen), มีเทน (Methane) และ อีเทน (Ethane) เป็นส่วนใหญ่ ก๊าซเชื้อเพลิงนี้จะถูกเผาไหม้ในเตาต้มน้ำมันเพื่อให้ได้พลังงานความร้อนมาใช้ในกระบวนการกลั่น
2. ก๊าซหุงต้ม (Liquefied Petroleum Gas) ส่วนใหญ่ประกอบด้วยโพรเพน (Propane) และบิวเทน (Butane)
3. แนฟทาเบา (Light Virgin Naphtha) ประกอบด้วยสารที่มีจุดเดือดสูงกว่าบิวเทนขึ้นไปจนถึงจุดเดือดประมาณ 110 ° ซ แนฟทาเบาเป็นผลิตภัณฑ์กึ่งสำเร็จรูป (Semi-Product) ซึ่งจะนำไปทำเป็นน้ำมันเบนซิน (Gasoline) ชนิดต่าง ๆ
4. แนฟทาหนัก (Heavy Virgin Naphtha) ซึ่งประกอบด้วยสารที่มีจุดเดือดสูงกว่า 110 ° ซ จะถูกส่งเข้าสู่หน่วย Catalytic Reforming เพื่อเพิ่มค่าออกเทน แล้วจึงถูกส่งต่อไปยังหน่วยอะโรมาติก

2.7.1.3 หน่วยหากลั่นสุญญากาศ (Vacuum distillation unit – VPS-2 unit)

มีหน้าที่กลั่นแยกสารไฮโดรคาร์บอนโมเลกุลใหญ่ออกจาก atmospheric resid (จากกันหอกลั่นน้ำมันดิบ) ก่อนป้อนเข้าสู่ส่วนแปรสภาพน้ำมันหนักให้เป็นน้ำมันเบา (fluidized catalytic cracking unit; FCCU) ต่อไป เหตุผลที่ต้องกลั่นภายใต้สุญญากาศเพื่อลดจุดเดือดซึ่งป้องกันการเกิด thermal cracking เริ่มจากป้อน atmospheric resid ที่ได้มาจากด้านล่าง

ของหอกลั่นน้ำมันดิบที่ 2 เข้าสู่ furnace เพื่อเพิ่มอุณหภูมิก่อนป้อนเข้าสู่หอกลั่นสุญญากาศ (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 350-450 °C และความดัน 28-35 mmHg ซึ่ง vacuum gasoil (ผลิตภัณฑ์) จะถูกแยกออกด้านข้างของหอกก่อนป้อนเข้าสู่ส่วนแปรรูปน้ำมันหนักให้เป็นน้ำมันเบาต่อไป ส่วนน้ำมันหนักที่เหลืออยู่กันหอยถูกแยกเพื่อนำไปผลิตเป็น fuel oil และ asphalt (ผลิตภัณฑ์)

2.7.2. การปรับปรุงคุณภาพ

ผลิตภัณฑ์ที่สำเร็จรูปจากกระบวนการกลั่นลำดับส่วนจะถูกส่งเข้าสู่กระบวนการปรับปรุงคุณภาพเพื่อลดหรือเปลี่ยนรูปสารประกอบกำมะถัน (Sulfur Compound) และองค์ประกอบอื่นที่ผสมอยู่ในน้ำมัน เนื่องจากสารประกอบกำมะถันมีคุณสมบัติเป็นกรด ซึ่งสามารถกัดกร่อนโลหะได้ ทำให้เกิดอันตรายต่อเครื่องจักร เครื่องยนต์ที่จะใช้งาน นอกจากนี้กำมะถันยังมีผลต่อสุขภาพและสิ่งแวดล้อมอีกด้วย

การลดปริมาณกำมะถันในกระบวนการกลั่นของโรงกลั่น แบ่งตามวิธีการปรับปรุงคุณภาพได้ 5 แบบด้วยกันคือ

2.7.2.1 ใช้ปฏิกิริยาเติมไฮโดรเจน (Hydrodesulphurization)

2.7.2.2 การลดปริมาณกำมะถันด้วยกระบวนการ MEROX (หน่วยลดปริมาณกำมะถันในก๊าซหุงต้ม—LPG Wash Water Treating Unit)

2.7.2.3 หน่วยลดปริมาณกำมะถันในก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas Treating Unit)

2.7.2.4 การลดปริมาณกำมะถันออกด้วยกระบวนการไล่ด้วยความร้อน (Stripping)

2.7.2.5 การลดปริมาณกำมะถันออกด้วยการเปลี่ยนสภาพความเป็นกรด-ด่าง

2.7.2.1 ใช้ปฏิกิริยาเติมไฮโดรเจน (Hydrodesulphurization)

กำมะถันที่อยู่ในน้ำมันจะอยู่ในหลายรูปแบบ และการลดปริมาณนี้จะดึงกำมะถันออกมาในรูปของไฮโดรเจนซัลไฟด์ โดยสามารถอธิบายด้วยปฏิกิริยาเคมีได้ดังนี้

- กำมะถันที่อยู่ในรูปของ Mercaptan
$$\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-SH} + 2\text{H}_2 \longrightarrow \text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_3 + \text{H}_2\text{S}$$
- กำมะถันที่อยู่กันในรูปของ Sulfide
$$\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-S-CH}_2\text{-CH}_3 + 2\text{H}_2 \longrightarrow 2\text{CH}_3\text{-CH}_3 + \text{H}_2\text{S}$$
- กำมะถันที่อยู่ในรูปของ Disulfide
$$\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-S-S-CH}_2\text{-CH}_3 + 3\text{H}_2 \longrightarrow 2\text{CH}_3\text{-CH}_3 + 2\text{H}_2\text{S}$$

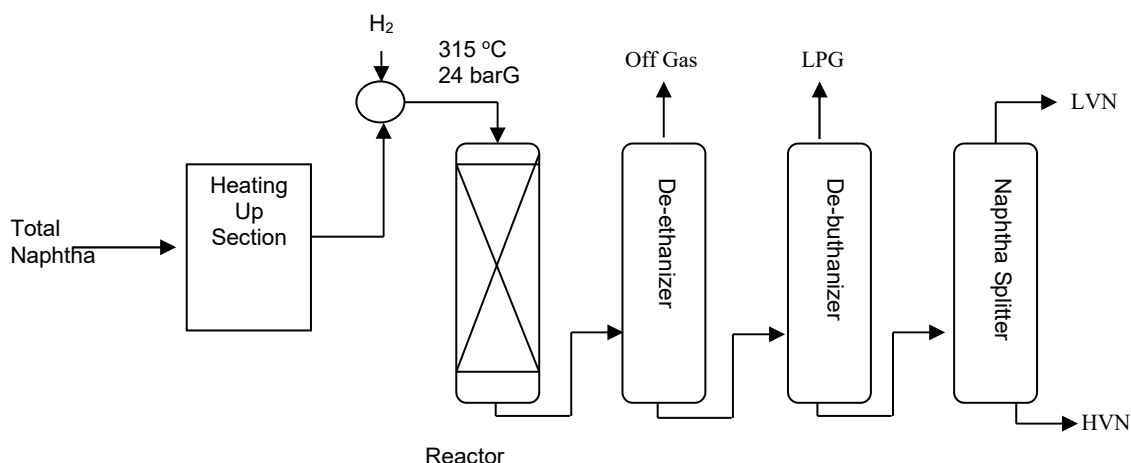
หน่วยที่ใช้วิธีการปรับปรุงคุณภาพแบบนี้ ได้แก่

- + หน่วยลดปริมาณกำมะถันในแนฟทา (Naphtha Hydrofiner; NHF),
- + หน่วยลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันก๊าด (Kerosene Hydrofiner, KHF) และ
- + หน่วยลดปริมาณกำมะถันใน Gas Oil (Gas Oil Hydrofiner; GOHF) โดยมีรายละเอียดในแต่ละหน่วยดังนี้

+ หน่วยลดปริมาณกำมะถันในแนฟทา (Naphtha Hydrofiner; NHF)

หน่วยลดปริมาณกำมะถันในแนฟทา เพื่อลดปริมาณกำมะถันในแนฟทา ก่อนแยกแนฟทาหนักกับแนฟทาเบา ออกจากกันแสดงในรูปที่ 2.7.4 โดยมีสารป้อนเข้า ได้แก่

1. น้ำมันที่ออกจากส่วนบนสุดของหอกลั่นบรรยากาศ (Untreated Whole Naphtha) เป็นของผสมของก๊าซเชื้อเพลิง ก๊าซหุงต้ม น้ำมันแนฟทาเบา น้ำมันแนฟทาหนัก และ น้ำมันแนฟทาจากหน่วย Fluid Catalytic Cracking Unit (FCCU)
2. ก๊าซไฮโดรเจน



รูปที่ 2.7.4 ภาพแสดงขั้นตอนต่าง ๆ ของหน่วยกำจัดกำมะถันในแนฟทา

แนฟทาที่ไอลออกจากหอกลั่นบรรยากาศ และหน่วยแตกโมเลกุล จะถูกส่งเข้าสู่ Naphtha Hydrofiner เพื่อเปลี่ยนสารประกอบกำมะถัน ให้กลายเป็นไฮโดรเจนซัลไฟด์ (Hydrogen Sulfide, H_2S) โดยมีการผสมก๊าซไฮโดรเจนรวมเข้าไปก่อนเข้าสู่เครื่องปฏิกรณ์ (Reactor) การเปลี่ยนแปลงนี้จำเป็นต้องอาศัยตัวเร่งปฏิกิริยา ภายใต้อุณหภูมิและความดันสูง ไฮโดรเจนซัลไฟด์รวมทั้งไฮโดรคาร์บอนเบาจะถูกแยกออกจากแนฟทาที่ยอดหอ Deethanizer เพื่อนำไปลดปริมาณกำมะถันต่อไป ส่วนแนฟทาที่ผ่านการลดปริมาณกำมะถันแล้วจะถูกส่งเข้าหน่วยกลั่นน้ำมันเบา เพื่อแยกก๊าซเชื้อเพลิง ก๊าซหุงต้ม น้ำมันแนฟทาเบา และน้ำมันแนฟทาหนักออกจากกันต่อไป

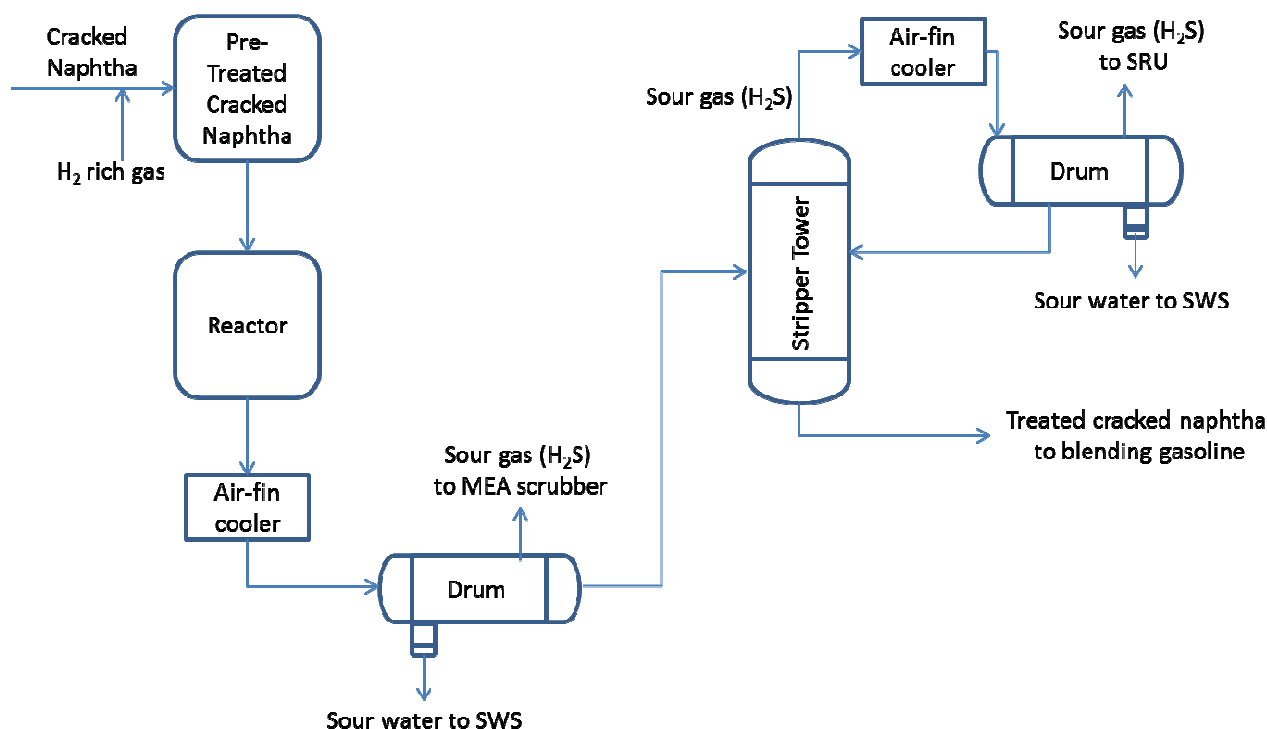
ผลิตภัณฑ์ที่ออกจากหน่วย

แนฟทาที่ผ่านการลดปริมาณกำมะถันแล้ว (Treated Naphtha) จะถูกส่งเข้าหน่วยกลั่นน้ำมันเบา เพื่อแยกก๊าซเชื้อเพลิง ก๊าซหุงต้ม น้ำมันแนฟทาเบา และน้ำมันแนฟทาหนักออกจากกันต่อไป

ของเสียจากหน่วย

น้ำที่มีกำมะถันเจือปน (Sour Water) น้ำนี้จะถูกส่งไปยังหน่วยไล่กำมะถันออกจากน้ำ (Sour Water Stripper)

+ หน่วยลดปริมาณกำมะถันใน cracked naphtha (SCANfiner)



รูปที่ 2.7.5 ภาพแสดงขั้นตอนต่าง ๆ ของหน่วยกำจัดกำมะถันใน cracked naphtha

หน่วยลดปริมาณกำมะถันในแนฟทาที่ได้จาก Fluidized catalytic cracking unit (FCCU) กล่าวคือ Heavy cracked naphtha จาก cat naphtha splitter และ heavy light cracked naphtha จาก light cat naphtha splitter โดยการเปลี่ยนรูปกำมะถันใน heavy cracked naphtha และ heavy light cracked naphtha ให้กลายเป็น H_2S โดยป้อน cracked naphtha พร้อมกับไฮโดรเจนเข้าสู่ pre-treated cracked naphtha และถึงปฏิกิริยาที่บรรจุสารเร่งปฏิกิริยาที่มี โคบอลต์-โมลิบดีนัม และ นิกเกิล-โมลิบดีนัม เป็นองค์ประกอบหลักเพื่อเปลี่ยนกำมะถันในรูปของสารอินทรีย์ให้กลายเป็น H_2S

จากนั้นทำการแยก H_2S ออกจาก cracked naphtha โดยการป้อน cracked naphtha จากถังปฏิกิริยาเข้าสู่ air-fine cooler ก่อนป้อนเข้าสู่ drum เพื่อแยกน้ำที่ปนเปื้อนอยู่ใน cracked naphtha ออกที่ด้านล่างและส่งไปยังหน่วย sour water stripper (SWS) ต่อไป ส่วน cracked naphtha ที่แยกน้ำออกแล้วจะป้อนเข้าสู่ stripper tower ซึ่งทำให้ก๊าซ H_2S ถูกแยกออกที่ด้านบนของ stripper ก่อนป้อนเข้าสู่ sulfur recovery unit (SRU) เพื่อผลิตเป็นซัลเฟอร์เหลวต่อไป ในขณะที่ cracked naphtha ที่แยกกำมะถันออกแล้วจะนำไปผสมเพื่อผลิตน้ำมันเบนซินพื้นฐานต่อไป ดังแสดงในรูป 2.7.5

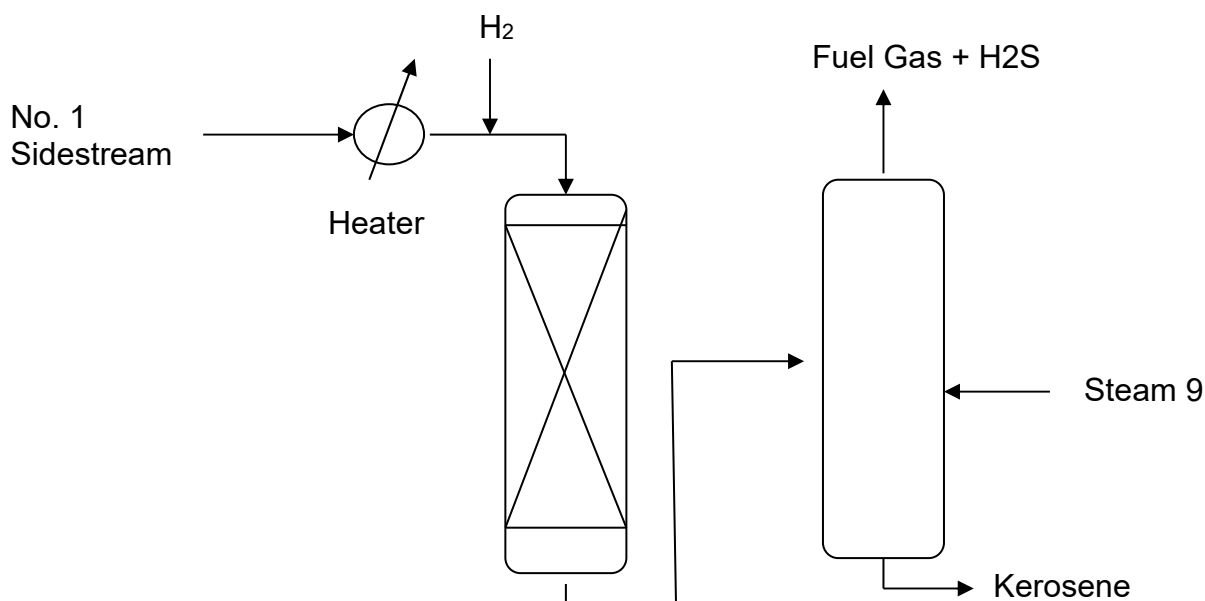
ผลิตภัณฑ์ที่ออกจากหน่วย

แนฟทาที่ผ่านการลดปริมาณกำมะถันแล้ว (Treated Cracked Naphtha) จะถูกส่งเข้าหน่วยผสมเป็นน้ำมันเบนซินพื้นฐานที่มีกำมะถันไม่เกินร้อยละ 0.005 โดยน้ำหนัก

ของเสียจากหน่วย

น้ำที่มีกำมะถันเจือปน (Sour Water) น้ำนี้จะถูกส่งไปยังหน่วยไล่กำมะถันออกจากน้ำ (Sour Water Stripper)

+ หน่วยลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันก๊าด (Kerosene Hydrofiner ; KHF)



รูปที่ 2.7.6 ภาพแสดงขั้นตอนต่าง ๆ ของหน่วยปรับปรุงคุณภาพ Kerosene

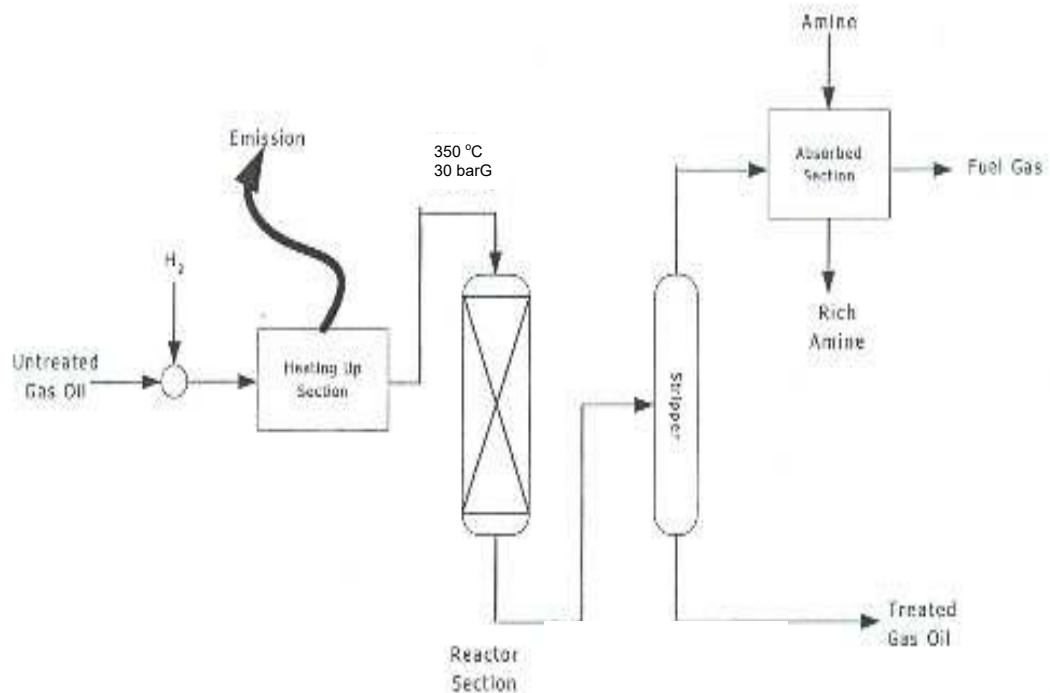
ส่วนที่หนึ่งของหอกลับบรียากาศ (No. 1 Sidestream) ผ่านเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนเพื่อเพิ่มอุณหภูมิประมาณ 220-240 °C จากนั้นผ่านเข้าสู่ reactor เพื่อลดปริมาณกำมะถัน โดยทำปฏิกิริยากับ H_2 บนตัวเร่งปฏิกิริยา ภายใต้ความดัน และ อุณหภูมิดังกล่าว

ผลิตภัณฑ์ที่ออกจากหน่วย

น้ำมันก๊าดที่ผ่านการเปลี่ยนกำมะถันในรูปของ Mercaptan ให้เป็น Disulfide แล้วจะถูกส่งไปยังหน่วยแยกก๊าซ ไฮโดรเจนซัลไฟด์ออก แล้วจะผ่านหน่วยกำจัดน้ำ (Sand Filter) ก่อนส่งไปเก็บที่ถังเพื่อจำหน่ายเป็นน้ำมันก๊าด หรือน้ำมันเครื่องต่อไป

+ หน่วยลดปริมาณกำมะถันใน GAS OIL (GAS Oil Hydrofiner Unit; GOHF)

หน่วยลดปริมาณกำมะถันใน Gas Oil (น้ำมันส่วนที่สองของหอกลับบรียากาศ หรือ น้ำมันส่วนที่สามของหอกลับบรียากาศ) เพื่อลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันส่วนที่สองของหอกลับบรียากาศ หรือ น้ำมันส่วนที่สามของหอกลับบรียากาศ ก่อนรวมกันเป็นน้ำมันดีเซลที่ได้คุณภาพตามมาตรฐานกำหนด ดังแสดงในรูปที่ 2.7.7 โดยมีสารป้อนเข้า ได้แก่ น้ำมันส่วนที่สองและส่วนที่สามของหอกลับบรียากาศ (Untreated Gas Oil) มีกำมะถันเจือปนมากถึง 0.2 - 0.5 ส่วนในร้อยส่วนโดยน้ำหนัก



รูปที่ 2.7.7 ภาพแสดงขั้นตอนต่าง ๆ ของหน่วยกำจัดกำมะถันใน Gas oil

สารป้อนเข้าที่ยังไม่ได้ลดปริมาณกำมะถันเมื่อเข้ามาในหน่วยจะรวมเข้ากับก๊าซไฮโดรเจน จากนั้นจะถูกเพิ่มอุณหภูมิโดยเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนและเข้าสู่เตาเพื่อเพิ่มอุณหภูมิอีกครั้ง จนมีอุณหภูมิประมาณ 330° C ที่ความดัน 30-35 BarG (หรือประมาณ 30 เท่าของความดันบรรยากาศ) จากนั้นเข้าสู่เครื่องปฏิกรณ์เพื่อลดปริมาณกำมะถัน หลังจากที่ถูกส่งไปยัง Drum เพื่อแยกเอาก๊าซไฮโดรเจนกลับไปใช้ร่วมกับสารป้อนเข้าอีกครั้งหนึ่ง

Gas Oil ที่ผ่านการไล่ไฮโดรเจนออกแล้ว จะถูกส่งมายังหอไล่ก๊าซเบา (Gas Oil Stripper) ก๊าซเบาที่ได้เป็นก๊าซเชื้อเพลิงที่มีกำมะถันสูงจะถูกส่งไปยังหอที่มีการไหลผ่านของสารละลาย Amine เพื่อดูดซับกำมะถันออกส่วนหนึ่งก่อนที่จะถูกส่งไปยังหน่วยลดปริมาณกำมะถันในก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas Treating) เพื่อลดปริมาณกำมะถันที่เหลืออยู่ต่อไป

ผลิตภัณฑ์ที่ออกจากหน่วย

Gas Oil ที่ผ่านการลดปริมาณกำมะถันแล้วจะถูกส่งเข้า หน่วยกำจัดน้ำ (Sand Filter) ก่อนส่งไปถึงเก็บเพื่อจำหน่ายเป็นน้ำมันดีเซล (Diesel)

ของเสียจากหน่วย

1. ก๊าซที่มีกำมะถันเจือปน (Sour Gas) จะถูกส่งไปยังหน่วยลดปริมาณกำมะถันในก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas Treating Unit)
2. น้ำที่มีกำมะถันเจือปน (Sour Water) น้ำนี้จะถูกส่งไปยังหน่วยไล่กำมะถันออกจากน้ำ (Sour Water Stripper)
3. สารละลาย Amine ที่มีก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (Rich Amine) จะถูกส่งไปยังหน่วยลดปริมาณกำมะถันในก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas Treating Unit) เพื่อแยกก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ออก และนำ Amine กลับมาใช้ใหม่อีกครั้งหนึ่ง

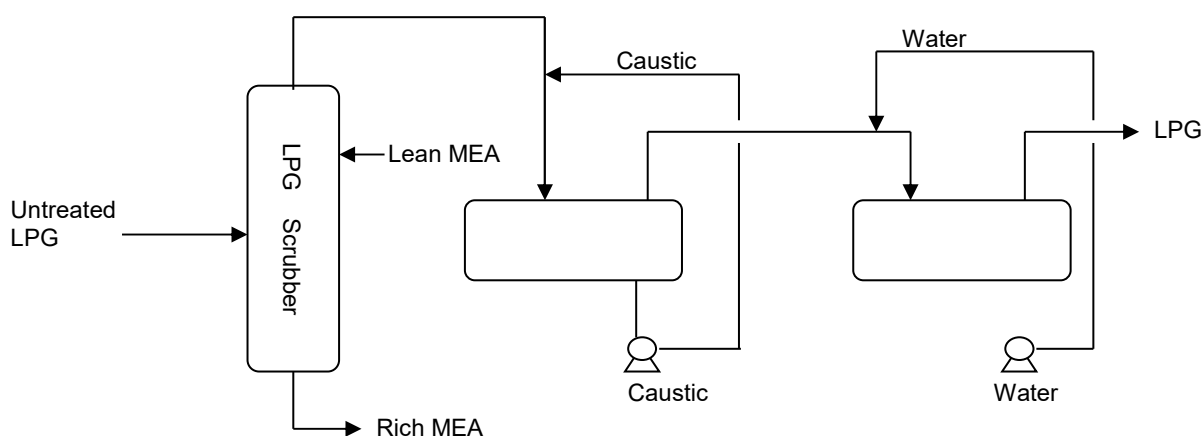
2.7.2.2 การลดปริมาณกำมะถันด้วยกระบวนการ MEROX

ในกระบวนการปรับปรุงคุณภาพด้วยกระบวนการ Merox นี้ เป็นแบบสกัดออก (Extraction) เป็นการสกัดกำมะถันออกจากตัวทำละลาย เนื่องจากกำมะถันในรูปของ Mercaptan ที่มีมวลโมเลกุลต่ำจะละลายได้ในสารละลายที่มีสถานะเป็นต่าง จึงใช้โซเดียมไฮดรอกไซด์ (Caustic) เป็นตัวทำละลาย ซึ่งจะเกิดปฏิกิริยาต่อไปนี้



ในกระบวนการนี้จะมีส่วนที่ปรับสภาพตัวทำละลาย (Regenerate) เพื่อนำตัวทำละลายกลับมาใช้ใหม่อีกครั้งจนกระทั่งไม่สามารถนำกลับมาใช้ได้ หน่วยที่ใช้การปรับปรุงคุณภาพด้วยวิธีนี้คือหน่วยลดปริมาณกำมะถันในก๊าซหุงต้ม

หน่วยลดปริมาณกำมะถันในก๊าซหุงต้ม (LPG Wash Water Treating Unit)



รูปที่ 2.7.8 ภาพแสดงขั้นตอนต่าง ๆ ของหน่วยกำจัดกำมะถันในก๊าซหุงต้ม

ก๊าซหุงต้มจะถูกป้อนเข้าหอ LPG Scrubber เพื่อใช้สารละลายเอมีนกำจัดก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ ออกจาก LPG ก่อนส่งเข้าไปยังหน่วย treating ต่อไป

ภายในหน่วย treating จะมีการใช้สารละลาย caustic ที่มีความเข้มข้นเหมาะสม เพื่อกำจัดปริมาณ ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ที่ยังคงตกค้างอยู่ออกให้หมด หลังจากนั้นจึงจะส่งผ่านไปยังหน่วยต่อไปเพื่อใช้น้ำล้าง caustic ออกจาก LPG ก่อนส่งไปถึงเก็บ

ผลิตภัณฑ์ออกจากหน่วย

ก๊าซหุงต้มที่ผ่านการลดปริมาณกำมะถันจะถูกส่งเข้าถังเก็บเพื่อรอจำหน่ายต่อไป

ของเสียจากหน่วย

Spent Caustic คือ Caustic ที่ผ่านการปรับสภาพและนำกลับไปใช้ใหม่จนไม่สามารถปรับสภาพได้แล้ว จะถูกส่งไปยังหน่วยบำบัด Spent Caustic

2.7.2.3 หน่วยลดปริมาณกำมะถันในก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas Treating Unit)

หน่วยลดปริมาณกำมะถันในก๊าซเชื้อเพลิง เพื่อลดปริมาณกำมะถันในรูปก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) ออกจากก๊าซเชื้อเพลิง เนื่องจากก๊าซนี้เมื่อนำไปใช้เผาไหม้จะกลายเป็นก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ซึ่งจะก่อให้เกิดมลพิษทางอากาศ (ฝนกรด) ดังแสดงในรูปที่ 2.7.9 โดยมีสารป้อนเข้าประกอบด้วย

1. ก๊าซเชื้อเพลิงจากหน่วยลดปริมาณกำมะถัน
2. สารละลาย Amine ที่มีก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (Rich Amine) จากหน่วยลดปริมาณกำมะถันใน Gas Oil (Gas Oil Hydrodesulphurization Unit)

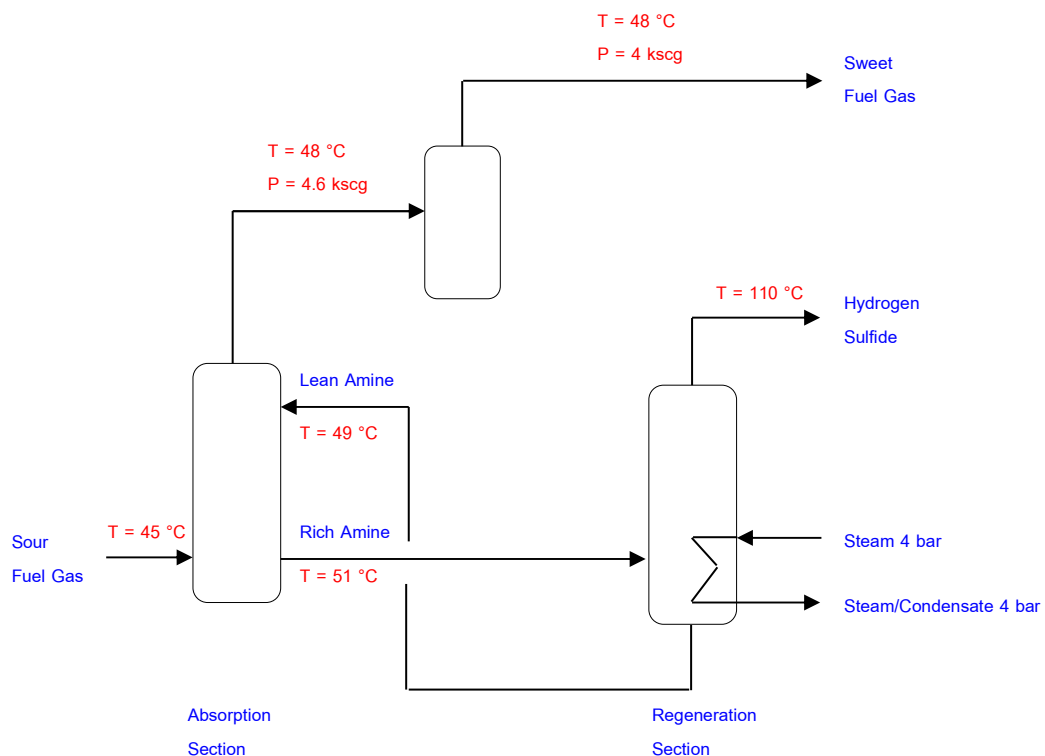
หน่วยนี้แบ่งเป็น 2 ส่วนหลักคือ

1. ส่วนดูดซับก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (Absorption)

ก๊าซเชื้อเพลิงที่ปนเปื้อนด้วยก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์จากหน่วยต่าง ๆ จะมารวมกันที่ท่อรวมก๊าซที่ปนเปื้อนกำมะถัน (Sour Fuel Gas Header) จากนั้นก๊าซจะเข้าสู่หอดูดซับ (Absorber) ซึ่งมีสารละลาย Amine ก๊าซที่ผ่านการดูดซับไฮโดรเจนซัลไฟด์ออกจะไปเข้าที่ Drum เพื่อแยกสารละลาย Amine ที่ตกค้างออกก่อนนำไปใช้เป็นก๊าซเชื้อเพลิงในกระบวนการกลั่นต่อไป

2. ส่วนบำบัดสารละลาย Amine ที่มีก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ปนเปื้อน

สารละลาย Amine ที่ปนเปื้อนก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์จะมาจาก 2 แหล่งด้วยกัน คือ หอดูดซับ (Absorber) และหน่วยลดปริมาณกำมะถันใน Gas Oil (Gas Oil Hydrofiner) จะมารวมกันเพื่อเข้าสู่หอไล่ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (Regenerator) โดยใช้ไอน้ำความดันต่ำในการไล่ก๊าซ ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ความเข้มข้นสูงจะออกที่ยอดหอไปสู่หน่วยผลิตกำมะถันเหลว (Sulphur Recovery Unit) ส่วน Amine ที่ไม่มีกำมะถัน (Lean Amine) จะถูกนำกลับไปใช้ใหม่ที่หอดูดซับ และหน่วยลดปริมาณกำมะถันใน Gas Oil



รูปที่ 2.7.9 ภาพแสดงขั้นตอนต่าง ๆ ของหน่วยลดปริมาณกำมะถันในก๊าซเชื้อเพลิง

ผลิตภัณฑ์ออกจากหน่วย

1. ก๊าซเชื้อเพลิงที่มีกำมะถันต่ำ (Sweet Fuel Gas) จะถูกนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงของหน่วยกลั่นในการให้ความร้อนน้ำมัน หรือผลิตไอน้ำต่อไป
2. สารละลาย Amine ที่ไม่มีกำมะถัน (Lean Amine) จะถูกนำกลับไปใช้ใหม่ที่หอดูดซับ และหน่วยกำจัดกำมะถันใน Gas Oil

ของเสียจากหน่วย

ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ความเข้มข้นสูง จะไปสู่หน่วยผลิตกำมะถันเหลว (Sulphur Recovery Unit) เพื่อแยกกำมะถันออกเป็นกำมะถันเหลว

2.7.2.4 การลดปริมาณกำมะถันออกด้วยกระบวนการไล่ด้วยความร้อน (Stripping)

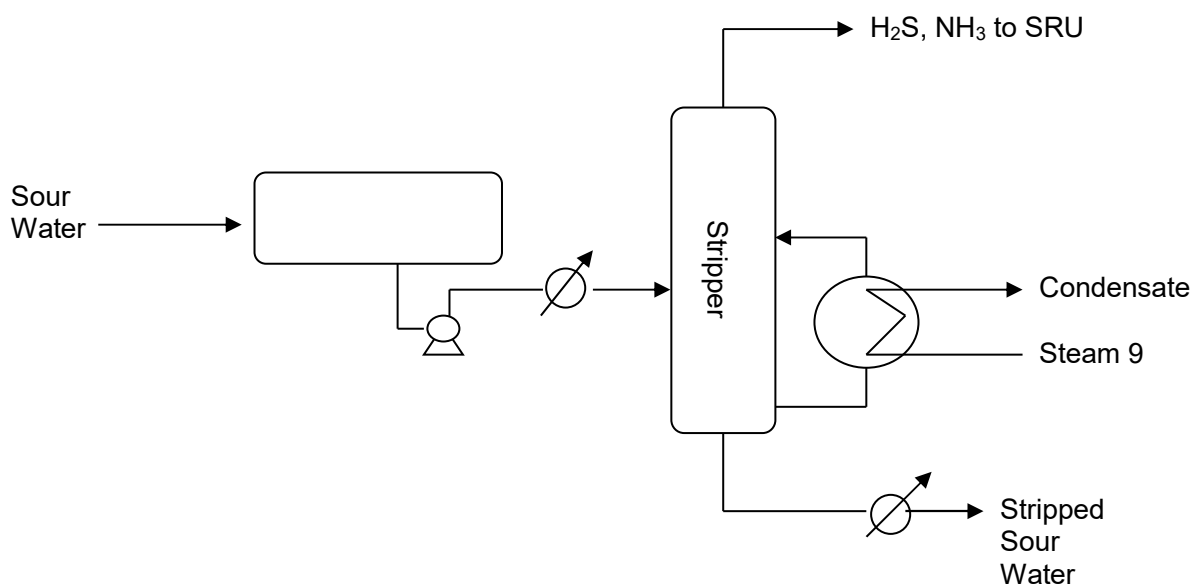
กระบวนการไล่กำมะถันออกด้วยความร้อนนี้จะใช้กับหน่วยที่ต้องการแยกกำมะถันที่อยู่ในรูปก๊าซเบาออกจากสารที่มีจุดเดือดสูงกว่ามาก เนื่องจากก๊าซเบาเหล่านี้จะแยกตัวออกจากอีกสารหนึ่งที่อุณหภูมิสูง หน่วยที่ใช้กระบวนการนี้คือ หน่วยไล่กำมะถันออกจากน้ำ (Sour Water Stripper) ดังมีรายละเอียดดังนี้

หน่วยไล่กำมะถันจากน้ำ (Sour Water Stripper)

หน่วยไล่กำมะถันออกจากน้ำ เพื่อไล่ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์และก๊าซแอมโมเนียจากน้ำที่ได้จากกระบวนการผลิต ดังแสดงในรูปที่ 2.7.10 โดยมีสารป้อนเข้า ได้แก่

1. น้ำที่มาจากหน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบ
2. น้ำที่มาจากหน่วยลดปริมาณกำมะถันในแนฟทา
3. น้ำที่มาจากหน่วยลดปริมาณกำมะถันใน Gas Oil
4. น้ำที่มาจากหน่วย FCCU และ Catalytic Reformer

น้ำที่มาจากทั้ง 4 แหล่งนี้เป็นสารที่มีสารปนเปื้อนด้วยก๊าซแอมโมเนีย และก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์มากกว่า 1,000 ส่วนในล้านส่วน



รูปที่ 2.7.10 ภาพแสดงขั้นตอนต่าง ๆ ของหน่วยไล่กำมะถันออกจากน้ำ

น้ำที่ได้จากทั้ง 4 แหล่งจะมารวมกันที่ Drum ผ่านเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน แล้วเข้าสู่หอไล่ก๊าซ (Stripper) ก๊าซแอมโมเนียและก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ ซึ่งจะถูกไล่ออกที่ยอดหอส่งไปเข้าหน่วยผลิตกำมะถัน ส่วนน้ำที่ก้นหอจะถูกส่งไปยังหน่วยบำบัดน้ำทิ้ง (Waste Water Treating Unit) หรือนำกลับมาใช้ประโยชน์ในหน่วยอื่นๆ เช่น Desalter Unit

ผลิตภัณฑ์ที่ออกจากหน่วย

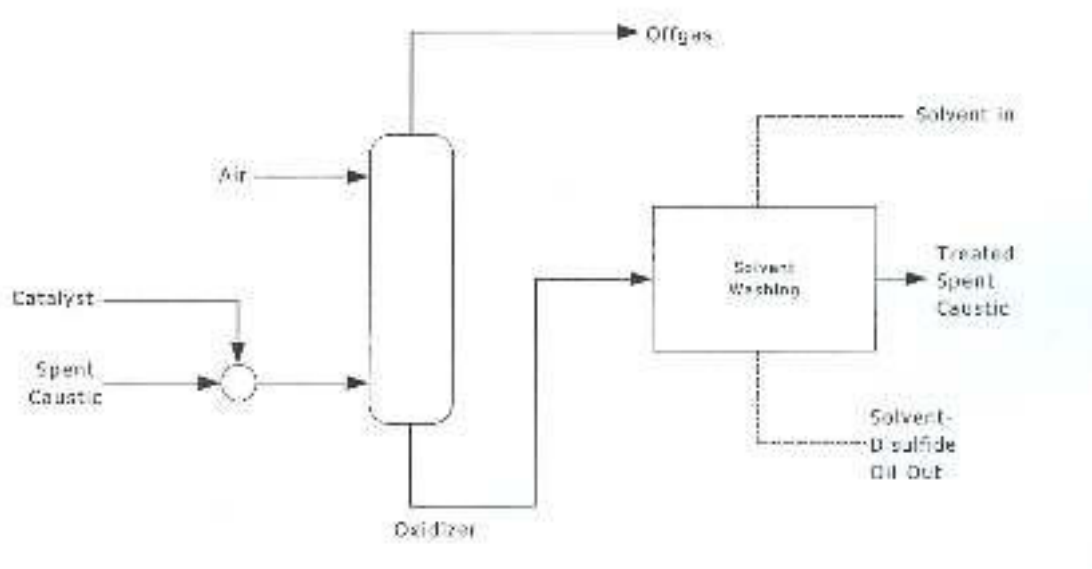
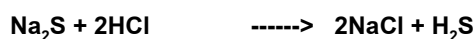
น้ำที่ผ่านการไล่ก๊าซแล้ว จะถูกส่งไปยังหน่วยบำบัดน้ำทิ้ง (Waste Water Treating Unit) หรือนำกลับมาใช้ประโยชน์

ของเสียจากหน่วย

ก๊าซแอมโมเนียและก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ จะถูกส่งไปหน่วยผลิตกำมะถันเหลว

2.7.2.5 การลดปริมาณกำมะถันออกด้วยการเปลี่ยนสภาพความเป็นกรด-ด่าง

กระบวนการไล่กำมะถันออกด้วยการเปลี่ยนสภาพความเป็นกรด-ด่าง ใช้ในหน่วยบำบัด Spent Caustic ซึ่งสามารถอธิบายได้ด้วยสมการเคมีและรายละเอียดของหน่วยดังนี้



รูปที่ 2.7.11 ภาพแสดงขั้นตอนต่าง ๆ ของหน่วยบำบัด Spent Caustic ด้วยปฏิกิริยาออกซิเดชัน

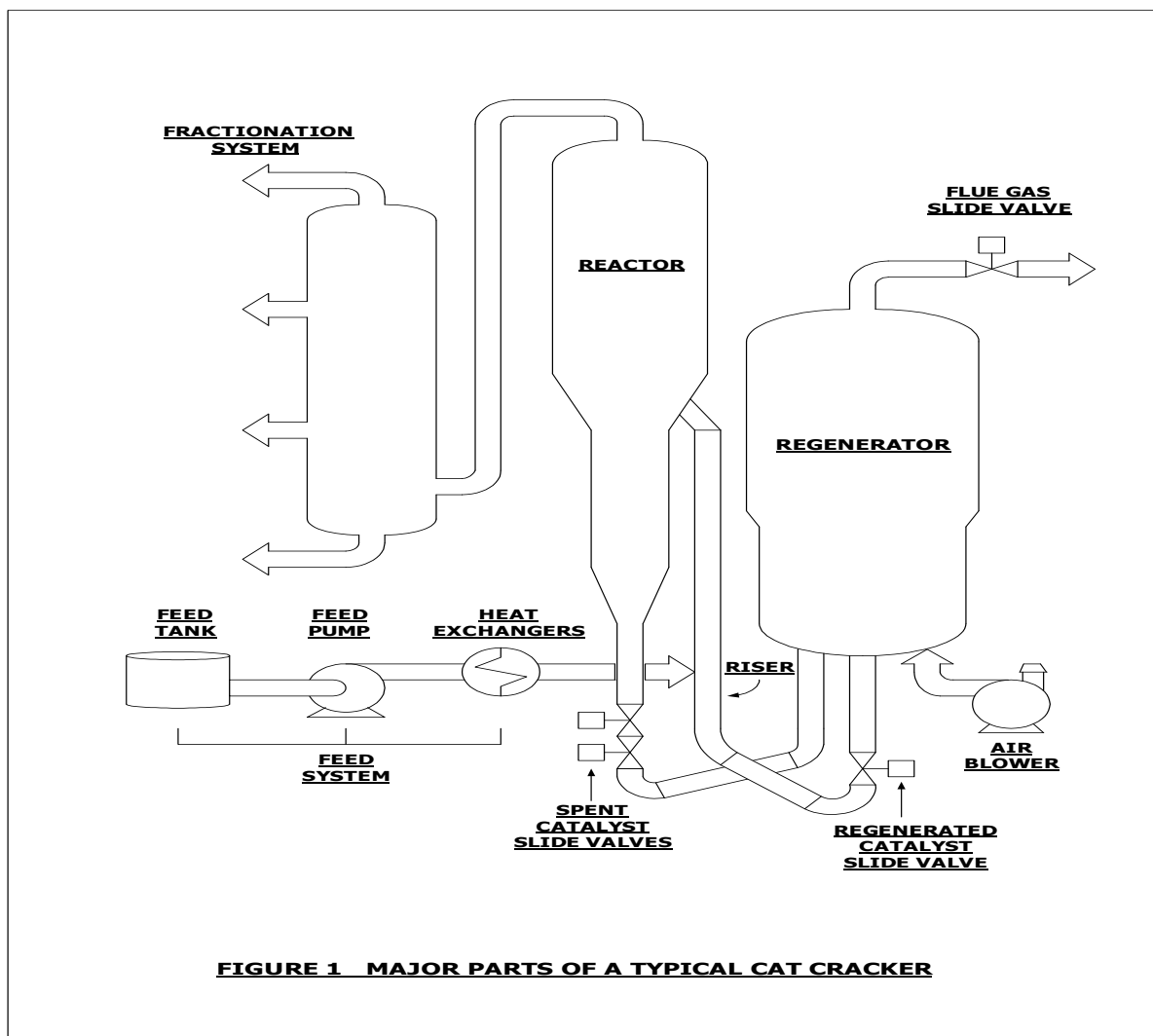
Spent Caustic จะถูกป้อนเข้าสู่หอออกซิไดเซอร์ (Oxidizer) ภายในหอนี้จะมีการเติมอากาศ เพื่อออกซิไดซ์สารประกอบกำมะถันใน Spent Caustic ให้เป็น Sodium Trisulfate เพื่อส่งไปยังหน่วยต่อไป

2.7.3. การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างของน้ำมัน

ค่า Octane ของ Naphtha มีค่าตั้งแต่ประมาณ 69 สำหรับ Light Naphtha จนถึงประมาณ 50 สำหรับ Heavy Naphtha ซึ่งต่ำไปสำหรับเครื่องยนต์ในยุคปัจจุบัน ทำให้มีความจำเป็นต้องเพิ่มค่าออกแทนของ Naphtha ดังกล่าวด้วยการเปลี่ยนโครงสร้าง โดยมีสารเร่งปฏิกิริยาซึ่งประกอบด้วย โลหะ Platinum และ Rhenium

+ หน่วย Fluid Catalytic Cracking (FCC)

หน่วย Fluid Catalytic Cracking หน่วยนี้ใช้ในการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างทางโมเลกุลของ Vacuum Gas Oil และน้ำมันหนัก ให้เป็นน้ำมันเบา และผลิตภัณฑ์ที่มีคุณค่าสูงกว่า ดังแสดงในรูปที่ 2.7.12



รูปที่ 2.7.12 ภาพที่แสดงขั้นตอนต่าง ๆ ของหน่วย Fluid Catalytic Cracking

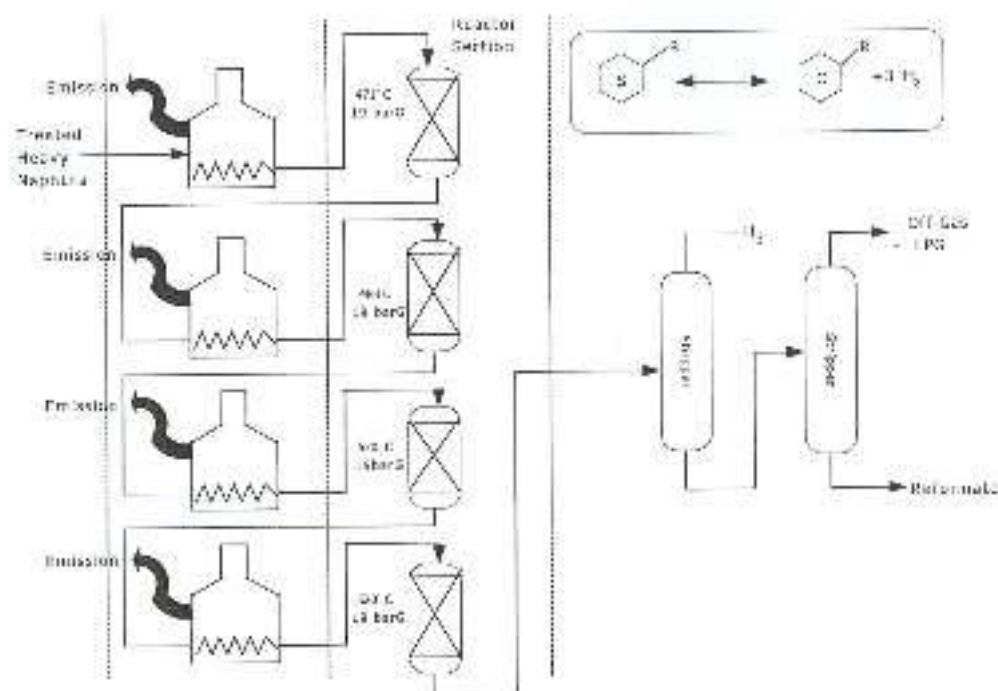
น้ำมันหนักจะผสมกับตัวเร่งปฏิกิริยา (Catalyst) และถูกส่งไปพร้อมกันใน Riser ในระหว่างนี้จะเกิดปฏิกิริยาขึ้นไปพร้อมกัน ก่อนป้อนเข้าสู่ส่วนแยกตัวเร่งปฏิกิริยาออก (Catalyst Stripper) น้ำมันหนักที่ผ่านการทำปฏิกิริยา จะแตกตัวเป็นน้ำมันเบา และป้อนเข้าสู่หอกลั่นแยกเพื่อแยกน้ำมันเบาต่าง ๆ ออกจากกัน

ส่วนตัวเร่งปฏิกิริยาที่ทำปฏิกิริยาแล้ว (Spent Catalyst) เมื่อออกจากส่วนทำปฏิกิริยา (Reaction System) จะถูกส่งไปสู่ส่วนพื้นสภาพตัวเร่งปฏิกิริยา (Reaction System) อย่างต่อเนื่อง โดยป้อนความร้อน และอากาศเข้าร่วมเพื่อเผาไหม้ผง

ถ่าน (Coke) ที่ติดมากับตัวเร่งปฏิกิริยาอย่างสมบูรณ์ ตัวเร่งปฏิกิริยาที่ผ่านการฟื้นฟูแล้วจะวนกลับไปสู่ส่วนทำปฏิกิริยาเพื่อทำปฏิกิริยาและวนไปมาเช่นนี้อย่างต่อเนื่อง

2.7.4 หน่วยรีฟอร์มเมอร์ (Continuous Catalytic Reformer – CCR)

หน่วยรีฟอร์มเมอร์ เพื่อเพิ่มค่าออกเทน (Octane Number) ในส่วนของเนฟทาหนักที่ผ่านการลดปริมาณกำมะถันแล้ว (Treated Heavy Naphtha) ซึ่งจะมีค่าออกเทนต่ำประมาณ 50 - 55 ขึ้นเป็นประมาณ 96 - 98 โดยเปลี่ยนโครงสร้างโมเลกุลของเนฟทาหนักจากเส้นตรง ให้เป็นโครงสร้างโมเลกุลแบบวง ดังแสดงในรูปที่ 2.7.12 โดยมีสารป้อนเข้า คือ เนฟทาหนักที่ผ่านการลดปริมาณกำมะถันแล้ว (Treated Heavy Virgin Naphtha) ซึ่งมีค่าออกเทนประมาณ 50 - 55



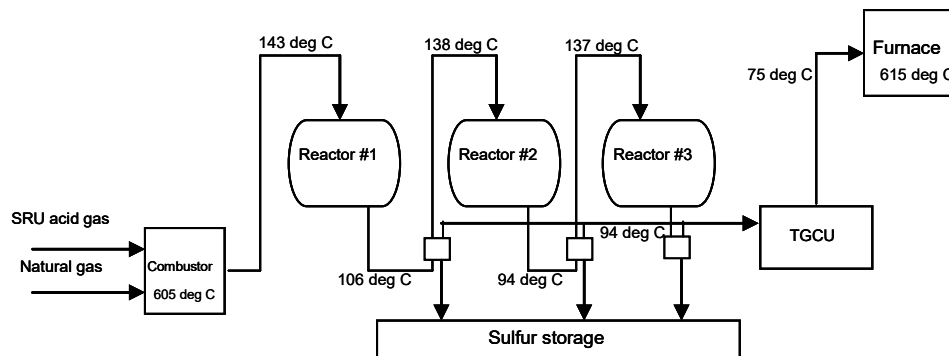
รูปที่ 2.7.13 ภาพที่แสดงขั้นตอนต่าง ๆ ของหน่วย รีฟอร์มเมอร์

เนฟทาหนักจากหน่วยลดปริมาณกำมะถันในเนฟทา (Naphtha Hydrofiner) จะรวมเข้ากับก๊าซไฮโดรเจน จากนั้นของผสมจะถูกส่งเข้าสู่เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนจนมีอุณหภูมิพอเหมาะในการทำปฏิกิริยารีฟอร์มเมอร์ในรีแอคเตอร์ ผลิตภัณฑ์ที่ได้เป็น (1) ไฮโดรคาร์บอนที่มีสารออกเทนสูงประมาณ 96-98 % และ (2) ก๊าซไฮโดรเจน

ก๊าซ hydrogen (H₂) ที่ผลิตได้จากกระบวนการผลิต (Continuous Catalytic Reforming) ได้มีการนำไปใช้ต่อในหน่วยการผลิตอื่นๆ จึงไม่ได้มีรายงานแสดงผลการจัดเก็บ

2.7.5 หน่วยผลิตกำมะถันเหลว (Sulfur Recovery Plant -- SRU)

หน่วยผลิตกำมะถันเหลวทำหน้าที่เปลี่ยนก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ความเข้มข้นสูงให้เป็นกำมะถันเหลวและก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ความเข้มข้นต่ำ



รูปที่ 2.7.14 ภาพแสดงขั้นตอนการผลิตกำมะถันเหลว

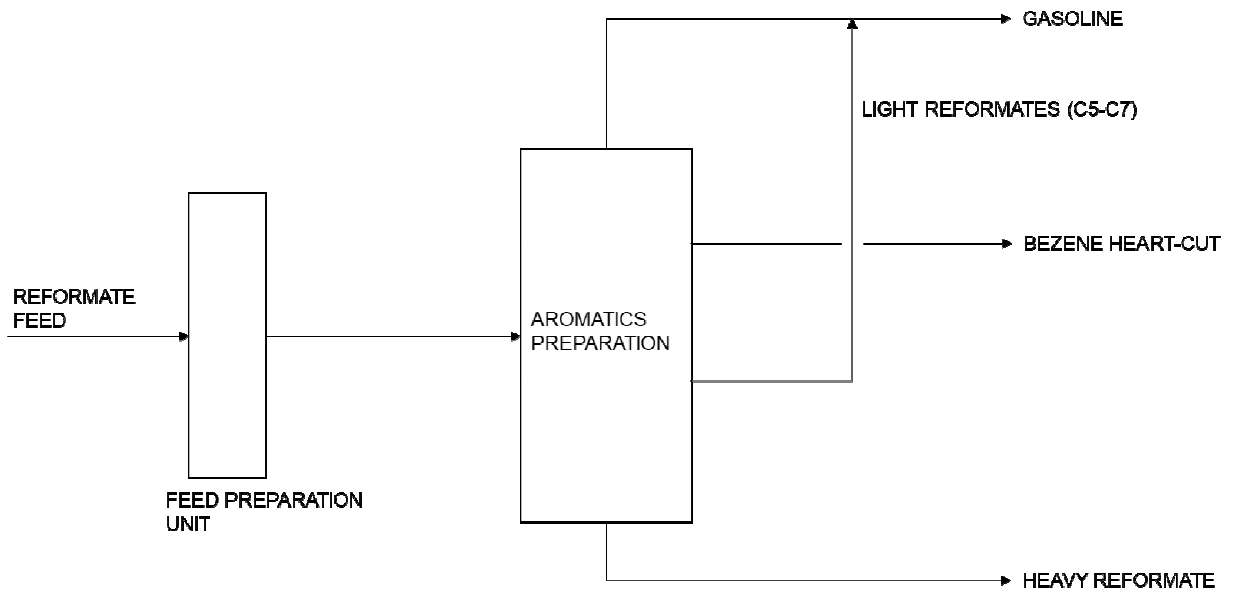
ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ความเข้มข้นสูงจะส่งมายังเตาเผาในหน่วยแยกกำมะถันเหลว ผลผลิตจากเตาเผาจะได้เป็นไอซัลเฟอร์, ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์และซัลเฟอร์ไดออกไซด์ความเข้มข้นต่ำซึ่งจะถูกส่งไปบำบัดอีกครั้งที่หน่วยทำความสะอาดก๊าซ (TGCU) ก่อนที่จะปล่อยเข้าเตาเผาสุดท้ายและปล่อยออกสู่บรรยากาศ

2.7.6 หน่วยผลิตอะโรมาติกส์

หน่วยผลิตอะโรมาติกส์ประกอบด้วย 5 หน่วย คือ

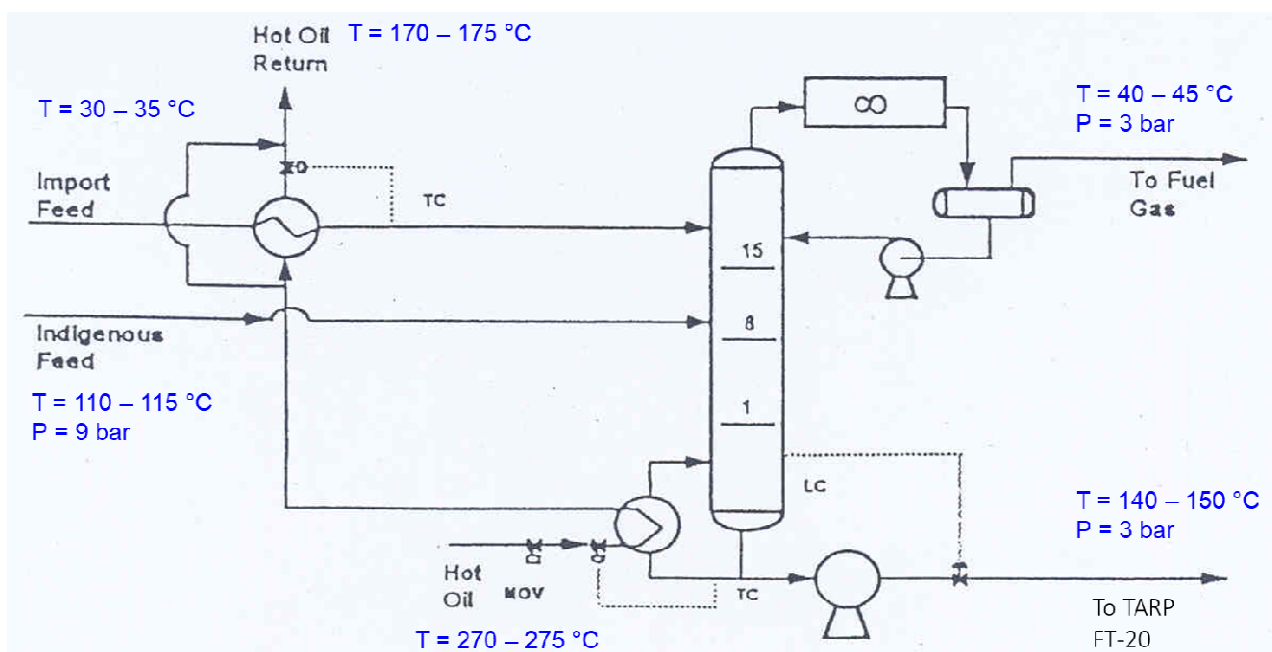
- + หน่วยเตรียมสารป้อน (Feed Preparation Unit)
- + หน่วยแยกสารอะโรมาติกส์ (Aromatics Fractionation Unit)
- + หน่วยพาเร็กซ์ (Parex Unit)⁽¹⁾
- + หน่วยไซลีนไอโซเมอไรเซชัน (Xylenes Isomerization Unit)⁽¹⁾ และ
- + หน่วยน้ำมันเพิ่มความร้อน (Hot Oil Unit)

หมายเหตุ: ⁽¹⁾ หน่วยการผลิตหยุดการผลิตชั่วคราว



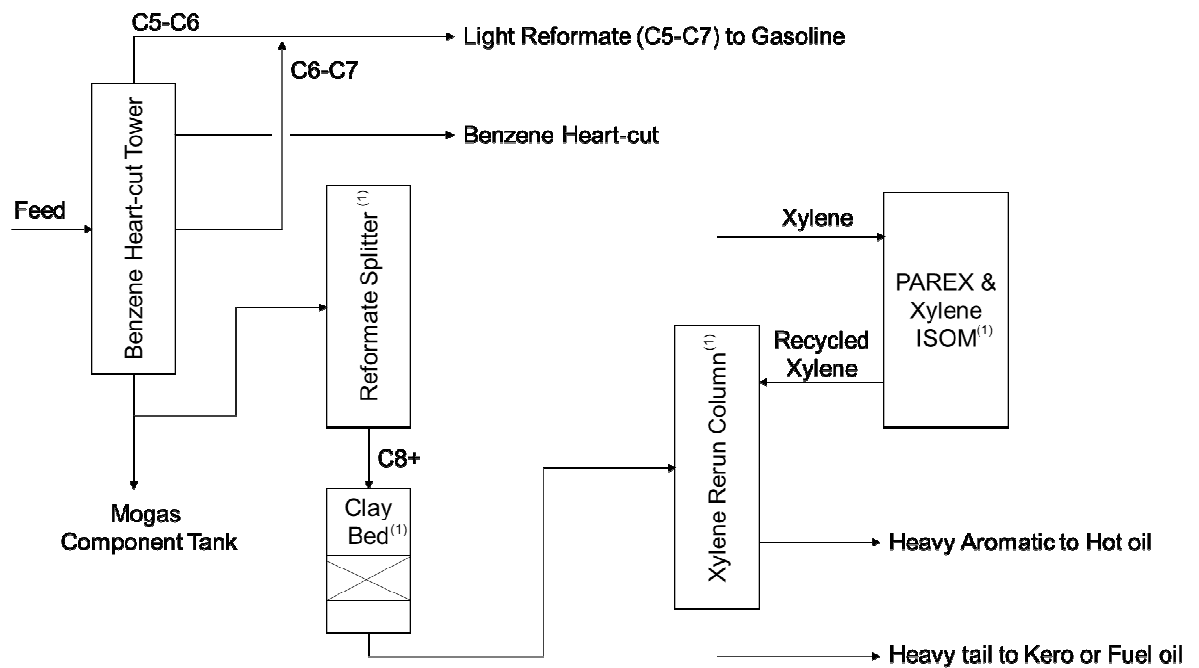
รูปที่ 2.7.15 หน่วยผลิตอะโรมาติกส์

+ หน่วยเตรียมสารป้อน จะทำหน้าที่แยกสารประกอบไฮโดรคาร์บอนเบาพวกบิวเทน (Butane) ออกจากน้ำมันรีฟอร์มเมต จากหน่วยเพิ่มค่าออกเทนหรือรีฟอร์มเมต และทำการแยกอากาศหรือออกซิเจนซึ่งปนมากับน้ำมันรีฟอร์มเมตที่นำเข้าจากต่างประเทศ เพื่อเพิ่มอายุการใช้งานของแคตตาไลสต์ (Catalyst) ที่ใช้ในหน่วยผลิตอะโรมาติกส์



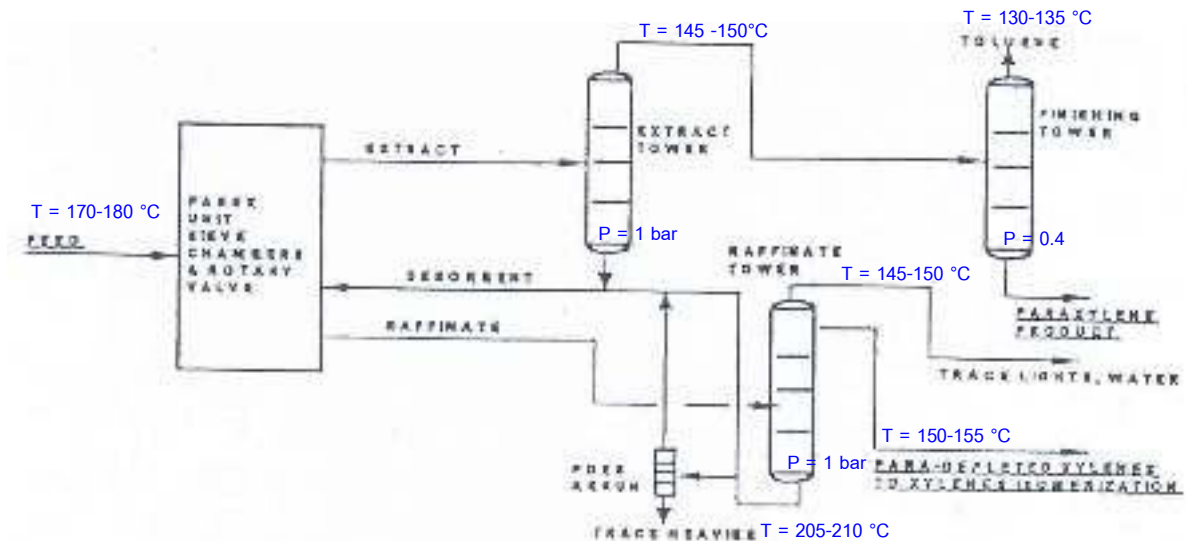
รูปที่ 2.7.16 หน่วยเตรียมสารป้อน

+ **หน่วยกลั่นแยกอะโรมาติกส์** จะทำการแยกสารประกอบไฮโดรคาร์บอนในน้ำมันรีฟอร์มเมตตามคาร์บอนอะตอม คาร์บอนอะตอมที่เบากว่าอะตอม C6 จะออกที่ส่วนบนหอกลั่นซึ่งสุดท้ายจะไปรวมกับคาร์บอนอะตอม C7 (Toluene) ซึ่งจะนำมาเป็นส่วนผสมในน้ำมันเบนซิน ส่วนคาร์บอนอะตอม C₈ - C₁₀ จะออกที่ก้นหอเพื่อนำมาเป็นส่วนผสมในน้ำมันเบนซินเช่นกัน คาร์บอนอะตอม C6 (benzene) จะถูกกลั่นแยกออกจาก reformate เพื่อทำให้ light reformate และ heavy aromatic ที่จะนำไปผสมเป็นน้ำมันเบนซินมีสารเบนซินลดลง จึงทำให้น้ำมันเบนซินที่ผลิตได้มีสารเบนซินไม่เกินร้อยละ 1.0 โดยปริมาตร



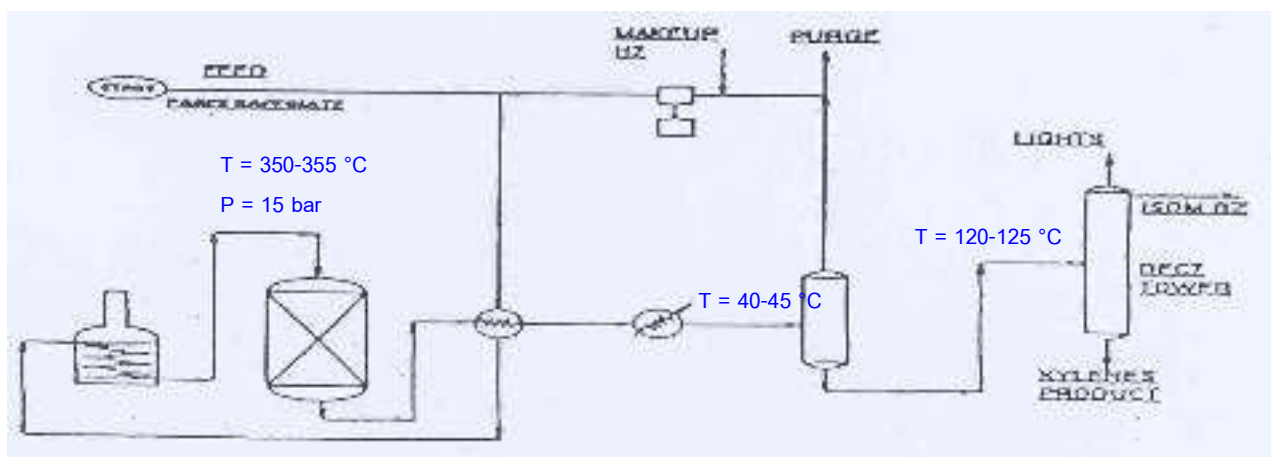
รูปที่ 2.7.17 หน่วยกลั่นแยกอะโรมาติกส์

+ **หน่วยผลิตพาราไซลีนบริสุทธิ์⁽¹⁾** จะทำหน้าที่แยกสารพาราไซลีนบริสุทธิ์ (Paraxylene) ออกจาก C₈โมเลกุลสำหรับไซลีนที่เหลือจะถูกส่งต่อไปยังหน่วยผลิตพาราไซลีนไอโซเมโรเซชัน



รูปที่ 2.7.18 หน่วยผลิตพาราไซลีนบริสุทธิ์

+ หน่วยผลิตพาราไซลีนไอโซเมอไรเซชัน⁽¹⁾ จะทำการเปลี่ยนโครงสร้างของ C₈ โมเลกุลของไซลีนที่อยู่ในรูปของ ออโทไซลีน และเบตาไซลีน ให้อยู่ในรูปของผลิตภัณฑ์พาราไซลีนบริสุทธิ์



รูปที่ 2.7.19 หน่วยผลิตพาราไซลีนไอโซเมอไรเซชัน

+ หน่วยน้ำมันเพิ่มความร้อน เป็นระบบปิด (closed loop) โดยหลังจากรับความร้อนจากเตาเผา ความร้อนที่ได้ จะถูกนำไปให้กับหน่วยเตรียมสารป้อน (Feed Preparation Unit) และหน่วยแยกสารอะโรมาติกส์ (Aromatics Fractionation Unit)

หมายเหตุ: ⁽¹⁾ หน่วยการผลิตหยุดการผลิตชั่วคราว

2.7.7 การผลิตตัวทำละลาย (Thailand fuilid plant; TPF)

มีหน้าที่แปรสภาพ light virgin naphtha และ kerosene บางส่วนที่ได้จากกระบวนการกลั่นน้ำมันดิบให้กลายเป็นเฮกเซนและตัวทำละลาย (solvent) ซึ่งสามารถนำไปจำหน่ายให้กับลูกค้าเพื่อนำไปใช้ในอุตสาหกรรมต่าง ๆ เช่น สกัดน้ำมันพืช ผลิตยางรถยนต์ ผสมสีน้ำมันหล่อลื่น เป็นต้น

2.7.8 การผสมผลิตภัณฑ์

การผสมผลิตภัณฑ์นี้จะเกิดขึ้นเป็นขั้นตอนสุดท้ายในกระบวนการกลั่นน้ำมัน ผลิตภัณฑ์ที่สำเร็จรูปตั้งแต่ 2 ชนิดขึ้นไป จะนำมาผสมกันโดยอาจมีการเติมสารปรุงแต่งคุณภาพด้วย เพื่อให้ได้ผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปที่มีคุณภาพตามมาตรฐานกำหนด ตัวอย่าง เช่น การนำเนปธาเบา รีฟอร์มเมต Heavy Aromatics และ Cat Naphtha มาผสมกันในอัตราที่เหมาะสม พร้อมเติมสีที่ต้องการก็จะได้น้ำมันเบนซินและน้ำมันแก๊สโซฮอล์พื้นฐาน ส่วนผลิตภัณฑ์น้ำมันก๊าดที่ออกจากหน่วยลดปริมาณกำมะถัน เมื่อนำมาเติมสารปรุงแต่งคุณภาพก็จะได้น้ำมันเครื่องบินไอพ่น

นอกเหนือจากหน่วยการกลั่นน้ำมันในโรงงานแล้ว กระบวนการผลิตยังประกอบด้วยระบบ, อุปกรณ์ เครื่องมือ และแหล่งพลังงานต่าง ๆ ที่สนับสนุนการผลิตน้ำมัน ได้แก่

- (1) Heat Exchanger Cooler and Process Heaters
- (2) Steam Generation
- (3) Pressure relief and Flare System
- (4) Waste Water Treatment
- (5) Cooling Towers
- (6) Electric Powers
- (7) Gas and Air Compressor
- (8) Marine, Tank Truck and Tank Loading and Unloading
- (9) Turbines
- (10) Pumps, Pipelines and Valves
- (11) Tank Storage
- (12) Maintenance

ตารางที่ 2.7.1

รายละเอียดกระบวนการผลิตซึ่งแสดงหน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่าง ๆ ในปัจจุบัน

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่าง ๆ ในปัจจุบัน
1. ส่วนการกลั่น (Distillation section)	<ul style="list-style-type: none"> - ทำหน้าที่กลั่นแยกน้ำมันให้เป็นสารไฮโดรคาร์บอนที่มีขนาดโมเลกุลแตกต่างกัน พร้อมทั้งมีการปรับปรุงคุณภาพและ/หรือกำจัดสารเจือปน (เช่น กำมะถัน เบนซีน เป็นต้น) ก่อนนำไปผลิตเป็นน้ำมันสำเร็จรูปชนิดต่าง ๆ ที่มีคุณภาพตามข้อกำหนดของกรมธุรกิจพลังงาน เช่น ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) น้ำมันก๊าด (kerosene) น้ำมันเบนซิน (gasoline) น้ำมันดีเซล (diesel) น้ำมันเตา (fuel oil) เป็นต้น - หน่วยหลักของส่วนการผลิตนี้ประกอบด้วย หอกลั่นน้ำมันดิบ หอกลั่นสุญญากาศ หอกลั่นในหน่วยแปรสภาพน้ำมันหนักให้เป็นน้ำมันเบา หน่วยและหอกลั่นแยกต่าง ๆ เพื่อให้มีความบริสุทธิ์มากขึ้น
1.1 หน่วยกลั่นน้ำมันดิบ(Crude Distillation Unit) (โรงกลั่นฯ เรียกว่า Atmospheric pipe still หรือ APS)	<ul style="list-style-type: none"> - มีหน้าที่กลั่นแยกน้ำมันดิบให้เป็นสารไฮโดรคาร์บอนที่มีขนาดโมเลกุลแตกต่างกันที่สภาวะความดันบรรยากาศโดยอาศัยจุดเดือดที่แตกต่างกัน - ปัจจุบันมีหอกลั่นน้ำมันดิบ 2 ชุด คือ APS-1 และ APS-2 (วางขนานกัน) โดยแยกเป็นสายการผลิตที่ 1 และ 2 ตามลำดับ - การทำงานของหน่วยกลั่นน้ำมันดิบมีขั้นตอนดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> * น้ำมันดิบจะผ่านกระบวนการแยกเกลือก่อนป้อนเข้าหอกลั่นน้ำมันดิบเพื่อป้องกัน fouling และ corrosion ในอุปกรณ์การผลิต น้ำมันดิบจะถูกป้อนเข้าสู่อุปกรณ์แยกเกลือด้วยกระแสไฟฟ้า (desalter) และล้างด้วยน้ำ ทำให้เกลือที่ปนเปื้อนในน้ำมันดิบละลายน้ำ หลังจากนั้นปล่อยให้มีการแยกชั้นระหว่างน้ำและน้ำมัน สำหรับน้ำที่ถูกแยกชั้นอยู่ด้านล่างจะถูกระบายเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียต่อไป * น้ำมันดิบที่ผ่านการแยกเกลือจะถูกป้อนเข้าสู่ furnace เพื่อเพิ่มอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 320-400 °C หลังจากนั้นจะถูกป้อนเข้าสู่หอกลั่นน้ำมันดิบ เพื่อทำการกลั่นที่อุณหภูมิของจุดเดือดของสารไฮโดรคาร์บอนที่ถูกแยกเรียงลำดับจากด้านบนลงล่างของหอกลั่นน้ำมันดิบ มีรายละเอียดดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> + naphtha (C₁-C₁₂) ถูกแยกออกด้านบนของหอ ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 130-170 °C และถูกป้อนเข้าสู่หน่วยกำจัดกำมะถันที่เรียกว่า naphtha hydrofiner (NHF) หลังจากนั้นถูกป้อนเข้าสู่หอกลั่นน้ำมันส่วนเบา เพื่อทำการกลั่นแยก fuel gas, LPG, light virgin naphtha และ heavy

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่าง ๆ ในปัจจุบัน
	<p>virgin naphtha ส่วนที่เป็น heavy virgin naphtha จะถูกนำไปผลิตเป็นน้ำมันเบนซินและสารอะโรมาติกส์</p> <p>+ <u>น้ำมันก๊าด หรือ kerosene</u> ($C_{10} - C_{15}$) ถูกแยกออกจากที่ระดับความสูงต่ำลงมา ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 170-220 °C) ก่อนป้อนเข้าสู่หน่วยกำจัดกำมะถันที่เรียกว่า kerosene hydrofiner (KHF) หลังจากนั้นถูกนำไปผลิตเป็นน้ำมันเครื่องบิน</p> <p>+ <u>gas oil</u> ($C_{13} - C_{40}$) 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>+ <u>atmospheric resid</u> เป็นสารไฮโดรคาร์บอนที่ถูกแยกออกที่ด้านล่างของหอกลั่นน้ำมันดิบ ซึ่งบางส่วนจะถูกส่งไปยังหน่วยกลั่นสุญญากาศ ส่วนแปรสภาพน้ำมันหนักให้เป็นน้ำมันเบา และนำไปผสมเพื่อผลิตเป็นน้ำมันเตา</p>
1.2 การกลั่นแยกน้ำมันส่วนเบาออกจาก naphtha (fuel gas และ LPG)	<p>- naphtha ที่ถูกกำจัดกำมะถันด้วย NHF แล้ว ถูกป้อนเข้าสู่หอกลั่น 3 ชุด ดังนี้</p> <p>* Deethanizer เป็นหอกลั่นแยก fuel gas ออกจาก naphtha (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 50-180 °C ที่ความดัน 150-200 psig) fuel gas ถูกแยกออกที่ด้านบนของหอ ก่อนป้อนเข้าสู่หน่วยกำจัดกำมะถันที่เรียกว่า fuel gas scrubbers & MEA regenerator และนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงภายในโรงกลั่นฯ ส่วน naphtha ถูกแยกออกที่ด้านล่างของหอ และป้อนเข้าสู่ debutanizer</p> <p>* Debutanizer เป็นหอกลั่นแยก LPG ออกจาก naphtha (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 100-200 °C ที่ความดัน 140-180 psig) LPG ถูกแยกออกที่ด้านบนของหอ ก่อนป้อนเข้าสู่หน่วยกำจัดกำมะถันที่เรียกว่า LPG treating facilities) และนำเข้าถึงเก็บกักเพื่อรอจำหน่ายต่อไป ส่วน naphtha จะถูกแยกออกด้านล่างของหอ และป้อนเข้าสู่ naphtha splitter</p> <p>* Naphtha splitter เป็นหอกลั่นแยก naphtha ออกเป็น light virgin naphtha และ heavy virgin naphtha (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 80-200 °C ที่ความดัน 30-70 psig) light virgin naphtha จะถูกแยกออกด้านบนของหอ ก่อนนำไปผลิตน้ำมันเบนซิน ส่วน heavy virgin naphtha ถูกแยกออกด้านล่างของหอ และป้อนเข้าสู่ขั้นตอน continuous catalytic reforming</p>

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่าง ๆ ในปัจจุบัน
1.3 หอกลั่นสุญญากาศ (vacuum distillation unit; VDU)	<ul style="list-style-type: none"> - มีหน้าที่กลั่นแยกสารไฮโดรคาร์บอนโมเลกุลใหญ่ออกจาก atmospheric resid (จากกันหอกลิ้นน้ำมันดิบ) ก่อนป้อนเข้าสู่ส่วนแปรสภาพน้ำมันหนักให้เป็นน้ำมันเบา (fluidized catalytic cracking unit; FCCU) ต่อไป เหตุผลที่ต้องกลั่นภายใต้สุญญากาศเพื่อลดจุดเดือดซึ่งป้องกันการเกิด thermal cracking - เริ่มจากป้อน atmospheric resid ที่ได้จากหอกลั่นน้ำมันดิบ 2 เข้าสู่ furnace เพื่อเพิ่มอุณหภูมิก่อนป้อนเข้าสู่หอกลั่นสุญญากาศ (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 350-450 °C และความดัน 28-35 mmHg ซึ่ง vacuum gasoil (ผลิตภัณฑ์) จะถูกแยกออกด้านข้างของหอก่อนป้อนเข้าสู่ส่วนแปรสภาพน้ำมันหนักให้เป็นน้ำมันเบาต่อไป ส่วนน้ำมันหนักที่เหลืออยู่กันหอกถูกแยกเพื่อนำไปผลิตเป็น fuel oil และ asphalt (ผลิตภัณฑ์)
2 หน่วยกำจัดกำมะถันในกระบวนการกลั่น	
2.1 หน่วยกำจัดกำมะถันออกจาก fuel gas (fuel gas scrubber & MEA regenerator)	<ul style="list-style-type: none"> - ทำหน้าที่กำจัดกำมะถันออกจาก fuel gas (ควบคุมสัดส่วนกำมะถันใน fuel gas ไม่เกิน 100 ppm) ก่อนนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงของ furnace ต่างๆ ภายในโรงกลั่น - เป็นการกำจัดกำมะถันในรูป H_2S ที่ปนเปื้อนใน fuel gas โดยใช้กลไกการดูดซับให้ละลายในของเหลว Monoethanolamine (MEA) มีหลักการทำงานดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> + fuel gas scrubber ทำหน้าที่ดูดซับ ก๊าซ H_2S ด้วย MEA เริ่มจากการป้อน fuel gas ที่ด้านล่างของ scrubber ในขณะเดียวกันก็โปรยของเหลว MEA ที่ด้านบนให้สวนทาง และสัมผัสกับ fuel gas ทำให้ก๊าซ H_2S ละลายใน MEA สำหรับของเหลว MEA ที่มีก๊าซ H_2S ละลายอยู่มาก เรียกว่า rich H_2S MEA จะถูกดึงออกที่ด้านล่างของ scrubber และถูกนำเข้า MEA regenerator ต่อไปเพื่อแยก H_2S ออกจาก MEA ก่อนหมุนเวียน lean H_2S MEA กลับไปใช้ใหม่ที่ fuel gas scrubber อีกครั้ง ส่วน fuel gas ที่ผ่านการกำจัด H_2S แล้วถูกดึงออกด้านบนของ fuel gas scrubber ก่อนนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงภายในโรงกลั่นฯ ต่อไป

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่าง ๆ ในปัจจุบัน
	<p>+ MEA regenerator มีหน้าที่แยก H_2S ออกจากของเหลว rich H_2S MEA โดยการเพิ่มอุณหภูมิให้กับของเหลว MEA (โดยใช้ไอน้ำเป็นแหล่งความร้อน) ทำให้ความสามารถในการละลาย H_2S ลดลงและถูกแยกออกจาก MEA ในรูปก๊าซ H_2S ก่อนถูกป้อนเข้าสู่ sulfur recovery unit เพื่อนำไปเป็นวัตถุดิบในการผลิตกำมะถันเหลวต่อไป (เป็นผลิตภัณฑ์พลอยได้ของโรงกลั่นฯ)</p>
<p>2.2 หน่วยกำจัดกำมะถันออกจาก LPG (LPG treating facilities)</p>	<p>- ทำหน้าที่กำจัดกำมะถันออกจาก LPG ที่ได้จาก crude distillation section และ fluidized catalytic cracking unit; FCCU (ควบคุมสัดส่วนกำมะถันไม่เกิน 150 ppm) ก่อนนำไปจำหน่ายต่อไป เนื่องจาก LPG ที่ได้จากทั้งสองแหล่งข้างต้นมีการปนเปื้อนกำมะถันในรูปแบบที่แตกต่างกัน ทำให้ขั้นตอนการกำจัดแตกต่างกันด้วย</p>
<p>2.3 การกำจัดกำมะถันออกจาก LPG ที่ได้จาก crude distillation section (LPG scrubber-1 & MEA regenerator)</p> <p>- การกำจัดกำมะถันออกจาก LPG ที่ได้จาก FCCU (LPG scrubber-2 & MEA regenerator และ LPG merox treating unit)</p>	<p>- LPG จาก crude distillation section มีการปนเปื้อนกำมะถันเฉพาะในรูป H_2S การกำจัด H_2S จึงใช้กลไกการดูดซับ ให้ละลายใน MEA โดยป้อนเข้าสู่ LPG scrubber-1 rich H_2S MEA จะถูกดึงออกที่ด้านล่างของ scrubber และถูกนำเข้าสู่ MEA regenerator ต่อไปเพื่อแยก H_2S ออกจาก MEA ก่อนหมุนเวียน lean H_2S MEA กลับไปใช้ใหม่ คล้ายกับการกำจัดกำมะถันใน fuel gas</p> <p>- LPG จาก FCCU มีการปนเปื้อนกำมะถันทั้งในรูปของ H_2S และ mercaptan จึงแบ่งการกำจัดกำมะถันออกเป็น 2 ขั้นตอน ดังนี้</p> <p>* การกำจัด H_2S โดยใช้กลไกการดูดซับด้วย MEA ด้วย โดยป้อนเข้าสู่ LPG scrubber-2 rich H_2S MEA จะถูกดึงออกที่ด้านล่างของ scrubber และถูกนำเข้าสู่ MEA regenerator ต่อไปเพื่อแยก H_2S ออกจาก MEA ก่อนหมุนเวียน lean H_2S MEA กลับไปใช้ใหม่ ซึ่งการทำงานคล้ายกับการกำจัดกำมะถันใน fuel gas (ดังที่กล่าวแล้วในลำดับ 2.1) ปริมาณ H_2S ที่ปนเปื้อนจะมีปริมาณลดลง LPG จะถูกป้อนเข้าสู่ หน่วย merox treating unit เพื่อทำการกำจัด mercaptan ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้</p> <p>+ การแยก mercaptan ออกจาก LPG - ใช้กลไก extraction ด้วย caustic ใน extraction tower ทำให้ mercaptan ละลายใน caustic ก่อนถูกแยกออกที่ด้านล่างและเข้าสู่ oxidizer ต่อไป ส่วน LPG ที่ถูกแยก mercaptan ออกแล้ว จะออกทางด้านบนของหอ และนำไปจำหน่ายต่อไป</p>

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่าง ๆ ในปัจจุบัน
	<p>+ การทำปฏิกิริยา - caustic ที่มี mercaptan ปนเปื้อนจาก extraction tower จะถูกป้อนเข้า oxidizer ซึ่งมีการป้อนอากาศเข้าไปด้วย ทำให้เกิดปฏิกิริยาออกซิเดชันมีผลทำ mercaptan เปลี่ยนรูปเป็น disulfide oil</p> <p>+การแยก disulfide ออกจาก caustic caustic จาก oxidizer ถูกป้อนเข้าสู่ disulfide oil separator ทำให้ disulfide oil แยกชั้นอยู่ ส่วนบน disulfide oil จะถูกป้อนกลับ เข้าสู่ FCCU อีกครั้ง เพื่อทำการแยก sulfur เพื่อป้อนเข้าสู่ sulfur recovery unit ต่อไป ส่วน caustic ที่แยกชั้นอยู่ด้านล่างจะถูกหมุนเวียนกลับไปใช้ที่ extraction tower ต่อไป</p>
<p>2.4 หน่วยกำจัดกำมะถันโดยใช้ปฏิกิริยาเติมไฮโดรเจน</p> <p>2.4.1 หน่วยกำจัดกำมะถันออกจาก naphtha (Naphtha Hydrofiner; NHF)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - ทำหน้าที่กำจัดกำมะถันออกจาก naphtha (ที่ได้จากของหากลั่นน้ำมันดิบ) ก่อนกลั่นแยก fuel gas และ LPG ออกจาก naphtha - ปัจจุบันมีหน่วยกำจัดกำมะถันออกจากแนฟทา (NHF) 2 หน่วย คือ NHF-1 และ NHF-2 (ทำงานขนานกัน) โดยแยกเป็นสายการผลิตที่ 1 และ 2 ตามลำดับ - การทำงานของ NHF มีขั้นตอนดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> * naphtha พร้อมกับก๊าซที่มีไฮโดรเจนเป็นองค์ประกอบหลัก หรือ hydrogen rich gas (เป็นผลจากขั้นตอน catalytic reforming ที่มีหน้าที่เปลี่ยนรูป naphtha ให้กลายเป็น reformat ซึ่งดูเพิ่มเติมได้ที่ลำดับที่ 3) จะถูกป้อนเข้าสู่ปฏิกิริยาที่บรรจุด้วยสารเร่งปฏิกิริยาที่มี cobalt-molybdenum และ nickel-molybdenum เป็นองค์ประกอบหลัก (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 250-320 °C ที่ความดันประมาณ 285-400 psig) เพื่อเปลี่ยนกำมะถันในรูปของสารอินทรีย์ ให้กลายเป็นก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H₂S) ก่อนป้อนเข้าสู่หากลั่นแยกลำดับต่อไป เพื่อแยก fuel gas และ LPG ออกจาก naphtha

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่าง ๆ ในปัจจุบัน
<p>2.4.2 หน่วยกำจัดกำมะถันออกจากน้ำมันก๊าด (kerosene hydrofiner; KHF)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - ทำหน้าที่กำจัดกำมะถันออกจากน้ำมันก๊าด (จากหอกลั่นน้ำมันดิบ) ก่อนเก็บพักและนำไปผลิตเป็นน้ำมันเครื่องบินต่อไป - ปัจจุบันมี KHF 2 หน่วย คือ KHF-1 และ KHF-2 (วางขนานกัน) โดยแยกเป็นสายการผลิตที่ 1 และ 2 ตามลำดับ - การทำงานของ KHF มีขั้นตอนดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> * น้ำมันก๊าด (จากหอกลั่นน้ำมันดิบ) พร้อมกับ hydrogen rich gas (ที่ได้จาก continuous catalytic reforming ซึ่งดูเพิ่มเติมได้ที่ลำดับที่ 3) เข้าสู่ปฏิกรณ์ที่บรรจุด้วยสารเร่งปฏิกิริยาที่มี cobalt-molybdenum เป็นองค์ประกอบหลัก (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 170 – 220 °C ที่ความดัน 200 - 285 psig) เพื่อเปลี่ยนกำมะถันในรูปสารอินทรีย์ให้กลายเป็น H₂S * แยกก๊าซ H₂S ออกจากน้ำมันก๊าด กล่าวคือป้อนน้ำมันก๊าดจากถังปฏิกรณ์เข้าสู่ stripper tower โดยทำการป้อนไอน้ำเข้าที่ด้านล่างของหอเพื่อให้ความร้อน ทำให้ก๊าซ H₂S ถูกแยกออกด้านบนของ stripper tower ก่อนป้อนเข้าสู่ drum เพื่อแยกน้ำ และป้อนเข้าสู่ sulfur recovery unit (SRU) ต่อไป (น้ำที่ถูกแยกได้เรียกว่า sour water ซึ่งจะถูกป้อนเข้าสู่ sour water stripper และ ส่วนที่เป็นก๊าซ H₂S จะป้อนเข้าสู่ SRU ต่อไป) ส่วนน้ำมันก๊าดถูกแยกออกที่ด้านล่าง stripper tower ก่อนป้อนเข้าสู่ถังกรอง coalescer เพื่อแยกน้ำและป้อนเข้าถังเก็บกักเพื่อนำไปผลิตเป็นน้ำมันเครื่องบินต่อไป (น้ำที่แยกได้ถูกป้อนเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียต่อไป)
<p>2.4.3 หน่วยกำจัดกำมะถันออกจาก gasoil (gasoil hydro-finer; GOHF)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - ทำหน้าที่กำจัดกำมะถันออกจาก gasoil (จากหอกลั่นน้ำมันดิบ) และ crack distillate (จาก fluidized catalytic cracking unit; FCCU) ก่อนนำไปผลิตเป็นน้ำมันดีเซลต่อไป - ปัจจุบันมี GOHF 2 ชุด (ทำงานขนานกัน) คือ GOHF-2 และ GOHF-3 มีรายละเอียดดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> * GOHF-2 มีหน้าที่กำจัดกำมะถันออกจาก light gasoil ที่ได้จากหอกลั่นน้ำมันดิบของสายการผลิตที่ 1 และ 2 * GOHF-3 มีหน้าที่กำจัดกำมะถันออกจาก heavy gasoil ที่ได้จากหอกลั่นน้ำมันดิบของสายการผลิตที่ 1 & 2 และ Light crack distillate ที่ได้จาก FCCU - การทำงานของ GOHF แต่ละหน่วยมีขั้นตอนดังนี้

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่าง ๆ ในปัจจุบัน
	<p>* เปลี่ยนรูปกำมะถันที่ปนเปื้อนใน gas oil ให้กลายเป็นก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) กล่าวคือป้อน gas oil เข้าสู่เตาเผาเพื่อเพิ่มอุณหภูมิให้กับ gas oil จากนั้น gas oil พร้อมทั้ง hydrogen rich gas (ที่ได้จาก continuous catalytic reforming ซึ่งดูเพิ่มเติมได้ที่ลำดับที่ 3) จะถูกป้อนเข้าสู่ถึงปฏิกิริยาที่บรรจุด้วยสารเร่งปฏิกิริยาที่มี cobalt-molybdenum เป็นองค์ประกอบหลัก (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ $250-370\text{ }^{\circ}C$ ที่ความดัน $355-570\text{ psig}$) เพื่อเปลี่ยนกำมะถันในรูปสารอินทรีย์ให้กลายเป็น H_2S</p> <p>* แยก H_2S ออกจาก gasoil กล่าวคือป้อน gasoil จากถังปฏิกิริยาเข้าสู่ separator drum เพื่อแยกก๊าซที่ยังอาจปะปนอยู่ใน gas oil ออก โดยก๊าซที่แยกได้จาก separator drum จะนำไปรวมกับ H_2 rich gas เพื่อนำกลับเข้าสู่ถึงปฏิกิริยาอีกครั้ง 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 และ ส่วนที่เป็นก๊าซ H_2S จะป้อนเข้าสู่ SRU) ส่วน gasoil ถูกแยกออกที่ด้านล่างของ stripper ก่อนถูกป้อนเข้าสู่ถังกรอง coalescer เพื่อแยกน้ำและนำไปผลิตเป็นน้ำมันดีเซลต่อไป (น้ำที่แยกได้ถูกป้อนเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียต่อไป)</p>
2.4.4 หน่วยกำจัดกำมะถันออกจาก cracked naphtha (SCANfiner)	<p>- ทำหน้าที่ ลดปริมาณกำมะถันในเนฟทาที่ได้จาก Fluidized catalytic cracking unit (FCCU) กล่าวคือ Heavy cracked naphtha จาก cracked naphtha splitter และ heavy light cracked naphtha จาก light cracked naphtha splitter โดยเนฟทาที่ผ่านการลดปริมาณกำมะถันแล้ว (Treated Cracked Naphtha) จะถูกส่งเข้าหน่วยผสมเป็นน้ำมันเบนซิน พื้นฐานที่มีกำมะถันไม่เกินร้อยละ 0.005 โดยน้ำหนัก</p> <p>- การทำงานของ SCANfiner มีขั้นตอนดังนี้</p> <p>* เปลี่ยนรูปกำมะถันใน heavy cracked naphtha และ heavy light cracked naphtha ให้กลายเป็น H_2S โดยป้อน cracked naphtha พร้อมกับไฮโดรเจนเข้าสู่ pre-treated cracked naphtha และถึงปฏิกิริยาที่บรรจุสารเร่งปฏิกิริยาที่มี โคบอลต์-โมลิบดีนัม และ นิกเกิล-โมลิบดีนัม เป็นองค์ประกอบหลักเพื่อเปลี่ยนกำมะถันในรูปของสารอินทรีย์ให้กลายเป็น H_2S ส่วน H_2S ถูกแยกออกจาก cracked naphtha โดยการป้อน cracked naphtha จากถังปฏิกิริยาเข้าสู่ air-fine cooler ก่อนป้อนเข้าสู่ drum เพื่อแยกน้ำที่ปนเปื้อนอยู่ใน cracked naphtha ออกที่ด้านล่างและส่งไปยังหน่วย sour water stripper (SWS) ต่อไป ส่วน cracked naphtha ที่แยกน้ำออกแล้วจะป้อนเข้าสู่ stripper tower ซึ่งทำให้ก๊าซ H_2S ถูกแยกออกที่ด้านบน</p>

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่าง ๆ ในปัจจุบัน
	ของ stripper ก่อนป้อนเข้าสู่ sulfur recovery unit (SRU) เพื่อผลิตเป็นซัลเฟอร์เหลวต่อไป ในขณะที่ cracked naphtha ที่แยกกำมะถันออกแล้วจะนำไปผสมเพื่อผลิตน้ำมันเบนซินพื้นฐานต่อไป
<p>2.5 หน่วยลดปริมาณกำมะถันออกด้วยการเปลี่ยนสภาพความเป็นกรด-ด่าง</p> <p>- หน่วยกำจัดกำมะถันออกจาก crack naphtha (crack naphtha minalk unit)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - กระบวนการไล่กำมะถันออกด้วยการเปลี่ยนสภาพความเป็นกรด-ด่าง ใช้ในหน่วยบำบัด Spent Caustic - มีหน้าที่กำจัดกำมะถันในรูป mercaptan ออกจาก cracked naphtha (ที่ได้จาก cat naphtha splitter) หลักการทำงานมีรายละเอียดดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> * การทำปฏิกิริยา - ป้อน cracked naphtha พร้อมกับอากาศและ caustic เข้าถึงปฏิกิริยา ทำให้เกิดปฏิกิริยาออกซิเดชันและเปลี่ยนรูป mercaptan ให้กลายเป็น disulfide สำหรับ cracked naphtha จะถูกแยกออกด้านข้างของถังปฏิกิริยาก่อนถูกป้อนเข้าสู่ถังกรองต่อไป ส่วน caustic ที่ปนเปื้อน disulfide (เรียกว่า spent caustic) จะถูกระบายออกที่ด้านล่างของถังปฏิกิริยาและนำเข้าสู่ sour water oxidizer (SWO) ต่อไป (SWO มีหน้าที่ออกซิไดส์ซัลไฟด์ที่ปนเปื้อนใน spent caustic ให้อยู่ในรูปซัลเฟตซึ่งมีผลกระทบต่อกระบวนการลงสู่ระบบบำบัดน้ำเสีย - Spent Caustic จะถูกป้อนเข้าสู่หอออกซิไดเซอร์ (Oxidizer -- SWO) ภายในหอนี้จะมีการเติมอากาศ เพื่อออกซิไดส์สารประกอบกำมะถันใน Spent Caustic ให้เป็น Sodium Triosulfate เพื่อส่งไปยังหน่วยต่อไป
<p>3 การเพิ่มค่าออกเทน (Continuous Catalytic reforming – CCR UNIT)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - เป็นหน่วยแปรรูปเพื่อเพิ่มค่าออกเทน โดยการเปลี่ยนรูป heavy virgin naphtha ให้กลายเป็น reformat ซึ่ง reformat นี้ส่วนหนึ่งจะถูกนำไปผสมเพื่อเพิ่มค่าออกเทนให้กับน้ำมันเบนซิน ส่วน reformat อีกส่วนหนึ่งจะถูกนำไปผลิตเป็นพาราไซลีนต่อไปที่ส่วนการผลิตอะโรมาติกส์ หรือ TARP - Catalytic reforming มีหลักการทำงานดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> * heavy naphtha ถูกเพิ่มอุณหภูมิด้วย heater ก่อนถูกป้อนเข้าสู่ถังปฏิกิริยา platformer reactor ซึ่งภายในบรรจุสารเร่งปฏิกิริยาที่มี platinum เป็นองค์ประกอบหลัก ทำให้ heavy virgin naphtha เปลี่ยนรูปกลายเป็น reformat สำหรับผลพลอยได้จากการปฏิกิริยาข้างต้นคือก๊าซที่มีไฮโดรเจนเป็นองค์ประกอบหลัก (hydrogen rich gas) ซึ่งจะถูกนำไปใช้ที่หน่วยกำจัดกำมะถันออกจากสารไฮโดรคาร์บอนที่ได้จากหอกลั่นน้ำมันดิบ * ป้อน reformat ที่ได้จากถังปฏิกิริยาเข้าสู่ debutanizer เพื่อกลั่นแยก โพรเพนและบิวเทนที่ปะปนมากับ reformat ก่อนหมุนเวียนกลับสู่ deethanizer ของส่วนกลั่นน้ำมันดิบต่อไป ส่วน reformat ถูกแยกที่ด้านล่างของหอจะถูกป้อนเข้าสู่ส่วนการผลิตอะโรมาติกส์

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่าง ๆ ในปัจจุบัน
4. หน่วยเปลี่ยนโครงสร้างน้ำมันโดยการแปรสภาพน้ำมันหนักให้เป็นน้ำมันเบา (fluidized catalytic cracking unit; FCCU)	<ul style="list-style-type: none"> - มีหน้าที่แปรสภาพสารไฮโดรคาร์บอนโมเลกุลใหญ่ที่ได้จากหอกลั่นสุญญากาศ และหอกลั่นน้ำมันดิบ ให้กลายเป็นสารไฮโดรคาร์บอนที่มีขนาดเล็กลงโดยกลไกการแตกโมเลกุลก่อนนำไปกลั่นแยกเพื่อนำไปผสมเป็นน้ำมันสำเร็จรูปที่มีมูลค่าสูงขึ้น เช่น น้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล เป็นต้น
4.1 หน่วยปฏิกริยา FCCU	<ul style="list-style-type: none"> - มีหน้าที่แตกโมเลกุล สารไฮโดรคาร์บอนโมเลกุลใหญ่ ที่ได้จากหอกลั่นสุญญากาศ และหอกลั่นน้ำมันดิบ ให้กลายเป็นสารไฮโดรคาร์บอนที่มีขนาดโมเลกุลเล็กลง เริ่มจากการป้อนน้ำมันหนัก เข้าสู่ถังปฏิกริยาแบบ fluidized catalytic cracking (FCCU reactor) ที่ถูกบรรจุด้วยสารเร่งปฏิกริยาที่มี zeolite เป็นองค์ประกอบหลัก (ควบคุมอุณหภูมิอยู่ในช่วงประมาณ 495-540 °C ที่ความดัน 15-70 psig) ทำให้เกิด thermal cracking ได้สารไฮโดรคาร์บอนที่เล็กลง เช่น crack naphtha, crack distillate เป็นต้น ก่อนนำเข้าสู่ FCCU fractionator - ปฏิกริยาข้างต้นอาจทำให้ coke ติดอยู่บริเวณผิวของสารเร่งปฏิกริยาซึ่งมีผลให้ประสิทธิภาพของปฏิกริยาด้อยลง จึงออกแบบให้นำสารเร่งปฏิกริยาไปฟื้นฟูสภาพด้วยการเผา coke ที่ regenerator (อุณหภูมิประมาณ 700 °C) ก่อนหมุนเวียนสารเร่งปฏิกริยากลับไปใช้ใหม่อีกครั้ง นอกจากนี้ มีการเปลี่ยนถ่ายสารเร่งปฏิกริยาออกบางส่วน (น้อยกว่า 1%) และส่งให้หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมรับไปกำจัด
4.2 FCCU fractionator	<ul style="list-style-type: none"> - มีหน้าที่กลั่นแยกน้ำมันให้เป็นสารไฮโดรคาร์บอนที่มีขนาดโมเลกุลแตกต่างกัน ที่ได้จากถังปฏิกริยา FCCU โดยแยกตามลำดับส่วนของระดับจุดเดือดของแต่ละองค์ประกอบที่แตกต่างกัน สำหรับสารไฮโดรคาร์บอนที่ถูกแยกออกจาก FCCU fractionator เรียงลำดับจากด้านบนลงล่างของหอกลั่นมีรายละเอียดดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> * <u>cracked naphtha</u> ควบคุมอุณหภูมิด้านบนของหอกลั่นให้อยู่ในช่วงประมาณ 110-140 °C และ cracked naphtha จะถูกแยกออกที่ด้านบนของ FCCU fractionator ก่อนป้อนเข้าสู่หอกลั่นลำดับต่อไปเพื่อแยก fuel gas และ LPG ออกจาก cat naphtha จากนั้น cracked naphtha จะถูกแยกออกเป็น light cracked naphtha และ heavy cracked naphtha ที่ cat naphtha splitter ต่อมาเพื่อปรับปรุงคุณภาพน้ำมันเบนซินให้มีสารเบนซินไม่เกินร้อยละ 1.0 โดยปริมาตร จึงมีการติดตั้ง light cat naphtha splitter วางต่อจาก cat naphtha splitter เดิม เพื่อแยก light cracked naphtha ที่ได้จาก cat naphtha splitter เดิม ออกเป็น 2 ส่วนคือ light light cracked naphtha และ heavy light cracked naphtha ซึ่งทำให้ light light

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่าง ๆ ในปัจจุบัน
	<p>cracked naphtha ที่แยกได้ด้านบนหอมีสัดส่วนกำมะถันลดลงก่อนนำไปผสมเป็นน้ำมันเบนซิน ส่วน heavy light cracked naphtha ที่แยกได้ด้านล่างหอมีสัดส่วนกำมะถันสูงกว่า จึงถูกป้อนเข้าสู่หน่วยกำจัดกำมะถันที่ถูกติดตั้งขึ้นใหม่ที่เรียกว่า SCANfiner ก่อนนำไปผสมเพื่อผลิตน้ำมันเบนซินต่อไป</p> <p>* <u>cracked distillate</u> ควบคุมอุณหภูมิของ FCCU fractionator ให้อยู่ในช่วงประมาณ 190-200 °C ทำให้ light cracked distillate ถูกแยกออกจากด้านข้างของ FCCU fractionator ที่ระดับต่ำลงมา และถูกป้อนเข้าสู่หน่วยกำจัดกำมะถัน GOHF-3 ก่อนนำไปผสมเพื่อผลิตน้ำมันดีเซล ส่วน Heavy cracked distillate ที่ได้จะถูกนำไปผสมเพื่อผลิตเป็นน้ำมันเตาต่อไป</p> <p>* <u>residue</u> เป็นสารไฮโดรคาร์บอนที่เหลืออยู่ที่ก้น FCCU fractionator ซึ่งจะนำไปผสมเพื่อผลิตเป็นน้ำมันเตา</p>
4.3 การกลั่นแยกน้ำมันส่วนเบา (fuel gas, LPG และ naphtha)	<p>- crack naphtha ที่ได้จากด้านบนของ FCCU fractionator ถูกป้อนเข้าสู่หอกลั่น 3 ชุด ดังนี้</p> <p>* deethanizer เป็นหอกลั่นแยก fuel gas ออกจาก crack naphtha (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 60-180 °C ที่ความดัน 150-200 psig) fuel gas ถูกแยกออกที่ด้านบนของหอกลั่นก่อนป้อนเข้าสู่หน่วยกำจัดกำมะถันที่เรียกว่า fuel gas scrubbers & MEA regenerator และนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงภายในโรงกลั่นฯ ส่วน crack naphtha ถูกแยกออกที่ด้านล่างของหอ และป้อนเข้าสู่ debutanizer</p> <p>* Debutanizer เป็นหอกลั่นแยก LPG ออกจาก crack naphtha ที่ได้จากก้นหอของ deethanizer (ควบคุมอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 60-200 °C ที่ความดัน 120 - 200 psig) LPG ถูกแยกออกที่ด้านบนของหอกลั่นก่อนป้อนเข้าสู่หน่วยกำจัดกำมะถันที่เรียกว่า LPG Merox unit LPG ที่ผ่านการกำจัดกำมะถันออกแล้วจะถูกป้อนเข้าสู่ C₃/C₄ splitter ต่อไป และนำเข้าถังเก็บกักเพื่อรอจำหน่ายต่อไป ส่วน crack naphtha จะถูกแยกออกด้านล่างของหอกลั่น และป้อนเข้าสู่ cat naphtha splitter</p> <p>* Cat naphtha splitter เป็นการแยก cracked naphtha ออกเป็น 3 ส่วน กล่าวคือแยก light cracked naphtha (ที่ด้านบนของหอ) และ heavy cracked naphtha (ที่ด้านล่างของหอ) ก่อนนำไปกำจัดกำมะถันที่ cat naphtha minalk unit และนำไปผสมเพื่อผลิตเป็นน้ำมันเบนซิน ส่วน intermediate cracked naphtha ถูกแยกออกที่กลางหอและนำไปกำจัดกำมะถันออกที่หน่วยกำจัดกำมะถัน NHF-2 ก่อนนำไปผสมเพื่อผลิตเป็นน้ำมันเบนซิน</p>

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่าง ๆ ในปัจจุบัน
	<p>* Light cat naphtha splitter เป็นการแยก light cracked naphtha ที่ได้จาก cat naphtha splitter เดิม ออกเป็น 2 ส่วนคือ light light cracked naphtha และ heavy light cracked naphtha ซึ่งทำให้ light light cracked naphtha ที่แยกได้ด้านบนหอมีสัดส่วนกำมะถันลดลงก่อนนำไปผสมเป็นน้ำมันเบนซิน ส่วน heavy light cracked naphtha ที่แยกได้ด้านล่างหอมีสัดส่วนกำมะถันสูงกว่า จึงถูกป้อนเข้าสู่หน่วยกำจัดกำมะถันที่ถูกติดตั้งขึ้นใหม่ที่เรียกว่า SCANfiner ก่อนนำไปผสมเพื่อผลิตน้ำมันเบนซินต่อไป</p> <p>* C₃/C₄ splitter มีหน้าที่กลั่นแยกสารไฮโดรคาร์บอนไม่อิ่มตัวที่มีองค์ประกอบหลักเป็นโมเลกุลของ C₃ และ C₄ จะได้สารผลิตภัณฑ์โพรพิลีนออกจากส่วนบนของหอ และบิวทีน ออกจากส่วนล่างของหอเป็นส่วนผสมของผลิตภัณฑ์ LPG</p>
5. ส่วนการผลิตอะโรมาติกส์ (เรียกว่า Thailand Aromatics Recovery Project; TARP)	<p>- ทำหน้าที่แปรสภาพและกลั่นแยก reformat ที่ได้จากหน่วย continuous catalytic reformer ของส่วนการกลั่นน้ำมันดิบ แล้วนำไปผสมเพื่อเพิ่มค่าออกเทนให้กับน้ำมันเบนซิน</p>
5.1 หน่วยแยกอะโรมาติกส์ (aromatics fractionation unit)	<p>- เป็นขั้นตอนการแยก benzene, light reformat และ heavy aromatic ออกจาก reformat ที่ได้จาก continuous catalytic reforming ประกอบด้วยส่วนต่างๆ ดังนี้</p> <p>* Benzene heart-cut tower และ reformat splitter ทำหน้าที่แยกสารเบนซิน, light reformat ออกจาก reformat โดยที่ light reformat ถูกแยกออกด้านบนของหอ และ heavy aromatic จะออกที่ส่วนก้นของหอ และนำไปผสมเพื่อผลิตเป็นน้ำมันเบนซินต่อไป ส่วน benzene จะถูกกลั่นแยกออกจาก reformat เพื่อให้ light reformat และ heavy aromatic ที่จะนำไปผสมเป็นน้ำมันเบนซินมีสารเบนซินลดลง จึงทำให้น้ำมันเบนซินที่ผลิตได้มีสารเบนซินไม่เกินร้อยละ 1.0 โดยปริมาตร</p> <p>* Xylene column⁽¹⁾ เป็นหอกลั่นแยกสารอะโรมาติกส์ที่มีคาร์บอนอะตอม C₈ (mix-xylene และ ethylbenzene) ออกจากสารอะโรมาติกส์ (ที่ได้จาก reformat splitter) ก่อนนำเข้าสู่ Parex unit⁽¹⁾ ต่อไป สำหรับ heavy aromatic (C₉-C₁₀) ถูกแยกที่ด้านล่างของหอ และนำไปผสมเพื่อผลิตเป็นน้ำมันเบนซิน ต่อไป</p>

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่าง ๆ ในปัจจุบัน
	<p>* Parex unit⁽¹⁾ มีหน้าที่แยก para-xylene ออกจาก mixed-xylenes ด้วยกลไกการดูดซึมด้วยตัวทำละลาย para-diethylbenzene (PDEB) หลังจากนั้น para-xylene ถูกกลั่นแยกออกจาก PDEB ก่อนป้อนเข้าถังเก็บกักเพื่อรอจำหน่ายต่อไป สำหรับ mixed-xylenes ที่ถูกแยก para-xylene ออกแล้วมักเรียกว่า raffinate จะถูกป้อนเข้าสู่ isomerization reactor⁽¹⁾ ต่อไป</p> <p>* Isomerization reactor⁽¹⁾ มีหน้าที่ทำให้ ethylbenzene ที่ปะปนมากับ raffinate เปลี่ยนรูปเป็นเบนซีน benzene</p> <p>* Isomerization Column⁽¹⁾ มีหน้าที่กลั่นแยกเบนซีนออกจาก raffinate ได้จาก Isomerization reactor โดยที่สารเบนซีนถูกแยกออกที่ด้านบนของหอ มักเรียกว่า Isomerized benzene (มีสารเบนซีนเป็นองค์ประกอบประมาณร้อยละ 30-40) ก่อนถูกป้อนเข้าสู่ถังเก็บกักเพื่อรอจำหน่ายต่อไป สำหรับ toluene จะถูกแยกออกที่กลางหอ ก่อนป้อนเข้าสู่ transplus unit ต่อไป ในขณะที่ heavy aromatic ที่เหลืออยู่กันห่อจะถูกหมุนเวียนกลับไป ที่ xylene column อีกครั้ง</p> <p>* Transplus unit⁽¹⁾ ทำหน้าที่เปลี่ยนรูป toluene ที่ได้จาก Isomerization column ให้กลายเป็น mixed-xylenes ก่อนหมุนเวียนกลับเข้าสู่ reformat splitter ต่อไป</p>
6. ส่วนการผลิตตัวทำละลาย (Thailand Fluid Plat: TFP)	<p>- มีหน้าที่แปรรูป light virgin naphtha หรือ kerosene บางส่วนที่ได้จากส่วนการกลั่นน้ำมันดิบให้กลายเป็นตัวทำละลายคือเฮกเซน และตัวทำละลาย ซึ่งนำไปจำหน่ายให้กับลูกค้าเพื่อนำไปใช้ในอุตสาหกรรมต่างๆ เช่น สกัดน้ำมันพืช ผลิตภัณฑ์รถยนต์ ผสมสี น้ำมันหล่อลื่น เป็นต้น</p>
6.1 หน่วยทำปฏิกิริยา (TFP reactor)	<p>- นำ light virgin naphtha หรือ kerosene บางส่วนจากกระบวนการกลั่นมาเพิ่มอุณหภูมิให้อยู่ในช่วงประมาณ 250-350 °C (ด้วยระบบแลกเปลี่ยนความร้อนที่เรียกว่า hot oil system) ก่อนป้อนเข้าสู่ TFP reactor เพื่อให้เกิดปฏิกิริยาไฮโดรจีเนชัน ซึ่งกระบวนการนี้ใช้ก๊าซไฮโดรเจนที่ได้จาก continuous catalytic reforming และสารเร่งปฏิกิริยาที่มีนิกเกิลเป็นองค์ประกอบหลักเข้าไปด้วยเปลี่ยนโครงสร้างโมเลกุลของ light virgin naphtha หรือ kerosene ให้มีคุณสมบัติเป็นตัวทำละลาย หลังจากนั้นนำส่วนผสมตัวทำละลายข้างต้นเข้าสู่หอกลั่นต่างๆ เพื่อแยกให้มีความบริสุทธิ์ต่อไป</p>

หน่วย/อุปกรณ์การผลิต	หน้าที่และการทำงานของหน่วยการผลิตต่าง ๆ ในปัจจุบัน
6.2 หน่วยกลั่นแยกตัวทำละลาย	<p>- มีหน้าที่กลั่นแยกตัวทำละลายชนิดต่างๆ ที่ได้จากหน่วยทำปฏิกิริยาเพื่อให้ความบริสุทธิ์มากขึ้น ประกอบด้วยหอกลั่น 2 ชุด ดังนี้</p> <p>* TFP tower-1 มีหน้าที่แยก light naphtha หรือ kerosene ที่เหลือจากปฏิกิริยาออกทางด้านบนของหอก่อนส่งไปผสมเพื่อผลิตน้ำมันเบนซินต่อไป ส่วนตัวทำละลายชนิดต่างๆ ที่เหลืออยู่กันหอดูกส่งไปยัง TFP tower-2 ต่อไป</p> <p>* TFP tower-2 มีหน้าที่กลั่นแยกเฮกเซนและตัวทำละลายออกทางด้านบนของหอก่อนนำไปควบแน่นให้เป็นของเหลวและป้อนเข้าสู่ถังเก็บกักเพื่อรอจำหน่ายต่อไป ส่วนของเหลวที่เหลือที่ด้านล่างเป็นตัวทำละลาย ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์พลอยได้ซึ่งจะถูกป้อนเข้าสู่ถังเก็บกักเพื่อจำหน่ายต่อไป</p>

หมายเหตุ : ตัวเลขต่างๆเป็นค่าที่ได้จากการออกแบบ อาจเปลี่ยนแปลงได้ตามลักษณะของวัตถุดิบ (น้ำมันดิบ) และสภาวะของตลาด

ที่มา : บริษัท เอสโซ่ (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน), 2565

หมายเหตุ: ⁽¹⁾ หน่วยการผลิตหยุดการผลิตชั่วคราว

รายละเอียดการชั่งอันตราย การประเมินความเสี่ยง และแผนงานบริหาร

จัดการความเสี่ยง

3.1 การจัดทำบัญชีรายการสิ่งที่เป็นความเสี่ยงและอันตราย

การจัดทำบัญชีรายการสิ่งที่เป็นความเสี่ยงและอันตราย ได้นำรายการวัตถุอันตราย เครื่องจักร กระบวนการผลิต พื้นที่ และกิจกรรมทุกประเภทที่เป็นการดำเนินการภายในโรงงาน มาหาสิ่งที่เป็นความเสี่ยงและอันตราย ซึ่งผลที่ได้รับจะทำให้ทราบถึงอันตรายจากแหล่งอันตรายต่างๆ ซึ่งประกอบด้วยอันตรายตั้งแต่อันตรายเพียงเล็กน้อย เช่น พนักงานได้รับบาดเจ็บเล็กน้อย จนกระทั่งอันตรายขนาดรุนแรงมากเป็น Major Hazard ได้แก่ เหตุการณ์ไฟไหม้ เกิดอุบัติเหตุระเบิด และการหกรั่วไหลของสารเคมี โดยการชั่งอันตราย และประเมินความเสี่ยงและนำเอาสิ่งที่เป็นความเสี่ยงและอันตรายที่เป็น Major Hazard มาประเมินโดยวิธีประเมินความเสี่ยงที่กฎหมายกำหนด

การวิเคราะห์ความเสี่ยงในโรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ศรีราชา พบว่าความเสี่ยงที่จะก่อให้เกิดอันตรายร้ายแรง (Major Hazards) แบ่งเป็น 3 กิจกรรมหลัก ได้แก่

1. การขนถ่ายวัตถุดิบและผลิตภัณฑ์ โดยใช้รถบรรทุกสารเคมี เรือ และท่อขนส่ง
2. คลังจัดเก็บวัตถุดิบและผลิตภัณฑ์ต่างๆ ในภาชนะบรรจุชนิดต่างๆ เช่น ถังทรงกลม หรือถังลูกโลก (Sphere Tank) ถังฝาปิดที่มีความดัน (Pressure Cone Roof Type Tank) และถังฝาลอย (Floating Roof Type Tank)
3. การกลั่นน้ำมัน ที่ประกอบด้วย การกลั่นลำดับส่วน การปรับปรุงคุณภาพ การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างของน้ำมัน และการผสมผลิตภัณฑ์ โดยมีอุปกรณ์ต่างๆ เช่น หอกกลั่นแยก เตาต้มน้ำมัน อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน เครื่องปฏิกรณ์ เป็นต้น

อันตรายร้ายแรง (Major Hazards) ที่สามารถเกิดขึ้นได้ ในกิจกรรมดังกล่าวข้างต้น ได้แก่

1. การหกรั่วไหลของสารเคมี โรงกลั่นน้ำมันมีการใช้สารเคมีต่าง ๆ เริ่มตั้งแต่การใช้น้ำมันดิบซึ่งเป็นวัตถุดิบในการผลิตก๊าซไฮโดรเจนในการลดปริมาณกำมะถัน สารไฮโดรเจนซัลไฟด์ ที่ได้จากการลดปริมาณซัลเฟอร์ในน้ำมัน ผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปต่างๆ เช่น ก๊าซเชื้อเพลิง ก๊าซหุงต้ม แนนพราเบา น้ำมันเบนซิน น้ำมันก๊าด น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา เป็นต้น สารต่างๆ ในกระบวนการผลิตมีคุณสมบัติต่างๆ ทั้งเป็นสารไวไฟ เป็นพิษ กัดกร่อน ที่มีผลกระทบต่อชีวิต ทรัพย์สินและสิ่งแวดล้อม
2. การเกิดไฟไหม้และการระเบิด เนื่องจากโรงกลั่นน้ำมันมีการใช้วัตถุดิบคือ น้ำมันดิบ และผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปประกอบด้วย สารไฮโดรคาร์บอนต่างๆ ที่เป็นสารเคมีที่ติดไฟได้ ความไวไฟขึ้นกับจุดวาบไฟของสารเคมีแต่ละตัว ซึ่งอาจเกิดการติดไฟ จนถึงขนาดที่อุปกรณ์ที่กักเก็บไม่สามารถทนได้ จึงก่อให้เกิดการระเบิดต่อมา

มาตรการความปลอดภัยในโรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา ประกอบด้วย

1. การออกแบบโรงงาน

โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา มีการออกแบบโรงงาน อุปกรณ์ เครื่องจักร เป็นไปตามกฎหมายและมาตรฐานสากล เช่น

- ถังบรรจุ LPG มีการติดตั้ง วาล์วนิรภัย (Pressure Relief valve)
- ท่อขนถ่ายจากถังบรรจุ และวาล์วนิรภัย ได้ตามมาตรฐานของถังความดัน (Pressurized Sphere)
- การติดตั้งวาล์วควบคุมการปิด-เปิดระยะไกล (Remote Hydraulic valve)
- การติดตั้งระบบเผาไหม้สารไวไฟ (Flare System) เป็นต้น

2. ระบบป้องกันและระงับเหตุฉุกเฉิน

โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา มีการติดตั้ง ตรวจสอบ และบำรุงรักษา อุปกรณ์ที่ใช้ในการป้องกันและระงับเหตุฉุกเฉิน อย่าง สม่าเสมอ เช่น

- ระบบน้ำฉีดเลี้ยงถัง (Deluge System)
- ระบบตรวจสอบการเกิดเพลิงไหม้ หรือก๊าซรั่วไหล (Emergency Fire Siren/H₂S Gas Detection)
- อุปกรณ์ดับเพลิง เช่น ถังดับเพลิง หัวรับน้ำ หัวจ่ายน้ำ (Hydrant) หัวจ่ายน้ำแบบอยู่กับที่ (Fixed Monitor) เป็นต้น

3. การเดินเครื่อง

โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา มีมาตรฐานการทำงานในการผลิต โดยจัดทำเป็นเอกสารขั้นตอนการดำเนินงาน (Procedures) ทั้งในภาวะเริ่มเดินเครื่อง การหยุดเดินเครื่องในภาวะฉุกเฉิน การเดินเครื่องปกติ เป็นต้น ซึ่งผู้ปฏิบัติงานทุกคนต้องผ่านการอบรมและประเมินผลเป็นระยะๆ อย่างต่อเนื่อง

4. การซ่อมบำรุง

ผู้ปฏิบัติงานซ่อมบำรุงต้องปฏิบัติตามมาตรฐานความปลอดภัยในการทำงานในการซ่อมบำรุงทุกครั้ง เช่น การปฏิบัติตามกระบวนการขออนุญาตทำงานประเภทงานที่มีประกายไฟ งานในที่อับอากาศ งานขุด เป็นต้น โดยผู้ปฏิบัติงานต้องมีความมั่นใจว่าขณะซ่อมบำรุง อุปกรณ์ต่างๆ มีการตัดแยกอย่างถูกต้องและเหมาะสมและป้องกันการเดินเครื่องโดยไม่ตั้งใจด้วยการมีระบบ Lock Out/Tag Out เป็นต้น

อันตรายร้ายแรงของโรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา ที่ถูกนำมาซึ่งอันตราย โดยพิจารณาจากอุปกรณ์ที่มีความวิกฤต ตามคู่มือเล่มนี้ ประกอบด้วย

<u>อุปกรณ์วิกฤต</u>	<u>วิธีการชั่งอันตราย</u>
1. หน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบ	HAZOP
2. หน่วยการปรับปรุงคุณภาพ	HAZOP
3. หน่วยเพิ่มค่าออกเทน (Catalytic Reformer)	HAZOP
4. หน่วยผลิตอะโรมาติกส์	HAZOP
5. หน่วยผลิตกำมะถันเหลว (Sulfur Recovery)	HAZOP

ทางโรงกลั่นได้มีการจัดทำ HAZOP ที่ได้ครอบคลุมทุกหน่วยปฏิบัติงานในโรงกลั่นน้ำมัน อย่างไรก็ตาม HAZOP ที่ได้นำมาเสนอในรายงานเล่มนี้ ได้นำเฉพาะ HAZOP ที่มีผลกระทบต่อหน่วยปฏิบัติงานถึงระดับที่อาจมีผลกระทบต่อการประกอบกิจการของโรงกลั่นฯ โดยภาพรวม

ตารางที่ 3.1.1 บัญชีรายการสิ่งที่เป็นความเสี่ยงและอันตราย

โรงงาน _____ โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา

วันที่ทำการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินการในโรงงาน _____ 1 ตุลาคม 2565

การดำเนินงาน ในโรงงาน	สิ่งที่เป็นความเสี่ยง และอันตราย	ผลกระทบ ที่อาจเกิดขึ้น	หมายเหตุ
ทุกหน่วยใน กระบวนการผลิต	<p>1. มีการทำงานซ่อมบำรุงซึ่งลักษณะงานทำให้เกิดประกายไฟหรือความร้อนไปสัมผัสโดนกับน้ำมัน สารเคมีหรือผลิตภัณฑ์ไวไฟในบริเวณใกล้เคียง</p> <p>2. มีการทำงานซ่อมบำรุงซึ่งทำในที่อับอากาศ ได้แก่ ภาชนะขนาดใหญ่บรรจุน้ำมัน สารเคมีหรือผลิตภัณฑ์ทั้งในกระบวนการกลั่นหรือในส่วนถังเก็บน้ำมัน โดยน้ำมัน สารเคมีหรือผลิตภัณฑ์ดังกล่าวอาจรั่วซึมเข้าไปในที่อับอากาศนั้นได้</p> <p>3. มีการทำงานบนที่สูงกว่าระดับพื้นราบตั้งแต่สองเมตรขึ้นไป ซึ่งอาจทำให้เกิดการพลัดตกของคนจากที่สูงได้</p> <p>4. มีการทำงานกับระบบไฟฟ้ากำลังหรือระบบอื่นๆที่ใช้ไฟฟ้าในการทำงาน ซึ่งอาจมีการสัมผัสกับกระแสไฟฟ้าโดยตรง</p> <p>5. มีการทำงานซ่อมบำรุงซึ่งลักษณะงานมีการเปิดอุปกรณ์ที่อยู่ในกระบวนการกลั่น ทำให้น้ำมัน สารเคมีหรือผลิตภัณฑ์ไวไฟไหลออกจากกระบวนการกลั่นไปโดนแหล่งกำเนิดประกายไฟหรือความร้อนในบริเวณใกล้เคียง</p>	<p>- เกิดไฟไหม้</p> <p>- เกิดไฟไหม้</p> <p>- บาดเจ็บ</p> <p>- บาดเจ็บ</p> <p>- เกิดไฟไหม้</p>	<p><u>วิธีการชั่งอันตราย</u> HAZOP (0)</p>

ตารางที่ 3.1.1 บัญชีรายการสิ่งที่เป็นความเสี่ยงและอันตราย

โรงงาน โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา

วันที่ทำการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินการในโรงงาน 1 ตุลาคม 2565

การดำเนินงาน ในโรงงาน	สิ่งที่เป็นความเสี่ยง และอันตราย	ผลกระทบ ที่อาจเกิดขึ้น	หมายเหตุ
<p>1. การกลั่นลำดับส่วน</p> <p>1.1 หน่วยกลั่นแยก น้ำมันดิบ</p> <p>(หน่วยที่ 2.7.1.1 ในบทที่ 2)</p>	<p>1.ท่อบรรจุน้ำมันดิบ (Crude) จากทางออกของปั้มน้ำมันดิบ P-101B ไม่ได้ติดตั้งวาล์วระบายความดันเพื่อป้องกันท่อมีแรงดันสะสมเกินค่าที่ออกแบบไว้จากการที่ช่องเหลวถูกทำให้ขยายตัวเมื่อได้รับความร้อนจากแสงอาทิตย์ในกรณี queท่อถูกปิดกั้น</p> <p>2.ความดันที่อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน (E-180A/B) มีค่าสูงเนื่องจากการไหลย้อนกลับของน้ำมันดิบจากจากอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน (E-104A/B) ในกรณีที่อุปกรณ์ควบคุมความดัน (APPC-181) ถูกปิด หรือวาล์วที่ติดตั้งที่ปลายทางของ APPC-181 ถูกปิด</p>	<p>-น้ำมันดิบรั่วไหลที่หน้าแปลนของท่อ และติดไฟจากการสัมผัสกับแหล่งประกายไฟในบริเวณใกล้เคียง ทำให้คนงานเสียชีวิตและอุปกรณ์เสียหาย</p> <p>-น้ำมันดิบรั่วไหลหน้าแปลนของอุปกรณ์ และติดไฟจากการสัมผัสกับแหล่งประกายไฟในบริเวณใกล้เคียง ทำให้คนงานเสียชีวิตและอุปกรณ์เสียหาย</p>	<p><u>วิธีการชั่งอันตราย</u> HAZOP (1)</p>

ตารางที่ 3.1.1 บัญชีรายการสิ่งที่เป็นความเสี่ยงและอันตราย

โรงงาน โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา

วันที่ทำการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินการในโรงงาน 1 ตุลาคม 2565

การดำเนินงาน ในโรงงาน	สิ่งที่เป็นความเสี่ยง และอันตราย	ผลกระทบ ที่อาจเกิดขึ้น	หมายเหตุ
1. การกลั่นลำดับส่วน 1.1 หน่วยกลั่นแยก น้ำมันดิบ (หน่วยที่ 2.7.1.1 ในบทที่ 2)	<p>3. ความดันที่ D-3103 มีค่าเกินความดันที่ออกแบบไว้เนื่องจากปั๊มทางออกของถังเก็บน้ำมันเบา (P-3301A/B) หยุดเดิน กระแทกกัน ส่งผลให้มีน้ำมันเบาที่มีความดันสูงกว่าในระบบไหลย้อนกลับมาเนื่องจากวาล์วป้องกันการไหลย้อนกลับทำงานผิดพลาด แต่ไม่สามารถระบายความดันได้เนื่องจากวาล์วระบายแรงดันที่ออกแบบไว้มีขนาดเล็กเกินไป</p> <p>4. ความดันของท่อที่ใช้ในการล้างโคลนของถัง (D-3101) มีค่าท่อสูงขึ้นจนเกินความดันของท่อที่ถูกออกแบบไว้เนื่องจากวาล์วทางออกถูกปิด</p> <p>5. วาล์วตัวที่ติดตั้งใกล้ D-3101 ที่ออกแบบไว้รับความดันเพียง 150 ปอนด์ต่อตารางนิ้วเกิดข้อบกพร่องและปิดลงส่งผลให้หน้าแปลนของวาล์ว 150 ปอนด์ต่อตารางนิ้วมีความดันเกินค่าที่ออกแบบไว้ในกรณีที่วาล์วที่ถูกออกแบบไว้ให้ทนแรงดัน 300 ปอนด์ต่อตารางนิ้วมีการรั่วซึม</p>	<p>-น้ำมันเบารั่วไหลที่หน้าแปลนของอุปกรณ์และติดไฟจากการสัมผัสกับแหล่งประกายไฟในบริเวณใกล้เคียง ทำให้คนงานเสียชีวิตและอุปกรณ์เสียหาย</p> <p>-น้ำมันดิบรั่วไหลที่หน้าแปลนของท่อ และติดไฟจากการสัมผัสกับแหล่งประกายไฟในบริเวณใกล้เคียง ทำให้คนงานเสียชีวิตและอุปกรณ์เสียหาย</p> <p>-น้ำมันดิบรั่วไหลที่หน้าแปลนของท่อ และติดไฟจากการสัมผัสกับแหล่งประกายไฟในบริเวณใกล้เคียง ทำให้คนงานเสียชีวิตและอุปกรณ์เสียหาย</p>	<u>วิธีการชั่งอันตราย</u> HAZOP (2)

ตารางที่ 3.1.1 บัญชีรายการสิ่งที่เป็นความเสี่ยงและอันตราย

โรงงาน โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา

วันที่ทำการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินการในโรงงาน 1 ตุลาคม 2565

การดำเนินงาน ในโรงงาน	สิ่งที่เป็นความเสี่ยง และอันตราย	ผลกระทบ ที่อาจเกิดขึ้น	หมายเหตุ
1. การกลั่นลำดับส่วน 1.1 หน่วยกลั่นแยก น้ำมันดิบ (หน่วยที่ 2.7.1.1 ในบทที่ 2)	6. ปิโตรเลียมดิบ (P-3102A/B/C) รั่วแต่ไม่สามารถหยุดการรั่วไหล ได้เนื่องจากวาล์วฉุกเฉินที่ใช้ใน การหยุดการรั่วไหลของ น้ำมันดิบติดตั้งอยู่ในตำแหน่งที่ พนักงานปฏิบัติการไม่สามารถ เข้าไปทำงานได้อย่างปลอดภัย	-น้ำมันดิบรั่วไหลต่อเนื่อง และ ติดไฟจากการสัมผัสกับแหล่ง ประกายไฟในบริเวณใกล้เคียง ทำให้คนงานเสียชีวิตและ อุปกรณ์เสียหาย	<u>วิธีการชั่งอันตราย</u> HAZOP (2)
1.2 หน่วยกลั่นแยก น้ำมันเบา (หน่วยที่ 2.7.1.2 ในบทที่ 2)	1. ในกรณีที่น้ำมันแฉะพาเบา (LVN) มีอุณหภูมิสูงขึ้นแต่ตัววัด อุณหภูมิเพื่อเตือน (High Temperature Alarm) ทำงาน บกพร่องส่งผลให้น้ำมันเบาที่ ร้อนถูกส่งไปเก็บยังถังเก็บน้ำมัน แบบหลังคาลอยและมีการสะสม ของไอน้ำมันเบาที่ถึงเก็บมาก เกินค่าที่กำหนดไว้ 2. ในกรณีที่น้ำมันปิโตรเลียม เหลว (LPG) มีอุณหภูมิสูงขึ้นแต่ ตัววัดอุณหภูมิเพื่อเตือน (High Temperature Alarm) ทำงาน บกพร่องส่งผลให้น้ำมัน LPG ที่ ร้อนถูกส่งไปเก็บยังถังเก็บน้ำมัน แบบหลังคาลอยและมีการสะสม ของไอน้ำมันที่ถึงเก็บมากเกินไป เกินค่าที่กำหนดไว้	-ไอน้ำมันเบารั่วออกมาตาม รอยเชื่อมของหลังคาและ กลายเป็นกลุ่มหมอก และติด ไฟจากแหล่งความร้อนใน บริเวณใกล้เคียงและระเบิด ทำให้คนงานเสียชีวิต อุปกรณ์ เสียหาย -ไอน้ำมัน LPG รั่วออกมาตาม รอยเชื่อมของหลังคาและ กลายเป็นกลุ่มหมอก และติด ไฟจากแหล่งความร้อนใน บริเวณใกล้เคียงถึงเก็บน้ำมัน ระเบิด ทำให้คนงานเสียชีวิต อุปกรณ์เสียหาย	<u>วิธีการชั่งอันตราย</u> HAZOP (3)

ตารางที่ 3.1.1 บัญชีรายการสิ่งที่เป็นความเสี่ยงและอันตราย (ต่อ)

โรงงาน โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา

วันที่ทำการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินการในโรงงาน 1 ตุลาคม 2565

การดำเนินงาน ในโรงงาน	สิ่งที่เป็นความเสี่ยง และอันตราย	ผลกระทบ ที่อาจเกิดขึ้น	หมายเหตุ
1. การกลั่นลำดับส่วน 1.2 หน่วยกลั่นแยก น้ำมันเบา (หน่วยที่ 2.7.1.2 ใน บทที่ 2)	3.ท่อน้ำมันปิโตรเลียมเหลว (LPG) ที่ส่งไปยังหน่วยเผาไหม้ ก๊าซ (Flare) ไม่ได้ติดตั้งวาล์วระบายความดันเพื่อป้องกันท่อมีแรงดันสะสมเกินค่าที่ออกแบบไว้จากการที่ของเหลวถูกทำให้ขยายตัวเมื่อได้รับความร้อนจากแสงอาทิตย์ในกรณีท่อถูกปิดกั้น	-น้ำมันปิโตรเลียมเหลว (LPG) ไหลออกที่หน้าแปลนสู่บรรยากาศ กลายเป็นกลุ่มหมอกและติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียง ทำให้คนงานเสียชีวิต อุปกรณ์เสียหาย	<u>วิธีการชั่งอันตราย</u> HAZOP (3)
	4.ช่องกระจกดูวัดระดับ (Sight Glass) ที่อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน E-350, E-307 และถัง (D-308) แตกทำให้น้ำมันเบารั่วไหลออกจากช่องกระจก	-น้ำมันเบาที่รั่วไหลออกมาสู่บรรยากาศไม่สามารถหยุดการรั่วไหลได้ทันที่ ทำให้เกิดเป็นกลุ่มหมอกและติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียง ทำให้คนงานเสียชีวิตและ อุปกรณ์เสียหาย	
	5.ท่อบรรจุน้ำมันแนฟทาหนัก (HVN) จากหน่วยกลั่นแยก น้ำมันแนฟทาถึงถึงกักเก็บผลิตภัณฑ์ไม่ได้ติดตั้งวาล์วระบายความดันเพื่อป้องกันท่อมีแรงดันสะสมเกินค่าที่ออกแบบไว้จากการที่ของเหลวถูกทำให้ขยายตัวเมื่อได้รับความร้อนจากแสงอาทิตย์ในกรณีท่อถูกปิดกั้น	-น้ำมันแนฟทาหนัก (HVN) ไหลออกที่หน้าแปลนสู่บรรยากาศ กลายเป็นกลุ่มหมอกและติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียง ทำให้คนงานเสียชีวิต อุปกรณ์เสียหาย	<u>วิธีการชั่งอันตราย</u> HAZOP (4)

ตารางที่ 3.1.1 บัญชีรายการสิ่งที่เป็นความเสี่ยงและอันตราย (ต่อ)

โรงงาน โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา

วันที่ทำการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินการในโรงงาน 1 ตุลาคม 2565

การดำเนินงาน ในโรงงาน	สิ่งที่เป็นความเสี่ยง และอันตราย	ผลกระทบ ที่อาจเกิดขึ้น	หมายเหตุ
1. การกลั่นลำดับส่วน 1.2 หน่วยกลั่นแยก น้ำมันเบา (หน่วยที่ 2.7.1.2 ในบท ที่ 2)	6. Seal ของปั๊มน้ำมันเบา (P-3322AB:LVN) เสียหายทำให้มีน้ำมันเบารั่วไหลออกมา ไม่มี การติดตั้งอุปกรณ์ตรวจจับไอน้ำมัน 7. อุณหภูมิของก๊าซในโตรเจนต่ำลงจนเกินค่าการออกแบบที่กำหนดไว้ของอุปกรณ์ในหน่วยแยก C3 ออกจาก C4 (อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน, หอกกลั่น, ท่อ เป็นต้น) ส่งผลให้อุปกรณ์หรือท่อเสียความแข็งแรงและแตกเปราะ (Brittle Fracture)	-ทำให้น้ำมันเบารั่วไหลต่อเนื่องและกลายเป็นกลุ่มหมอกควันและติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียงคนงานเสียชีวิต อุปกรณ์เสียหาย -เกิดการรั่วไหลของน้ำมันหรือก๊าซในโตรเจน น้ำมันที่รั่วไหลออกมาติดไฟติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียง ทำให้คนงานเสียชีวิต อุปกรณ์เสียหาย	<u>วิธีการชั่งอันตราย</u> HAZOP (4) <u>วิธีการชั่งอันตราย</u> HAZOP (5)
2. การปรับปรุงคุณภาพ (Treatment) 2.1 หน่วยลดปริมาณกำมะถันโดยใช้ปฏิกิริยาเติมไฮโดรเจน (Hydrodesulphurization) (หน่วยที่ 2.7.2.1 ในบทที่ 2)	<u>หน่วยลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันแนฟทา (NHF-2)</u> 1. ท่อลำเลียงก๊าซที่ใช้ในการจุดเตาเผา (Pilot gas) ไม่ได้ติดตั้งวาล์วฉุกเฉินที่ใช้ในการหยุดการรั่วไหลของก๊าซในกรณีที่เกิดให้ความร้อน (F-3301) ไฟไหม้	-ต้องทำการหยุดไฟไหม้ที่เตาโดยการปิดวาล์วฉุกเฉินที่ใช้ในหยุดการลำเลียง Pilot gas ที่ติดตั้งที่ถังบรรจุ Pilot gas เพื่อส่งไปใช้ที่เตาอื่นๆ ส่งผลให้ต้องหยุดการทำงานของเตาเผาอื่นๆด้วย	<u>วิธีการชั่งอันตราย</u> HAZOP (6)

ตารางที่ 3.1.1 บัญชีรายการสิ่งที่เป็นความเสี่ยงและอันตราย (ต่อ)

โรงงาน โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา

วันที่ทำการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินการในโรงงาน 1 ตุลาคม 2565

การดำเนินงาน ในโรงงาน	สิ่งที่เป็นความเสี่ยง และอันตราย	ผลกระทบ ที่อาจเกิดขึ้น	หมายเหตุ
2. การปรับปรุงคุณภาพ (Treatment) 2.1 หน่วยลดปริมาณ กำมะถันโดยใช้ปฏิกิริยา เติมไฮโดรเจน (Hydrodesulphurization) (หน่วยที่ 2.7.2.1 ในบทที่ 2)	<u>หน่วยลดปริมาณกำมะถันของ น้ำมันดีเซล (GOHF-2)</u> 1.ท่อลำเลียงก๊าซที่ใช้ในการจุด เตาเผา (Pilot gas) ไม่ได้ติดตั้ง วาล์วฉุกเฉินที่ใช้ในการหยุด การรั่วไหลของก๊าซในกรณีที่ เตาให้ความร้อน (F-3221) ไฟ ไหม้ 2.ท่อลำเลียงก๊าซเชื้อเพลิงของ เตาเผา F-3221 ไม่ได้ติดตั้ง วาล์วฉุกเฉินที่ใช้ในการหยุด การรั่วไหลของก๊าซในกรณีที่ เตา F-3221 ไฟไหม้	-ต้องทำการหยุดไฟไหม้ที่ เตาโดยการปิดวาล์วฉุกเฉินที่ ใช้ในหยุดการลำเลียง Pilot gas ที่ติดตั้งที่ถึงบรรจุ Pilot gas เพื่อส่งไปใช้ที่เตาอื่นๆ ส่งผลให้ต้องหยุดการทำงานของ ของเตาเผาอื่นๆด้วย -ต้องทำการหยุดไฟไหม้ที่ เตาโดยการปิดวาล์วฉุกเฉินที่ ใช้ในหยุดการลำเลียงก๊าซ เชื้อเพลิงที่ติดตั้งที่ถึงบรรจุ ก๊าซเพื่อส่งไปใช้ที่เตาอื่นๆ ส่งผลให้ต้องหยุดการทำงานของ ของเตาเผาอื่นๆด้วยไฟไหม้	<u>วิธีการชั่งอันตราย</u> HAZOP (7)

ตารางที่ 3.1.1 บัญชีรายการสิ่งที่เป็นความเสี่ยงและอันตราย (ต่อ)

โรงงาน โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา

วันที่ทำการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินการในโรงงาน 1 ตุลาคม 2565

การดำเนินงาน ในโรงงาน	สิ่งที่เป็นความเสี่ยง และอันตราย	ผลกระทบ ที่อาจเกิดขึ้น	หมายเหตุ
2. การปรับปรุงคุณภาพ (Treatment) 2.1 หน่วยลดปริมาณ กำมะถันโดยใช้ปฏิกิริยา เติมไฮโดรเจน (Hydrodesulphurization) (หน่วยที่ 2.7.2.1 ในบทที่ 2)	<u>หน่วยลดปริมาณกำมะถันของ น้ำมันดีเซล (GOHF-2)</u> 3. วาล์วควบคุมระดับของเหลว (H2LV1204) ในหอกลั่นแยก น้ำมันดีเซล (T-3221Y) ถูกเปิด สุดในขณะที่ทำการเริ่มการผลิต (Start Up) ส่งผลให้ระดับ ของเหลวในหอกลั่นแยกน้ำมัน ดีเซลลดลงอย่างรวดเร็วและ ก๊าซที่อยู่ในหอที่มีแรงดันสูง ไหลออกมายังท่อทางเข้าของ T-3221Y ซึ่งท่อนี้ถูกออกแบบ ให้ทนความดันได้เพียง 150 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว	- ใช้น้ำมันและก๊าซไฮโดรเจน ซัลไฟด์ (H ₂ S) ที่มีความ เข้มข้นสูงรั่วออกมาตามหน้า แปลนของท่อ ส่งผลให้ คนงานบริเวณโดยรอบ เสียชีวิตจากการสูดดม ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H ₂ S) ที่มีความเข้มข้นสูง หรือ อุปกรณ์เสียหายจากการที่ไอน้ำมัน ติดไฟจากแหล่งความร้อน ในบริเวณใกล้เคียง	<u>วิธีการชั่งอันตราย</u> HAZOP (7)

ตารางที่ 3.1.1 บัญชีรายการสิ่งที่เป็นความเสี่ยงและอันตราย (ต่อ)

โรงงาน โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา

วันที่ทำการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินการในโรงงาน 1 ตุลาคม 2565

การดำเนินงาน ในโรงงาน	สิ่งที่เป็นความเสี่ยง และอันตราย	ผลกระทบ ที่อาจเกิดขึ้น	หมายเหตุ
2. การปรับปรุงคุณภาพ (Treatment) 2.1 หน่วยลดปริมาณ กำมะถันโดยใช้ปฏิกิริยา เติมไฮโดรเจน (Hydrodesulphurization) (หน่วยที่ 2.7.2.1 ในบทที่ 2)	<u>หน่วยลดปริมาณกำมะถันของ น้ำมันดีเซล (GOHF-3)</u> 1. วาล์วทางออกของถัง D-4811A หรือ D-4811B ติดตั้งในแนวตั้งทำให้สามารถปิดตัวลงเนื่องจากการ drop gate ของก้านวาล์วส่งผลให้เกิดการสะสมความดันใน D-4811A หรือ D-4811B เกินค่าความดันของภาชนะที่ออกแบบไว้ในกรณีที่มีก๊าซไฮโดรเจนไหลเข้าไปใน 4811A หรือ D-4811B จากการรั่วของห้องของเครื่องอัดก๊าซ (C-4801A หรือ C-4801B Packing) 2. แผ่น Mesh ที่อยู่ในท่อ T-4801 เกิดการอุดตัน ทำให้ความดันที่สะสมเพิ่มขึ้นไม่สามารถระบายผ่านวาล์ว (H3PR-4534) ได้ จนเกินค่าความดันของอุปกรณ์ที่ออกแบบไว้	- ก๊าซไฮโดรเจนปริมาณมากรั่วไหลออกตามหน้าแปลนของอุปกรณ์เกิดเป็นกลุ่มหมอกและติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียงทำให้คนงานเสียชีวิตและอุปกรณ์เสียหาย- - เกิดการรั่วไหลของก๊าซไฮโดรเจนเซลล์ไฟต์ที่มีความเข้มข้นสูงที่หน้าแปลนของอุปกรณ์ทำให้คนงานในบริเวณใกล้เคียงเสียชีวิตและอุปกรณ์เสียหาย	<u>วิธีการชั่งอันตราย HAZOP (8)</u>

ตารางที่ 3.1.1 บัญชีรายการสิ่งที่เป็นความเสี่ยงและอันตราย (ต่อ)

โรงงาน โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา

วันที่ทำการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินการในโรงงาน 1 ตุลาคม 2565

การดำเนินงาน ในโรงงาน	สิ่งที่เป็นความเสี่ยง และอันตราย	ผลกระทบ ที่อาจเกิดขึ้น	หมายเหตุ
2. การปรับปรุงคุณภาพ (Treatment) 2.1 หน่วยลดปริมาณ กำมะถันโดยใช้ปฏิกิริยา เติมไฮโดรเจน (Hydrodesulphurization) (หน่วยที่ 2.7.2.1 ในบทที่ 2)	<u>หน่วยลดปริมาณกำมะถันของ น้ำมันดีเซล (GOHF-3)</u> 3. วาล์วป้องกันการไหล ย้อนกลับที่ทางออกของปั๊มของ น้ำมันดีเซล (P-4801A/B) ทำงานผิดพลาด ในกรณีที่ปั๊ม ตัวใดตัวหนึ่งมีการหยุดเดิน กระทันหัน ส่งผลให้ความดัน ของปั๊มอีกตัวที่เดินอยู่ไหล ย้อนกลับมาผ่านท่อทางออก ของปั๊มที่หยุดเดิน จึงเกิดการ หมุนของปั๊มที่หยุดเดินด้วย ความเร็วสูง (Reverse Overspeed) 4. ความดันของก๊าซที่ใช้ในการ จุดเตาเผา F-4801 (Pilot gas) มีค่าต่ำเกินไป ทำให้เปลวไฟไม่ เสถียรจนเปลวไฟที่หัวเผาดับ ลง แต่เตาเผายังคงทำงานอยู่ เนื่องจากไม่ได้ทำการติดตั้ง ระบบหยุดการทำงานของ เตาเผา	-ปั๊มเกิดความเสียหายแตก เป็นชิ้นๆและกระจายไปใน ระยะไกลด้วยความเร็ว พร้อมทั้งมีการรั่วไหลของ น้ำมันดีเซลออกสูบรรยากาศ ส่งผลให้คนงานบริเวณ โดยรอบเสียชีวิตจากการ ปะทะกับชิ้นงานที่กระจาย ออกมา และอุปกรณ์เสียหาย -มีการสะสมของก๊าซ เชื้อเพลิงที่เหลือจากการเผา ไหม้มาก และติดไฟอีกครั้ง เนื่องจากความร้อนที่สะสมใน เตาเผาทำให้เตาเผาระเบิด คนงานบริเวณใกล้เคียง เสียชีวิตและอุปกรณ์เกิด ความเสียหาย	<u>วิธีการชั่งอันตราย</u> HAZOP (8)

ตารางที่ 3.1.1 บัญชีรายการสิ่งที่เป็นความเสี่ยงและอันตราย (ต่อ)

โรงงาน โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา

วันที่ทำการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินการในโรงงาน 1 ตุลาคม 2565

การดำเนินงาน ในโรงงาน	สิ่งที่เป็นความเสี่ยง และอันตราย	ผลกระทบ ที่อาจเกิดขึ้น	หมายเหตุ
2. การปรับปรุงคุณภาพ (Treatment) 2.1 หน่วยลดปริมาณ กำมะถันโดยใช้ปฏิกิริยา เติมไฮโดรเจน (Hydrodesulphurization) (หน่วยที่ 2.7.2.1 ในบทที่ 2)	<p><u>หน่วยลดปริมาณกำมะถันของ น้ำมันดีเซล (GOHF-3)</u></p> <p>5.ความดันของก๊าซที่ใช้ในการ จุดเตาเผา F-4801 (Pilot gas) มีค่าสูงเกินไป ทำให้เปลวไฟไม่ เสถียรจนเปลวไฟที่หัวเผาดับ ลง แต่เตาเผายังคงทำงานอยู่ เนื่องจากไม่ได้ทำการติดตั้ง ระบบหยุดการทำงานของ เตาเผา</p> <p><u>หน่วยลดปริมาณกำมะถันใน น้ำมันก๊าด (KHF-1)</u></p> <p>1.อุณหภูมิของก๊าซไนโตรเจน ต่ำลงจนเกินค่าการออกแบบที่ กำหนดไว้ของอุปกรณ์ในหน่วย ลดปริมาณกำมะถันใน น้ำมันก๊าด (KHF-1) (อุปกรณ์ แลกเปลี่ยนความร้อน, หอกลิ้น, ท่อ เป็นต้น) ส่งผลให้อุปกรณ์ หรือท่อเสียความแข็งแรงและ แตกเปราะ (Brittle Fracture)</p>	<p>-มีการสะสมของก๊าซ เชื้อเพลิงที่เหลือจากการเผา ไหม้มาก และติดไฟอีกครั้ง เนื่องจากความร้อนที่สะสมใน เตาเผาทำให้เตาเผาระเบิด คนงานบริเวณใกล้เคียง เสียชีวิตและอุปกรณ์เกิด ความเสียหาย</p> <p>-เกิดการรั่วไหลของน้ำมัน หรือก๊าซไนโตรเจน น้ำมันที่ รั่วไหลออกมาติดไฟติดไฟ จากแหล่งความร้อนใน บริเวณใกล้เคียง ทำให้ คนงานเสียชีวิต อุปกรณ์ เสียหาย</p>	<p><u>วิธีการชั่งอันตราย</u> HAZOP (8)</p> <p><u>วิธีการชั่งอันตราย</u> HAZOP (9)</p>

ตารางที่ 3.1.1 บัญชีรายการสิ่งที่เป็นความเสี่ยงและอันตราย (ต่อ)

โรงงาน โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา

วันที่ทำการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินการในโรงงาน 1 ตุลาคม 2565

การดำเนินงาน ในโรงงาน	สิ่งที่เป็นความเสี่ยง และอันตราย	ผลกระทบ ที่อาจเกิดขึ้น	หมายเหตุ
3. ระบบจำหน่าย เชื้อเพลิง	<p>1. วาล์วที่ใช้สำหรับกันแยกท่อผลิตภัณฑ์น้ำมันเตาที่ไม่ได้ใช้ ไม่มีการใส่แผ่นตันที่วาล์ว เมื่อวาล์วรั่วซึมภายใน ส่งผลให้น้ำมันเตารั่วไหลออกสู่บรรยากาศ</p> <p>2. ท่อระบายของตัวกรองที่ถูกปล่อยสู่บรรยากาศ ถูกกันแยกด้วยวาล์วปิดกันแต่ไม่มีजूอกุดป้องกันการรั่วไหล เมื่อวาล์วปิดกันรั่วไหล ส่งผลให้ก๊าซเชื้อเพลิงไหลออกสู่บรรยากาศ</p> <p>3. ท่อระบายที่เชื่อมต่อกับทางออกของวาล์วระบายความดัน (FSSV-0704X) ที่ปล่อยออกสู่บรรยากาศถูกกันแยกด้วยวาล์วปิดกันแต่ไม่ได้ติดตั้งแผ่นตัน เมื่อวาล์วปิดกันรั่วไหล ส่งผลให้ก๊าซไนโตรเจนไหลออกสู่บรรยากาศ</p>	<p>- น้ำมันเตาที่รั่วไหลออกมา ติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียงทำให้อุปกรณ์เสียหายหรือมีการบาดเจ็บหรือเจ็บป่วยที่รุนแรง</p> <p>- ก๊าซเชื้อเพลิงที่รั่วไหลและติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียงทำให้คนงานบาดเจ็บสาหัสและอุปกรณ์เสียหาย</p> <p>- ก๊าซไนโตรเจนที่รั่วไหล ส่งผลทำให้คนทำงานบริเวณโดยรอบที่สูดดมก๊าซหมดสติและล้มลงพื้นได้รับบาดเจ็บสาหัส</p>	<u>วิธีการชั่งอันตราย</u> HAZOP (10)

ตารางที่ 3.1.1 บัญชีรายการสิ่งที่เป็นความเสี่ยงและอันตราย (ต่อ)

โรงงาน โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา

วันที่ทำการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินการในโรงงาน 1 ตุลาคม 2565

การดำเนินงาน ในโรงงาน	สิ่งที่เป็นความเสี่ยง และอันตราย	ผลกระทบ ที่อาจเกิดขึ้น	หมายเหตุ
3. ระบบจำหน่าย เชื้อเพลิง	4. ท่อทางผ่าน (Bypass) ของ วาล์วระบายความดัน (SV-704) มีขนาดเล็กกว่ามาตรฐานที่ กำหนดไว้ จึงไม่สามารถใช้ ระบายแรงดันสะสมที่เกินค่า ความดันของถังเก็บน้ำมันเตา (D-701) ที่ออกแบบไว้ในกรณีที่ มีการถอดวาล์วระบายความดัน (SV-704) ไปซ่อมบำรุง	-เกิดการรั่วไหลของน้ำมันเตา ที่ร้อนที่หน้าแปลนของ อุปกรณ์และติดไฟจากแหล่ง ความร้อนในบริเวณใกล้เคียง ทำให้คนงานในบริเวณ ใกล้เคียงได้รับบาดเจ็บสาหัส และอุปกรณ์เสียหาย	<u>วิธีการขี้งอันตราย</u> HAZOP (10)
4. หน่วยรีฟอร์มเมอร์ (Continuous Catalytic Reformer – CCR) (หน่วยที่ 2.7.4 ในบทที่ 2)	1. ของเหลวในถัง D-3429 สูงขึ้นจนท่วมถึงและล้นออกสู่ บรรยากาศผ่านท่อระบาย เนื่องจากระดับของเหลวไม่ได้ ถูกเฝ้าระวังในขณะที่มีการเติม ของเหลวในถัง D-3429	- แฉกที่รั่วไหลออกสู่ บรรยากาศติดไฟจากแหล่ง ความร้อนบริเวณใกล้เคียงทำ ให้คนงานบริเวณใกล้เคียง เสียชีวิตและอุปกรณ์เสียหาย	<u>วิธีการขี้งอันตราย</u> HAZOP (11)

ตารางที่ 3.1.1 บัญชีรายการสิ่งที่เป็นความเสี่ยงและอันตราย (ต่อ)

โรงงาน โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา

วันที่ทำการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินการในโรงงาน 1 ตุลาคม 2565

การดำเนินงาน ในโรงงาน	สิ่งที่เป็นความเสี่ยง และอันตราย	ผลกระทบ ที่อาจเกิดขึ้น	หมายเหตุ
4.หน่วยรีฟอร์มเมอร์ (Continuous Catalytic Reformer – CCR) (หน่วยที่ 2.7.4 ในบทที่ 2)	<p>2.วาล์วควบคุม (P2TV4046B) ทำงานบกพร่องและปิดลง ส่งผลให้น้ำมัน Reformat ที่มีอุณหภูมิสูงจากหอกลิ้นแยก น้ำมัน Reformat (T-3401X) ไม่ได้ผ่านการแลกเปลี่ยนความร้อนที่ E-3407 ก่อนส่งไปยัง อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน E-3408 ส่งผลให้ E-3408 มี อุณหภูมิสูงเกินค่าอุณหภูมิที่ถูกรอกแบบไว้</p> <p>3.อุปกรณ์วัดอุณหภูมิของท่อในเตาเผา F-3401/2/3/4 ทำงาน ผิดพลาด และเตาไม่ได้ติดตั้ง สัญญาณเตือนแบบอิสระจากระบบควบคุมอุณหภูมิของท่อ ส่งผลให้ท่อในเตาเผามีอุณหภูมิ สูงขึ้นเกินค่าอุณหภูมิของท่อที่ ออกแบบไว้</p>	<p>-เกิดการรั่วไหลของไอน้ำมัน Reformat ที่หน้าแปลนของ อุปกรณ์และติดไฟจากแหล่ง ความร้อนในบริเวณใกล้เคียง ทำให้คนงานในบริเวณ ใกล้เคียงเสียชีวิตและ อุปกรณ์เสียหาย</p> <p>-ท่อน้ำมันขาดและมีไอน้ำมันแนฟทาหนัก (HVN) ที่มีอุณหภูมิสูงรั่วออกมาในเตาเผาและทำให้เตาระเบิด คนงานเสียชีวิตและอุปกรณ์เสียหาย</p>	<p><u>วิธีการชั่งอันตราย</u> HAZOP (11)</p>

ตารางที่ 3.1.1 บัญชีรายการสิ่งที่เป็นความเสี่ยงและอันตราย (ต่อ)

โรงงาน โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา

วันที่ทำการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินการในโรงงาน 1 ตุลาคม 2565

การดำเนินงาน ในโรงงาน	สิ่งที่เป็นความเสี่ยง และอันตราย	ผลกระทบ ที่อาจเกิดขึ้น	หมายเหตุ
5. หน่วยผลิตกำมะถัน เหลว (Sulfur Recovery) (หน่วยที่ 2.7.5 ในบทที่ 2)	<p>1. อุปกรณ์วัดระดับของเหลวทำงานบกพร่องทำให้ระดับของกำมะถันเหลวในรถบรรทุกสูงขึ้นจนล้นทำให้กำมะถันเหลวที่ร้อนรั่วไหลออกมาจากรถบรรทุก</p> <p>2. เตาเผาไม่ได้ติดตั้งระบบหยุดการทำงานของเตาเผาเมื่อความดันของ Pilot gas ต่ำลง ส่งผลให้เปลวไฟดับและเกิดการสะสมก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ในเตาเผา</p> <p>3. วาล์ว S1PV-3015 ถูกปิด ทำให้ความดันในระบบมีค่าเพิ่มขึ้นเท่ากับความดันของไอน้ำร้อน ส่งผลให้วาล์ว bypass ของวาล์ว S1PV-3015 มีความดันเกินค่าที่ออกแบบไว้</p>	<p>-กำมะถันเหลวที่ร้อนรั่วออกมาโดนคนงานในบริเวณใกล้เคียงได้รับบาดเจ็บ</p> <p>-เตาเผาเกิดการระเบิด ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์รั่วไหลสู่บรรยากาศ คนงานในบริเวณใกล้เคียงเสียชีวิต อุปกรณ์เสียหาย</p> <p>-ไอน้ำร้อนที่ความดันสูงรั่วออกตามหน้าแปลนกระจายออกสู่บรรยากาศ ทำให้คนงานถูกไอน้ำร้อนลวกได้รับบาดเจ็บสาหัส</p>	<p><u>วิธีการชั่งอันตราย</u> HAZOP (12)</p>
6. ระบบเผาไหม้ก๊าซที่ เหลือจากหน่วยผลิต (Flare-1)	<p>1. วาล์วกันแยกที่ออกแบบให้ทนแรงดันได้ 300 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว มีการรั่วซึมภายในส่งผลให้น้ำมันที่มีความดันสูงไหลผ่านท่อที่ถูกออกแบบให้ทนแรงได้ 150 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว</p>	<p>-เกิดการรั่วไหลของน้ำมันเบาและหนักออกตามหน้าแปลนของท่อและติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียง ทำให้คนงานบาดเจ็บสาหัสและอุปกรณ์เสียหาย</p>	<p><u>วิธีการชั่งอันตราย</u> HAZOP (13)</p>

ตารางที่ 3.1.1 บัญชีรายการสิ่งที่เป็นความเสี่ยงและอันตราย (ต่อ)

โรงงาน โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา

วันที่ทำการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินการในโรงงาน 1 ตุลาคม 2565

การดำเนินงาน ในโรงงาน	สิ่งที่เป็นความเสี่ยง และอันตราย	ผลกระทบ ที่อาจเกิดขึ้น	หมายเหตุ
7. หน่วยผลิตน้ำ	1. วาล์วทางออกที่จ่ายน้ำ ให้กับอุปกรณ์ล้างตัวและล้างตา ถูกปิด ส่งผลให้ไม่มีน้ำส่งมายัง อุปกรณ์ล้างตัวและล้างตัว	- คนงานที่ได้รับการสัมผัส กับสารเคมีไม่สามารถชำระ ล้างร่างกายเบื้องต้นเพื่อลด ความรุนแรงจากการสัมผัส สารเคมี ทำให้คนงานได้รับ บาดเจ็บสาหัส หรือดวงตา อักเสบ	<u>วิธีการขั้บอันตราย</u> HAZOP (14)

ตารางที่ 3.1.1 บัญชีรายการสิ่งที่เป็นความเสี่ยงและอันตราย (ต่อ)

โรงงาน โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา

วันที่ทำการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินการในโรงงาน 1 ตุลาคม 2565

การดำเนินงาน ในโรงงาน	สิ่งที่เป็นความเสี่ยง และอันตราย	ผลกระทบ ที่อาจเกิดขึ้น	หมายเหตุ
8 Maintenance	<p>1. งานซ่อมบำรุงที่ไม่มีการตัดแยกอุปกรณ์ เช่น ไฟฟ้า ท่อสารเคมี (Lock Out/Tag Out)</p> <p>2. งานอับอากาศที่ไม่ปฏิบัติตาม Confined Space และ Work Permit Procedure</p> <p>3. การทำงานบนที่สูง เช่น นั่งร้าน Platform Pile rack</p> <p>4. การใช้เครื่องมือหนัก เช่น บันจัน รถตักที่ไม่ได้มาตรฐานความปลอดภัย</p> <p>5. สารเคมีอันตรายในกระบวนการผลิต เช่น กรด ต่าง ฝุ่นตัวเร่งปฏิกิริยา</p>	<p>- ไฟดูด ไฟไหม้ ระเบิด</p> <p>- ไฟไหม้ ระเบิด</p> <p>- ตกจากที่ต่างระดับบาดเจ็บ พิการ ตาย</p> <p>- วัสดุตกหล่น ชน กระแทก บาดเจ็บ พิการ ตาย ทรัพย์สินเสียหาย</p> <p>- อันตรายต่อสุขภาพ</p>	<p>Lock Out/Tag Out procedure</p> <p>Confined Space และ Work Permit Procedure (ภาคผนวก 5.3)</p> <p>Procedure for working at height</p> <p>Crane operation procedure</p> <p>Personnel protective equipment</p>
9. สถานที่เก็บสารเคมีและสารเร่งปฏิกิริยาที่ใช้ในโรงกลั่น	สารเคมีและสารเร่งปฏิกิริยาที่ถูกจัดเก็บในสถานที่เก็บไม่ได้ถูกจัดเก็บอย่างถูกต้องหรือไม่ได้ทำการตรวจสอบว่าสารเคมีและสารเร่งปฏิกิริยาอยู่ในสภาพพร้อมใช้งาน	- ภาชนะบรรจุสารเคมีและสารเร่งปฏิกิริยาชำรุดเสียหายทำให้สารเคมีและสารเร่งปฏิกิริยารั่วไหล หรือสารเคมีเสื่อมสภาพไม่เหมาะที่จะนำมาใช้งาน	สารเคมีและสารเร่งปฏิกิริยาที่ใช้ในโรงกลั่นถูกจัดเก็บให้เป็นไปตามขั้นตอนการเก็บรักษาวัสดุ

3.2 การชั่งน้ำหนักอันตรายและการประเมินความเสี่ยง

หลักเกณฑ์ในการประเมินความเสี่ยงของตรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ศรีราชา มีดังนี้

1. โรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ศรีราชา ได้ใช้วิธีการ HAZOP ในการชั่งน้ำหนักอันตราย
2. การประเมินโอกาสและความรุนแรงของสถานการณ์จำลองใน HAZOP นั้นได้มีการประเมินให้สอดคล้องตามกฎข้อบังคับของกรมโรงงานอุตสาหกรรมให้เป็นไปตามเกณฑ์ดังแสดงในตารางที่ 3.2.1 ตารางที่ 3.2.2 และตารางที่ 3.2.3 และของทางโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ศรีราชาดังแสดงในตารางที่ 3.2.4 ซึ่งมีเกณฑ์ในการประเมินดังต่อไปนี้

ตารางที่ 3.2.1

การจัดระดับโอกาสในการเกิดเหตุการณ์ต่างๆ ตามกฎของกรมโรงงานอุตสาหกรรม

ระดับ	รายละเอียด
1	มีโอกาสเกิดขึ้นได้ยาก เช่น ไม่เคยเกิดเลยในช่วงเวลาตั้งแต่ 10 ปี ขึ้นไป
2	มีโอกาสเกิดขึ้นได้น้อย เช่น ความถี่ในการเกิด เกิดขึ้น 1 ครั้ง ในช่วง 5-10 ปีขึ้นไป
3	มีโอกาสเกิดขึ้นได้ปานกลาง เช่น ความถี่ในการเกิด เกิดขึ้น 1 ครั้ง ในช่วง 1-5 ปีขึ้นไป
4	มีโอกาสเกิดขึ้นได้สูง เช่น ความถี่ในการเกิด เกิดขึ้น 1 ครั้ง ใน 1 ปี

ตารางที่ 3.2.2

การจัดระดับความรุนแรงของเหตุการณ์ต่างๆ ที่ส่งผลกระทบต่อบุคคลตามกฎหมายของกรมโรงงานอุตสาหกรรม

ระดับ	ความรุนแรง	รายละเอียด
1	เล็กน้อย	มีการบาดเจ็บเล็กน้อยในระดับปฐมพยาบาล
2	ปานกลาง	มีการบาดเจ็บที่ต้องได้รับการรักษาทางการแพทย์
3	สูง	มีการบาดเจ็บหรือเจ็บป่วยที่รุนแรง
4	สูงมาก	ทุพพลภาพหรือเสียชีวิต

ตารางที่ 3.2.3

การจัดระดับความรุนแรงของเหตุการณ์ต่างๆ ที่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมตามกฎหมายของกรมโรงงานอุตสาหกรรม

ระดับ	ความรุนแรง	รายละเอียด
1	เล็กน้อย	มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมเล็กน้อย สามารถควบคุมหรือแก้ไขได้
2	ปานกลาง	มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมปานกลาง สามารถแก้ไขได้ในระยะเวลานั้น
3	สูง	มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมรุนแรง ต้องใช้เวลาในการแก้ไข
4	สูงมาก	มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมรุนแรงมาก ต้องใช้ทรัพยากรและเวลานานในการแก้ไข

ตารางที่ 3.2.4

การจัดระดับความรุนแรงของเหตุการณ์ต่างๆ ที่ส่งผลกระทบต่อทรัพย์สินของโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ ศรีราชา

ระดับ	ความรุนแรง	รายละเอียด
1	เล็กน้อย	ทรัพย์สินเสียหายน้อยมากหรือไม่เสียหายเลย (ไม่เกิน 3.1 ล้านบาท)
2	ปานกลาง	ทรัพย์สินเสียหายไม่เกิน 31 ล้านบาท และสามารถดำเนินการผลิตต่อไปได้
3	สูง	ทรัพย์สินเสียหายเกิน 31 ล้านบาท แต่ไม่เกิน 930 ล้านบาท และต้องหยุดการผลิตในบางส่วน
4	สูงมาก	ทรัพย์สินเสียหายมากกว่า 930 ล้านบาท และต้องหยุดการผลิตทั้งหมด

3. ระดับความรุนแรงของเหตุการณ์ในสถานการณ์จำลองที่ได้ระบุไว้ใน HAZOP นั้น ได้มีการพิจารณาโดยนักถึงผลกระทบที่อาจเกิดต่อบุคคล ชุมชน ทรัพย์สิน หรือสิ่งแวดล้อม ตามระเบียบของกรมโรงงานอุตสาหกรรม แต่สำหรับการจัดระดับความรุนแรงของเหตุการณ์ที่ส่งผลกระทบต่อทรัพย์สินนั้น ทางโรงกลั่นฯ ได้มีการกำหนดขึ้นเองตามความเหมาะสมโดยได้มีการระบุตัวเลขไว้ชัดเจน ดังแสดงอยู่ในตารางที่ 3.2.2

4. มาตรการป้องกันและควบคุมแก้ไขที่แสดงอยู่ในตาราง HAZOP นั้น (คอลัมน์ที่ 4 จากทางซ้าย) เป็นมาตรการที่โรงกลั่นได้มีการปฏิบัติใช้อยู่ในปัจจุบัน (Existing control)

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชั่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (0)

หน่วย _____ ทุกหน่วยในกระบวนการผลิต _____ รายละเอียด _____ กฎความปลอดภัยพื้นฐานที่สำคัญยิ่ง _____
 ปัจจัยการผลิต _____ - ค่าควบคุม _____ - แบบแปลนหมายเลข _____ -

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
1. ประกายไฟหรือความร้อนไปสัมผัสโดนกับน้ำมัน	มีการทำงานซ่อมบำรุงซึ่งลักษณะงานทำให้เกิดประกายไฟหรือความร้อนไปสัมผัสโดนกับน้ำมัน สารเคมีหรือผลิตภัณฑ์ไวไฟในบริเวณใกล้เคียง	เกิดไฟไหม้	<ul style="list-style-type: none"> - มีคณะกรรมการประเมินและคัดเลือกบริษัทผู้รับเหมาซึ่งมีประวัติและผลการปฏิบัติงานด้านความปลอดภัยเป็นที่ยอมรับ - มีการจัดทำคู่มือการบริหารจัดการด้านความปลอดภัยผู้รับเหมาซึ่งกำหนดวิธีปฏิบัติงานด้านความปลอดภัยที่ผู้รับเหมาต้องใช้ในการทำงานในโรงงาน - มีการอบรมด้านความปลอดภัยให้กับผู้รับเหมาทุกคนและอบรมด้านความปลอดภัยในการปฏิบัติงานเฉพาะทางกับผู้รับเหมาที่ทำงานเฉพาะด้านนั้นๆ - กำหนดสัดส่วนของหัวหน้างานและเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยต่อคนงานที่มากกว่าข้อกำหนดของกฎหมาย - จัดให้มีการจำแนกคนงานผู้รับเหมาใหม่และมีเครื่องหมายแสดงที่ชัดเจนพร้อมกับการกำหนดให้คนงานผู้รับเหมาเก่าทำหน้าที่ที่เสี่ยงอย่างน้อยหกเดือนหรือจนกว่าคนงานผู้รับเหมาใหม่จะถูกประเมินว่า 	-	1	2	2	1

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการช้บ่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (0)

หน่วย _____ ทุกหน่วยในกระบวนการผลิต _____ รายละเอียด _____ กฎความปลอดภัยพื้นฐานที่สำคัญยิ่ง _____
 ปัจจัยการผลิต _____ - ค่าควบคุม _____ - แบบแปลนหมายเลข _____ -

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
1. ประกายไฟหรือความร้อนไปสัมผัสโดนกับน้ำมัน	มีการทำงานซ่อมบำรุงซึ่งลักษณะงานทำให้เกิดประกายไฟหรือความร้อนไปสัมผัสโดนกับน้ำมัน สารเคมีหรือผลิตภัณฑ์ไวไฟในบริเวณใกล้เคียง	เกิดไฟไหม้	(ต่อ) มีความรู้ความเข้าใจในกฎระเบียบข้อบังคับการทำงานต่าง ๆ ของโรงงาน - มีระบบการออกใบอนุญาตให้ทำงานซึ่งครอบคลุมการเตรียมการปิดกั้นตัดแยกและตรวจสอบโดยเจ้าหน้าที่โรงงานในการทำให้อุปกรณ์และจุดทำงานปลอดภัย สารอันตรายต่างๆที่จะให้ทำงานได้อย่างปลอดภัย ทั้งนี้เจ้าหน้าที่โรงงานและคนงานผู้รับเหมาจะได้รับ การอบรมเกี่ยวกับระบบการออกใบอนุญาตให้ทำงานด้วย - กำหนดให้มีการตรวจสอบการติดไฟได้ของสภาพแวดล้อมในการทำงาน อุปกรณ์ดับเพลิงแบบมือถือ การล้อมบริเวณทำงานที่มีประกายไฟด้วยผ้าใบกันไฟ อุปกรณ์ป้องกันส่วนบุคคล และผู้เฝ้าระวังไฟหน้างาน ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของระบบการออกใบอนุญาตให้ทำงาน	-	1	2	2	1

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชี้บ่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (0)

หน่วย _____ ทุกหน่วยในกระบวนการผลิต _____ รายละเอียด _____ กฎความปลอดภัยพื้นฐานที่สำคัญยิ่ง _____
 ปัจจัยการผลิต _____ - ค่าควบคุม _____ - แบบแปลนหมายเลข _____ -

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นตาม	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
1. ประกายไฟหรือความร้อนไปสัมผัสโดนกับน้ำมัน	มีการทำงานซ่อมบำรุงซึ่งลักษณะงานทำให้เกิดประกายไฟหรือความร้อนไปสัมผัสโดนกับน้ำมัน สารเคมีหรือผลิตภัณฑ์ไวไฟในบริเวณใกล้เคียง	เกิดไฟไหม้	(ต่อ) - จัดให้มีการตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อบังคับการทำงานที่เกี่ยวข้องกับระบบการออกใบอนุญาตให้ทำงานและวิธีปฏิบัติงานด้านความปลอดภัยโดยเจ้าหน้าที่โรงงาน - มีคณะกรรมการความปลอดภัยผู้รับเหมาซึ่งประกอบด้วยเจ้าหน้าที่โรงงานและตัวแทนฝ่ายบริหารของบริษัทผู้รับเหมาเพื่อกำกับดูแลการปฏิบัติงานอีกชั้นหนึ่ง - มีการทำการชี้บ่งอันตรายแบบแฝงที่หน้างานเพื่อกำหนดวิธีป้องกันอันตรายเพิ่มเติมนอกเหนือจากข้อบังคับการทำงานที่เกี่ยวข้องของงานนั้น กรณีที่งานนั้นเข้าเกณฑ์ต้องทำการชี้บ่งอันตราย	-	1	2	2	1

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชี้บ่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (0)

หน่วย _____ ทุกหน่วยในกระบวนการผลิต _____ รายละเอียด _____ กฎความปลอดภัยพื้นฐานที่สำคัญยิ่ง _____
 ปัจจัยการผลิต _____ - ค่าควบคุม _____ - แบบแปลนหมายเลข _____ -

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นตาม	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
2. น้ำมัน สารเคมี หรือผลิตภัณฑ์รั่วซึมเข้าไปในที่อับอากาศ	มีการทำงานซ่อมบำรุงซึ่งทำในที่อับอากาศได้แก่ ภาชนะขนาดใหญ่บรรจุน้ำมัน สารเคมีหรือผลิตภัณฑ์ทั้งในกระบวนการกลั่นหรือในส่วนถังเก็บน้ำมัน โดยน้ำมัน สารเคมีหรือผลิตภัณฑ์ดังกล่าวอาจรั่วซึมเข้าไปในที่อับอากาศนั้นได้	เกิดไฟไหม้	- กำหนดให้มีการติดตั้งตัวระบายอากาศเพื่อป้องกันการสะสมของไอน้ำมันหรือสารต่างๆ ตามแผนการระบายอากาศของผู้รับเหมาที่ได้รับอนุมัติจากเจ้าหน้าที่โรงงาน การตรวจวัดบันทึกออกซิเจนสำหรับหายใจและสารมีพิษภายในที่อับอากาศ ผู้เฝ้าระวังควบคุมการเข้าออก อุปกรณ์ป้องกันส่วนบุคคล ป้ายเตือนอันตราย ห้ามเข้าที่อับอากาศ การฝึกอบรมเกี่ยวกับอันตรายการทำงานในที่อับอากาศ ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของข้อบังคับการทำงานของโรงงานสำหรับการทำงานในที่อับอากาศและระบบการออกใบอนุญาตให้ทำงาน รวมถึงมาตรการต่างๆ ที่ได้กล่าวไว้ในการจัดการข้อบกพร่องที่ 1 เรื่อง “ประกายไฟหรือความร้อนไปสัมผัสโดนกับน้ำมัน”	-	1	2	2	1

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชี้บ่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (0)

หน่วย _____ ทุกหน่วยในกระบวนการผลิต _____ รายละเอียด _____ กฎความปลอดภัยพื้นฐานที่สำคัญยิ่ง _____
 ปัจจัยการผลิต _____ - ค่าควบคุม _____ - แบบแปลนหมายเลข _____ -

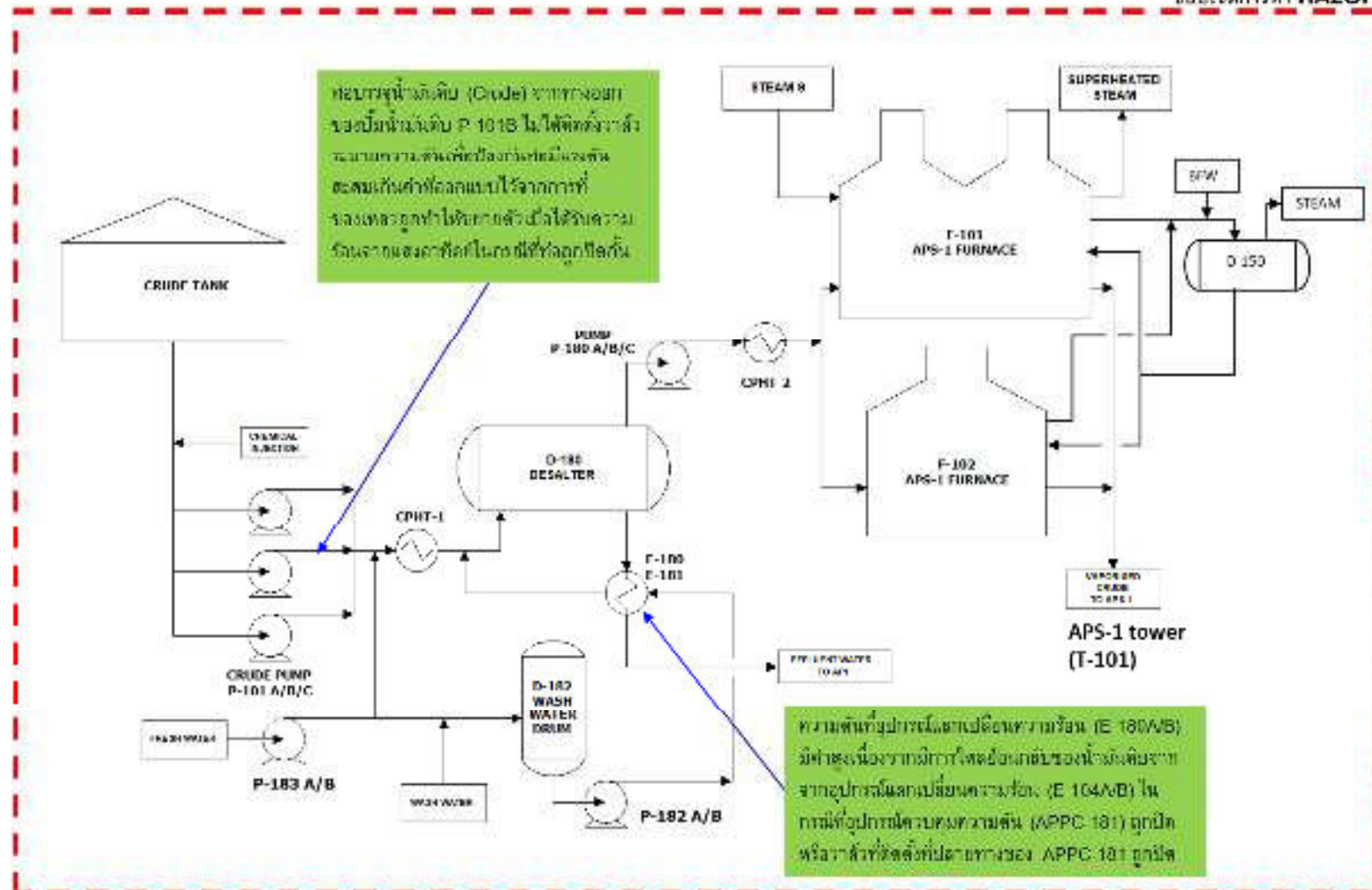
ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นตาม	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
3. เกิดการพลัดตกของคนจากที่สูง	มีการทำงานบนที่สูงกว่าระดับพื้นราบตั้งแต่สองเมตรขึ้นไป ซึ่งอาจทำให้เกิดการพลัดตกของคนจากที่สูงได้	บาดเจ็บ	- กำหนดให้ใช้อุปกรณ์ป้องกันการตกซึ่งต้องเกี่ยวสายรั้งไว้ตลอดเวลาถ้าสถานที่ทำงานดังกล่าวไม่มีราวกันตกโดยรอบ มีการฝึกอบรมการทำงานบนที่สูงและการใช้อุปกรณ์ป้องกันการตก รวมถึงการปฏิบัติตามมาตรการต่างๆ ที่ได้กล่าวไว้ในการจัดการข้อบกพร่องที่ 1 เรื่อง “ประกายไฟหรือความร้อนไปสัมผัสโดนกับน้ำมัน”	-	1	2	2	1
4. สัมผัสกับกระแสไฟฟ้าโดยตรง	มีการทำงานกับระบบไฟฟ้ากำลังหรือระบบอื่นๆที่ใช้ไฟฟ้าในการทำงาน ซึ่งอาจมีการสัมผัสกับกระแสไฟฟ้าโดยตรง	บาดเจ็บ	- กำหนดข้อบังคับการทำงานทางไฟฟ้าที่ต้องมีการตัดการไหลของกระแสไฟฟ้าอย่างสิ้นเชิงรวมถึงวิธีการทดสอบว่าไม่มีกระแสไฟฟ้าไหลแล้ว ให้เฉพาะผู้ที่มีความรู้และได้รับการรับรองเท่านั้นที่สามารถทำงานกับระบบไฟฟ้าได้ รวมถึงการปฏิบัติตามมาตรการต่างๆ ที่ได้กล่าวไว้ในการจัดการข้อบกพร่องที่ 1 เรื่อง “ประกายไฟหรือความร้อนไปสัมผัสโดนกับน้ำมัน”	-	1	2	2	1

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชี้บ่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (0)

หน่วย _____ ทุกหน่วยในกระบวนการผลิต _____ รายละเอียด _____ กฎความปลอดภัยพื้นฐานที่สำคัญยิ่ง _____
 ปัจจัยการผลิต _____ - ค่าควบคุม _____ - แบบแปลนหมายเลข _____ -

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
5. น้ำมัน สารเคมี หรือผลิตภัณฑ์ ไวไฟไหลออกจากระบบการกลั่น	มีการทำงานซ่อมบำรุง ซึ่งลักษณะงานมีการเปิดอุปกรณ์ที่อยู่ในกระบวนการกลั่น ทำให้น้ำมัน สารเคมีหรือผลิตภัณฑ์ไวไฟไหลออกจากระบบการกลั่น ไปโดนแหล่งกำเนิดประกายไฟหรือความร้อนในบริเวณใกล้เคียง	เกิดไฟไหม้	- กำหนดข้อบังคับการทำงานและผู้อนุมัติให้ทำงานได้กับงานที่เกี่ยวกับการเปิดอุปกรณ์ที่อยู่ในกระบวนการกลั่น ซึ่งให้มีการประเมินความเสี่ยงโดยพิจารณาจากอันตรายของน้ำมันหรือสารที่อยู่ในอุปกรณ์นั้นๆ และการกันแยกตลอดจนความสามารถในการยืนยันการไม่รั่วไหลของน้ำมันหรือสารดังกล่าวระหว่างการเปิด ให้มีการตรวจสอบการติดไฟได้ของสภาพแวดล้อมในการทำงาน อุปกรณ์ดับเพลิงแบบมือถือ การล้อมบริเวณทำงาน อุปกรณ์ป้องกันส่วนบุคคล และผู้เฝ้าระวังหน้างาน ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของระบบการออกใบอนุญาตให้ทำงานได้ รวมถึงการปฏิบัติตามมาตรการต่างๆ ที่ได้กล่าวไว้ในการจัดการข้อบกพร่องที่ 1 เรื่อง “ประกายไฟหรือความร้อนไปสัมผัสโดนกับน้ำมัน” - กำหนดให้มีการฝึกซ้อมดับเพลิงและฝึกซ้อมหนีไฟเป็นประจำ เพื่อความปลอดภัยในการทำงาน	-	1	2	2	1



เอกสารหมายเลข 1 หน่วยหอกลั่นแยกน้ำมันดิบ (APS-1)

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการช้บ่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (1)

หน่วย _____ หน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบ (APS-1) _____ รายละเอียด _____ เพื่อกลั่นแยกน้ำมันดิบได้ผลิตภัณฑ์ตามจุดเดือดภายในหอกลั่น

ปัจจัยการผลิต _____ อุณหภูมิ/ความดัน _____ ค่าควบคุม _____ 35°ซ/ความดัน 37.7 กก/ตร.ซม. _____ แบบแปลนหมายเลข _____ 1

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
1. ความดันสูงขึ้น	หน่วยกลั่นน้ำมันดิบหยุดการผลิตและท่อบรรจุน้ำมันดิบ (Crude) จากทางออกของปั๊มน้ำมันดิบ P-101B ถูกปิดกั้นส่งผลให้น้ำมันในท่อมีการระเหยกลายเป็นไอน้ำมันเมื่อได้รับความความร้อนจากแสงอาทิตย์ (Thermal Expansion) แต่ไม่สามารถระบายความดันออกจากท่อได้เพราะท่อนี้ไม่ได้ติดตั้งวาล์วระบายความดัน	ท่อมีความดันเพิ่มขึ้นเกินค่าความดันของท่อที่ออกแบบไว้ ทำให้น้ำมันดิบ (Crude) ไหลออกที่หน้าแปลนสู่บรรยากาศ กลายเป็นกลุ่มหมอกและติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียง ทำให้คนงานเสียชีวิต อุปกรณ์เสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - มีการไล่น้ำมันดิบที่ค้างท่อเมื่อมีการหยุดระบบหน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบ (APS-1) ก่อนทำการปิดกั้นท่อน้ำมัน - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	4	4	2 [แผนควบคุม (1-1)]

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชี้บ่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (1)

หน่วย _____ หน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบ (APS-1) _____ รายละเอียด _____ เพื่อกลั่นแยกน้ำมันดิบได้ผลิตภัณฑ์ตามจุดเดือดภายในหอกลั่น
ปัจจัยการผลิต _____ อุณหภูมิ/ความดัน _____ ค่าควบคุม _____ 149 °ซ/ความดัน 21.1 กก/ตร.ซม. _____ แบบแปลนหมายเลข _____ 1

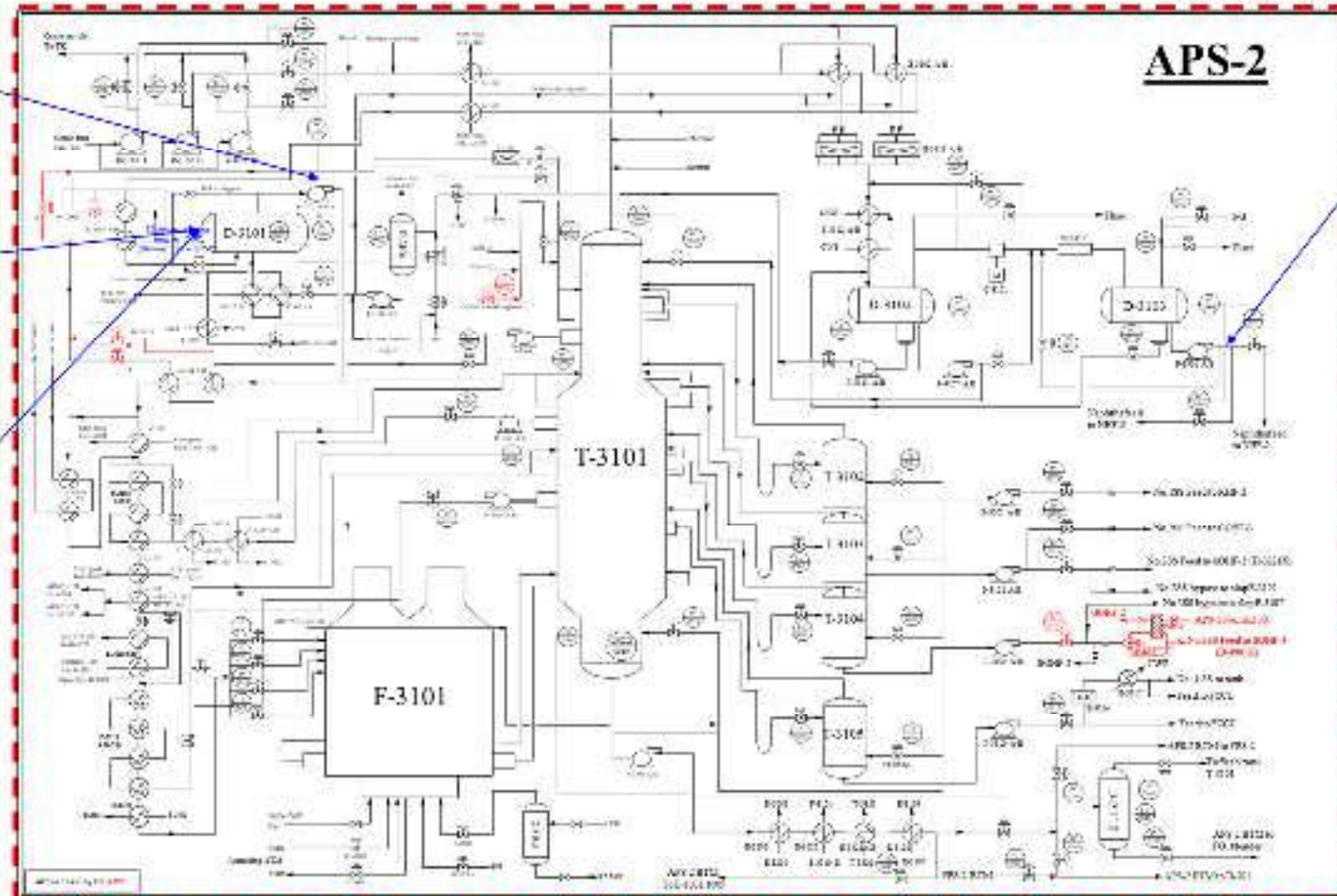
ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
2. ความดันสูงขึ้น	อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน (E-180A/B) ถูกปิดกั้นเนื่องจากอุปกรณ์ควบคุมความดัน (APPC-181) ถูกปิด หรือวาล์วที่ติดตั้งที่ปลายทางของ APPC-181 ถูกปิด ส่งผลให้น้ำมันดิบจากจากอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน (E-104A/B) ไหลย้อนผ่านอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน (E-180A/B) ซึ่งน้ำมันดิบที่ไหลย้อนกลับนี้มีความดันสูงเกินค่าความดันของอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน (E-180A/B) ที่ออกแบบไว้	น้ำมันดิบไหลออกจากหน้าแปลนของอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน (E-180A/B) สู่บรรยากาศกลายเป็นกลุ่มหมอกและติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียง ทำให้คนงานเสียชีวิต อุปกรณ์เสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - อุปกรณ์ควบคุมความดัน (APPC-181) ถูกออกแบบให้เปิดสุดในกรณีที่สูญเสียอากาศที่ใช้ในการควบคุมการเปิดปิดวาล์ว - ก้านของวาล์วที่ติดตั้งที่ปลายทางของ APPC-181 อยู่ในแนวนอนเพื่อป้องกันก้านวาล์วปิดเนื่องจาก Drop Gate - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	4	4	2 [แผนควบคุม (1-1)]

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (1-1)

หน่วยงาน หน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบ (APS-1) รายละเอียด เพื่อกลั่นแยกน้ำมันดิบได้ผลิตภัณฑ์ตามจุดเดือดภายในหอกลั่น
 วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้ เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้และระเบิด	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	แผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน - การป้องกันฉุกเฉิน - การระงับฉุกเฉิน - การอพยพหนีภัย - การฟื้นฟู	ปฏิบัติตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
2	จัดให้มีการอบรมพนักงานให้ตระหนักถึงอันตรายและแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	ฝึกอบรมการปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	พนักงานมีความรู้ความสามารถผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
3	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ดับเพลิงให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง



การวัดค่าดัชนีชี้วัดใน 3 ประเภท ที่กล่าวมา
สำหรับกลุ่มตัวอย่างที่มี 50 คนขึ้นไป
สามารถที่จะใช้ค่าการวัดแบบจุดเดียว
ได้โดยไม่ต้องแบ่งกลุ่มที่มี 50 คนขึ้นไป
สามารถที่จะใช้ค่าการวัดแบบค่าเฉลี่ยกลุ่มมาใช้
แทนค่าการวัดที่กลุ่มตัวอย่างมีจำนวน
มากกว่า 300 คนได้สำหรับการวัดที่ค่า
เฉลี่ย

[illegible]

116

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชั่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (2)

หน่วย _____ หน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบ (APS-2) _____ รายละเอียด _____ เพื่อกลั่นแยกน้ำมันดิบได้ผลิตภัณฑ์ตามจุดเดือดภายในหอกลั่น

ปัจจัยการผลิต _____ อุณหภูมิ/ความดัน _____ ค่าควบคุม _____ 45°ซ/ความดัน 26.72 กก/ตร.ซม. _____ แบบแปลนหมายเลข _____ 2

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
1. ความดันสูงขึ้น	ปั๊ม (P-3301A/B) ทางออกของภาชนะบรรจุน้ำมันเบา (D-3103) หยุดเดิน กระทั่งหัน ส่งผลให้น้ำมันเบาที่มีความดันสูงกว่าในระบบไหลย้อนกลับมา เนื่องจากวาล์วป้องกันการไหลย้อนกลับทำงานผิดพลาด	ความดันที่มากขึ้นไม่สามารถระบายได้ เนื่องจากวาล์วระบายแรงดันที่ออกแบบไว้มีขนาดเล็กเกินไป น้ำมันเบารั่วไหลที่หน้าแปลนของอุปกรณ์และติดไฟจากการสัมผัสกับแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียงคนงาน เสียชีวิตและอุปกรณ์เสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - มีสัญญาณเตือนเมื่อความดันใน D-3103 สูงขึ้น - มีวาล์วป้องกันการไหลย้อนกลับที่ถูกกำหนดให้เป็นอุปกรณ์ที่มีความสำคัญยิ่งยวด (Safety Critical Check Valve) - มีวาล์วระบายความดัน - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	4	4	2 [แผนควบคุม (2-1)]

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชี้บ่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (2)

หน่วย _____ หน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบ (APS-2) รายละเอียด _____ เพื่อกลั่นแยกน้ำมันดิบได้ผลิตภัณฑ์ตามจุดเดือดภายในหอกลั่น
ปัจจัยการผลิต อนุภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม 152°ซ/ความดัน 12.3 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 2

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
2. ความดันสูงขึ้น	มีการปิดวาล์วของท่อที่ใช้ในการล้างโคลนของถัง (D-3101) ทำให้ความดันในท่อสูงขึ้นจนเกินความดันของท่อที่ถูกออกแบบไว้	เกิดการรั่วไหลของน้ำมันดิบที่หน้าแปลนของท่อ น้ำมันดิบที่ออกมาติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียง ทำให้ไฟไหม้คนงานบริเวณใกล้เคียงได้รับบาดเจ็บสาหัสและอุปกรณ์เสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - มีขั้นตอนการปฏิบัติงานอย่างปลอดภัยเพื่อป้องกันการปิดวาล์วผิดพลาดในระหว่างการล้างโคลน - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	3	3	2 [แผนควบคุม (2-2)]

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชั่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (2)

หน่วย _____ หน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบ (APS-2) _____ รายละเอียด _____ เพื่อกลั่นแยกน้ำมันดิบได้ผลิตภัณฑ์ตามจุดเดือดภายในหอกลั่น
ปัจจัยการผลิต _____ อุณหภูมิ/ความดัน _____ ค่าควบคุม _____ 152°ซ/ความดัน 12.3 กก/ตร.ซม. _____ แบบแปลนหมายเลข _____ 2

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
3. ความดันสูงขึ้น	ท่อเก็บน้ำมันตัวอย่างของ D-3101 มีวาล์วสองตัวติดตั้งเพื่อใช้ในการกันแยกออกจาก D-3101 ในกรณีที่ไม่มีกั้นน้ำมัน ตัวอย่างวาล์วที่ติดตั้งใกล้จุดเก็บน้ำมัน ตัวอย่างที่ถูกออกแบบให้ทนแรงดัน 300 ปอนด์ต่อตารางนิ้วจะถูกปิดไว้และวาล์วตัวที่ติดตั้งใกล้ D-301 ที่ถูกออกแบบให้รับความดัน 150 ปอนด์ต่อตารางนิ้วจะถูกเปิดอยู่ตลอดเวลาเพื่อระบายความดันไปยังวาล์วระบายความดัน (PRA2-004A/B) ที่ติดตั้งที่ D-3101 ในกรณีที่วาล์วที่ถูกออกแบบให้ทนแรงดัน 300 ปอนด์ต่อตารางนิ้วมีการรั่วซึม และวาล์วตัวที่ติดตั้งใกล้ D-3101 ที่ออกแบบให้รับความดัน 150 ปอนด์ต่อตารางนิ้วเกิดข้อบกพร่องและปิดลงส่งผลให้หน้าแปลนของวาล์ว 150 ปอนด์ต่อตารางนิ้วมีความดันเกินค่าที่ออกแบบไว้	น้ำมันดิบไหลรั่วไหลจากหน้าแปลนของท่อออกสู่บรรยากาศและติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียง ทำให้ไฟไหม้ คนงานบริเวณโดยรอบเสียชีวิตและอุปกรณ์เสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - วาล์วที่ใช้ในการกันแยกไม่มีการรั่ว และมีการตรวจตราเหตุการณ์ผิดปกติ เช่น การรั่วไหลของน้ำมัน โดยพนักงานปฏิบัติการ - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	4	4	2 [แผนควบคุม (2-3)]

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชี้บ่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (2)

หน่วย _____ หน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบ (APS-2) _____ รายละเอียด _____ เพื่อกลั่นแยกน้ำมันดิบได้ผลิตภัณฑ์ตามจุดเดือดภายในหอกลั่น

ปัจจัยการผลิต _____ อุณหภูมิ/ความดัน _____ ค่าควบคุม _____ 127°C/ความดัน 41.5 กก/ตร.ซม. _____ แบบแปลนหมายเลข _____ 2

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
4. การสูญเสียการกักเก็บ	น้ำมันดิบมีการรั่วส่งผลให้น้ำมันดิบรั่วไหลออกมาแต่ไม่สามารถหยุดการรั่วไหลได้เนื่องจากวาล์วฉุกเฉินที่ใช้ในการหยุดการรั่วไหลของน้ำมันดิบติดตั้งอยู่ในตำแหน่งที่พนักงานปฏิบัติการไม่สามารถเข้าไปทำงานได้อย่างปลอดภัย	น้ำมันดิบที่รั่วออกมาติดไฟจากการสัมผัสกับแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียง ทำให้เกิดไฟไหม้ใหญ่ คนงานเสียชีวิต และอุปกรณ์เสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - มีขั้นตอนการปฏิบัติงานอย่างปลอดภัยเพื่อหยุดการรั่วไหลของน้ำมันในกรณีที่ P-3102 A/B/C รั่ว - มีมาตรการรองรับเหตุการณ์ฉุกเฉิน(Emergency Shutdown Procedure) ในกรณีที่มีน้ำมันรั่วไหล - ระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	4	4	2 [แผนควบคุม (2-3)]

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (2-1)

หน่วยงาน หน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบ (APS-2) รายละเอียด เพื่อกลั่นแยกน้ำมันดิบได้ผลิตภัณฑ์ตามจุดเดือดภายในหอกลั่น
 วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้ เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	อุปกรณ์ทำงานได้ตามที่ออกแบบไว้	ปฏิบัติตามแผน และอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าหน่วยตรวจสอบอุปกรณ์
2	จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้และระเบิด	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	แผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน - การป้องกันฉุกเฉิน - การระงับฉุกเฉิน - การอพยพหนีภัย - การฟื้นฟู	ปฏิบัติตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
3	จัดให้มีการอบรมพนักงานให้ตระหนักถึงอันตรายและแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	ฝึกอบรมการปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	พนักงานมีความรู้ความสามารถผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
4	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ดับเพลิงให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (2-2)

หน่วยงาน หน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบ (APS-2) รายละเอียด เพื่อกลั่นแยกน้ำมันดิบได้ผลิตภัณฑ์ตามจุดเดือดภายในหอกลั่น

วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้ เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	มีขั้นตอนการปฏิบัติงานอย่างปลอดภัยในการการล้างโคลน	พนักงานปฏิบัติงาน	การล้างโคลนที่ D-3101	ปฏิบัติตามขั้นตอนการทำงาน	หัวหน้าหน่วยของพนักงานปฏิบัติงาน
2	จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้และระเบิด	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	แผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน - การป้องกันฉุกเฉิน - การระงับฉุกเฉิน - การอพยพหนีภัย - การฟื้นฟู	ปฏิบัติตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
3	จัดให้มีการอบรมพนักงานให้ตระหนักถึงอันตรายและแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	ฝึกอบรมการปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	พนักงานมีความรู้ความสามารถผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
4	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ดับเพลิงให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (2-3)

หน่วยงาน หน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบ (APS-2) รายละเอียด เพื่อกลั่นแยกน้ำมันดิบได้ผลิตภัณฑ์ตามจุดเดือดภายในหอกลั่น
 วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้ เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้และระเบิด	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	แผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน - การป้องกันฉุกเฉิน - การระงับฉุกเฉิน - การอพยพหนีภัย - การฟื้นฟู	ปฏิบัติตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
2	จัดให้มีการอบรมพนักงานให้ตระหนักถึงอันตรายและแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	ฝึกอบรมการปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	พนักงานมีความรู้ความสามารถผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
3	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ดับเพลิงให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการช้บ่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (3)

หน่วย _____ หน่วยกลั่นน้ำมันแนฟทาเบา (LVN Splitter-1) รายละเอียด _____ แยกน้ำมันแนฟทาเบาออกจากน้ำมันแนฟทาหนัก

ปัจจัยการผลิต _____ อุณหภูมิ/ความดัน _____ ค่าควบคุม _____ 160°C/ความดัน 2.8 กก/ตร.ซม. _____ แบบแปลนหมายเลข _____ 3

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
1. อุปกรณ์วัดอุณหภูมิทำงานบกพร่อง	น้ำมันแนฟทาเบา (LVN) มีอุณหภูมิสูงขึ้นแต่ตัววัดอุณหภูมิเพื่อเตือน (High Temperature Alarm) ทำงานบกพร่องส่งผลให้น้ำมันเบาที่ร้อนถูกส่งไปเก็บยังถังเก็บน้ำมันแบบหลังคาลอยและมีการสะสมของไอน้ำมันเบาที่ถังเก็บมากเกินไปจนเกินค่าที่กำหนดไว้	มีการสะสมของไอน้ำมันเบาที่ถังเก็บน้ำมันมากเกินไปจนเกินค่าที่กำหนดไว้ ไอน้ำมันเบาจะรั่วออกมาตามรอยเชื่อมของหลังคาและกลายเป็นกลุ่มหมอก และติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียง ถังเก็บน้ำมันระเบิด ทำให้คนงานเสียชีวิตและอุปกรณ์เสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - มีสัญญาณเตือนเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	4	4	2 [แผนควบคุม (3-1)]

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชี้บ่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (3)

หน่วย _____ หน่วยแยกก๊าซหุงต้ม (Debutanizer-1) _____ รายละเอียด _____ แยกบิวเทนออกจากน้ำมันเนฟทา
ปัจจัยการผลิต _____ อุณหภูมิ/ความดัน _____ ค่าควบคุม _____ 67-168°C/ความดัน 10.9 กก/ตร.ซม. _____ แบบแปลนหมายเลข _____ 3

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
2. อุปกรณ์วัดอุณหภูมิทำงานบกพร่อง	น้ำมันปิโตรเลียมเหลว (LPG) มีอุณหภูมิสูงขึ้นแต่ตัววัดอุณหภูมิเพื่อเตือน (High Temperature Alarm) ทำงานบกพร่อง ส่งผลให้น้ำมันที่ร้อนถูกส่งไปเก็บยังถังเก็บน้ำมันแบบหลังคาลอยและมีการสะสมของไอน้ำมันที่ถังเก็บมากเกินไปที่กำหนดไว้	ไอน้ำมัน LPG รั่วออกมาตามรอยเชื่อมต่อของหลังคาและกลายเป็นกลุ่มหมอกและติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียงถังเก็บน้ำมันระเบิด ทำให้คนงานเสียชีวิต อุปกรณ์เสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - มีสัญญาณเตือนเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น - มีระบบบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับระบบสัญญาณเตือนอุณหภูมิ - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	4	4	2 [แผนควบคุม (3-2)]

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชั่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (3)

หน่วย _____ หน่วยแยกก๊าซหุงต้ม (Debutanizer-1) รายละเอียด _____ แยกบิวเทนออกจากน้ำมันเนฟทา

ปัจจัยการผลิต อนุภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม 67-168°C/ความดัน 10.9 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 3

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
3. ความดันสูงขึ้น	ท่อน้ำมันปิโตรเลียมเหลว (LPG) ที่ส่งไปยังหน่วยเผาไหม้ก๊าซ (Flare) ถูกปิดกั้น ส่งผลให้น้ำมันในท่อมีการระเหยกลายเป็นไอน้ำมัน เมื่อได้รับความความจากแสงอาทิตย์ (Thermal Expansion) แต่ไม่สามารถระบายความดันออกจากท่อได้เพราะท่อนี้ไม่ได้ติดตั้งวาล์วระบายความดัน	ท่อมีความดันเพิ่มขึ้นเกินค่าความดันของท่อที่ออกแบบไว้ ทำให้น้ำมันปิโตรเลียมเหลว (LPG) ไหลออกที่หน้าแปลนสู่บรรยากาศ กลายเป็นกลุ่มหมอกและติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียง ทำให้คนงานเสียชีวิต อุปกรณ์เสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - มีการเปิดวาล์วของท่อน้ำมันที่ต่อกับท่อน้ำมันนี้ไว้เพื่อให้มีการระบายของความดันที่สะสมไว้ในท่อ - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	4	4	2 [แผนควบคุม (3-3)]

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชั่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (3)

หน่วย _____ หน่วยแยกก๊าซหุงต้ม (Debutanizer-1) _____ รายละเอียด _____ แยกบิวเทนออกจากน้ำมันเนฟทา

ปัจจัยการผลิต _____ อุณหภูมิ/ความดัน _____ ค่าควบคุม _____ 67-168°C/ความดัน 10.9 กก/ตร.ซม. _____ แบบแปลนหมายเลข _____ 3

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
4. สูญเสียการกักเก็บ	ช่องกระจกดูวัดระดับ (Sight Glass) ที่อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน E-350, E-307 และถัง (D-308) แตกทำให้น้ำมันเบารั่วไหลออกจากช่องกระจก	น้ำมันเบารั่วไหลออกมาสู่บรรยากาศไม่สามารถหยุดการรั่วไหลได้ทันทีทำให้เกิดเป็นกลุ่มหมอกและติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียง ทำให้คนงานเสียชีวิตและอุปกรณ์เสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - ช่องกระจกดูวัดระดับ (Sight Glass) ที่อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน E-350, E-307 และถัง (D-308) ไม่ได้อยู่ใกล้ถนนที่มีรถวิ่งผ่าน - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	4	4	2 [แผนควบคุม (3-3)]

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (3-1)

หน่วยงาน หน่วยกลั่นน้ำมันเนฟทาเบา (LVN Splitter-1) รายละเอียด แยกน้ำมันเนฟทาเบาออกจากน้ำมันเนฟทาหนัก
 วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้ เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้และระเบิด	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	แผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน - การป้องกันฉุกเฉิน - การระงับฉุกเฉิน - การอพยพหนีภัย - การฟื้นฟู	ปฏิบัติตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
2	จัดให้มีการอบรมพนักงานให้ตระหนักถึงอันตรายและแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	ฝึกอบรมการปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	พนักงานมีความรู้ความสามารถผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
3	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ดับเพลิงให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง

งานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (3-2)

หน่วยงาน หน่วยแยกก๊าซหุงต้ม (Debutanizer-1) รายละเอียด แยกบิวเทนออกจากน้ำมันเนฟทา

วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้ เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้

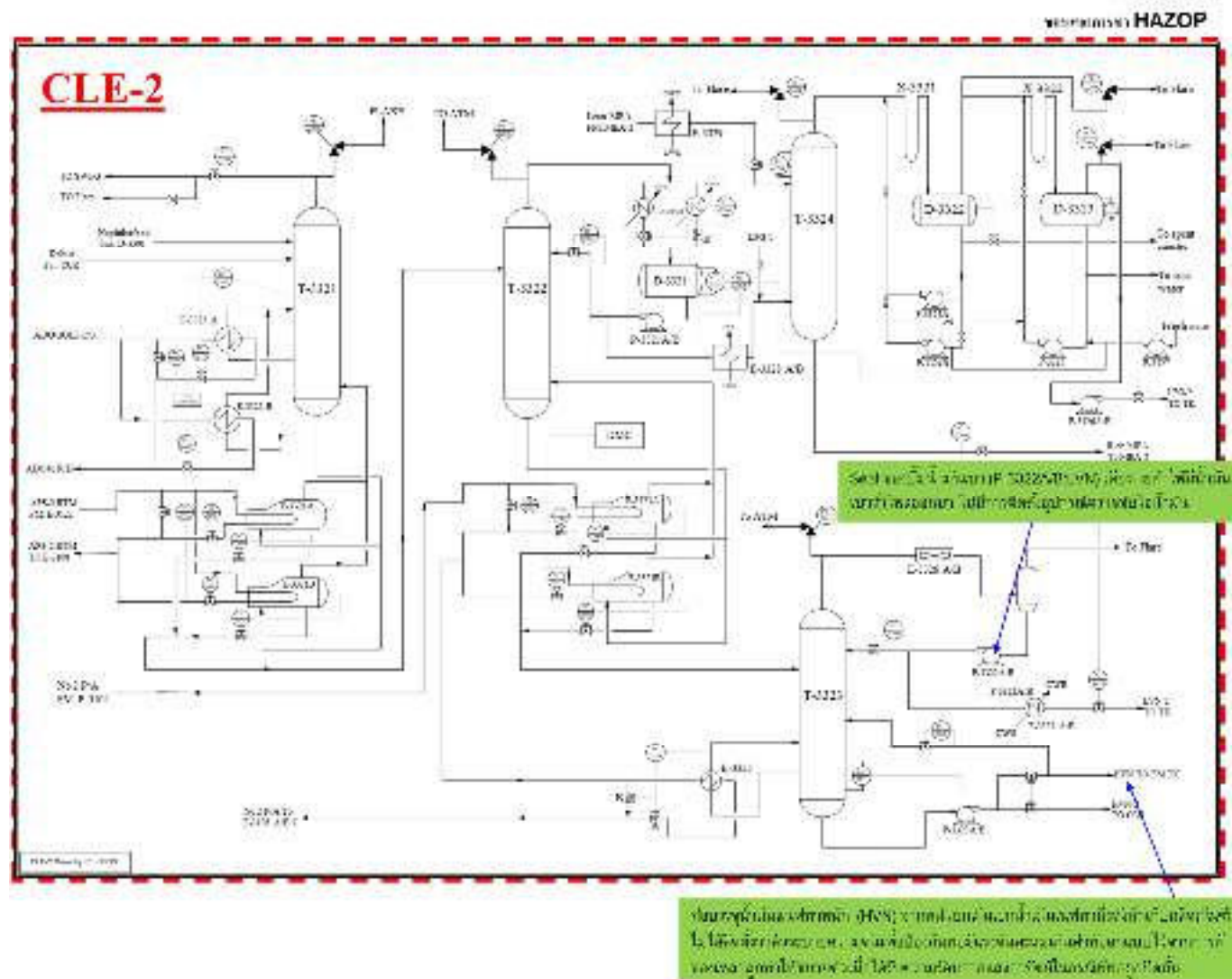
ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีระบบตรวจสอบสัญญาณเตือนอุณหภูมิเป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการอ่านค่า	ปฏิบัติตามแผน และอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าหน่วยตรวจสอบอุปกรณ์
2	จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้และระเบิด	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	แผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน <ul style="list-style-type: none"> - การป้องกันฉุกเฉิน - การระงับฉุกเฉิน - การอพยพหนีภัย - การฟื้นฟู 	ปฏิบัติตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
3	จัดให้มีการอบรมพนักงานให้ตระหนักถึงอันตรายและแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	ฝึกอบรมการปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	พนักงานมีความรู้ความสามารถผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
4	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ดับเพลิงให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (3-3)

หน่วยงาน หน่วยแยกก๊าซหุงต้ม (Debutanizer-1) รายละเอียด แยกบิวเทนออกจากน้ำมันเนฟทา
 วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้ เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้และระเบิด	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	แผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน - การป้องกันฉุกเฉิน - การระงับฉุกเฉิน - การอพยพหนีภัย - การฟื้นฟู	ปฏิบัติตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
2	จัดให้มีการอบรมพนักงานให้ตระหนักถึงอันตรายและแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	ฝึกอบรมการปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	พนักงานมีความรู้ความสามารถผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
3	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ดับเพลิงให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง



เอกสารหมายเลข 4 หน่วยกลั่นน้ำมันเนฟทาเบา (Naphtha Splitter-2)

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชั่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP HAZOP (4)

หน่วย หน่วยกลั่นน้ำมันเนฟทาเบา (Naphtha Splitter-2) รายละเอียด แยกน้ำมันเนฟทาเบาจากน้ำมันเนฟทาหนัก

ปัจจัยการผลิต อุณหภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม 167°C/ความดัน 1.7 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 4

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
1. ความดันเพิ่มขึ้น	ในกรณีที่ท่อบรรจุน้ำมันเนฟทาหนัก (HVN) จากหน่วยกลั่นแยกน้ำมันเนฟทาถึงถังกักเก็บผลิตภัณฑ์ถูกปิดกั้นส่งผลให้น้ำมันในท่อมีการระเหยกลายเป็นไอน้ำมันเมื่อได้รับความความร้อนจากแสงอาทิตย์ (Thermal Expansion) แต่ไม่สามารถระบายความดันออกจากท่อได้เพราะท่อนี้ไม่ได้ติดตั้งวาล์วระบายความดัน	ท่อมีความดันเพิ่มขึ้นเกินค่าความดันของท่อที่ออกแบบไว้ ทำให้น้ำมันเนฟทาหนัก (HVN) ไหลออกที่หน้าแปลนสู่บรรยากาศ กลายเป็นกลุ่มหมอกและติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียง ทำให้คนงานเสียชีวิต อุปกรณ์เสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - มีการตรวจตราเหตุการณ์ผิดปกติ เช่น การรั่วไหลของน้ำมัน โดยพนักงานปฏิบัติการ - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	4	4	2 [แผนควบคุม (4-1)]

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชี้บ่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (4)

หน่วย หน่วยกลั่นน้ำมันแนฟทาเบา (Naphtha Splitter-2) รายละเอียด แยกน้ำมันแนฟทาเบาออกจากน้ำมันแนฟทาหนัก

ปัจจัยการผลิต อุณหภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม 79°C/ความดัน 1.4 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 4

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
2. สูญเสียการกักเก็บ	Seal ของปั๊มน้ำมันเบา (P-3322AB:LVN) เสียหายทำให้มีน้ำมันเบารั่วไหลออกมา	ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ตรวจจับไอน้ำมัน ทำให้มีน้ำมันเบารั่วไหลต่อเนื่องและกลายเป็นกลุ่มหมอกควันและติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียง คนงานเสียชีวิต อุปกรณ์เสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - มีการตรวจตราเหตุการณ์ผิดปกติ เช่น การรั่วไหลของน้ำมัน โดยพนักงานปฏิบัติการ - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	4	4	2 [แผนควบคุม (4-2)]

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (4-1)

หน่วยงาน หน่วยกลั่นน้ำมันเนฟทาเบา (Naphtha Splitter-2) รายละเอียด แยกน้ำมันเนฟทาเบาออกจากน้ำมันเนฟทาหนัก

วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้ เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีเดินตรวจตราเหตุการณ์ผิดปกติในพื้นที่ทำงานโดยผู้ปฏิบัติงาน	ผู้ปฏิบัติงาน	ความสามารถในการป้องกันการกั้นแยก	ปฏิบัติตามตารางงานที่กำหนดไว้	หัวหน้าหน่วยปฏิบัติงาน
2	จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้และระเบิด	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	แผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน - การป้องกันฉุกเฉิน - การระงับฉุกเฉิน - การอพยพหนีภัย - การฟื้นฟู	ปฏิบัติตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
3	จัดให้มีการอบรมพนักงานให้ตระหนักถึงอันตรายและแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	ฝึกอบรมการปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	พนักงานมีความรู้ความสามารถผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
4	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ดับเพลิงให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (4-2)

หน่วยงาน หน่วยกลั่นน้ำมันเนฟทาเบา (Naphtha Splitter-2) รายละเอียด แยกน้ำมันเนฟทาเบาออกจากน้ำมันเนฟทาหนัก

วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้ เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้และระเบิด	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	แผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน - การป้องกันฉุกเฉิน - การระงับฉุกเฉิน - การอพยพหนีภัย - การฟื้นฟู	ปฏิบัติตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
2	จัดให้มีการอบรมพนักงานให้ตระหนักถึงอันตรายและแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	ฝึกอบรมการปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	พนักงานมีความรู้ความสามารถผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
3	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ดับเพลิงให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชั่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (5)

หน่วย หน่วยแยก C3 ออกจาก C4 (C3 C4 Splitter) รายละเอียด เพื่อแยก C3 ออกจาก C4

ปัจจัยการผลิต อนุหภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม 105°ซ/ความดัน 16.9 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 5

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
1. อนุหภูมิต่ำลง	มีการใช้ก๊าซไนโตรเจนเพื่อทำการไล่น้ำมันที่คงค้างหรือไล่อากาศเมื่อหน่วยแยก C3 และ C4 หยุดการผลิตหรือเริ่มทำการผลิต ในกรณีที่หน่วยผลิตก๊าซไนโตรเจนทำงานผิดพลาดส่งผลให้อนุหภูมิของก๊าซไนโตรเจนต่ำลงจนเกินค่าการออกแบบที่อุปกรณ์กำหนดไว้ส่งผลให้อุปกรณ์หรือท่อเสียความแข็งแรงและแตกเปราะ (Brittle Fracture)	เกิดการรั่วไหลของน้ำมัน หรือก๊าซไนโตรเจน น้ำมันที่รั่วไหลออกมาติดไฟติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียง ทำให้คนงานเสียชีวิต อุปกรณ์เสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - ขั้นตอนปฏิบัติงานอย่างปลอดภัยเพื่อป้องกันไม่ให้อุปกรณ์มีอนุหภูมิหรือความดันอยู่ในสภาวะที่เกิดการแตกเปราะ (Brittle Fracture) ได้ - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	4	4	2 [แผนควบคุม (5-1)]

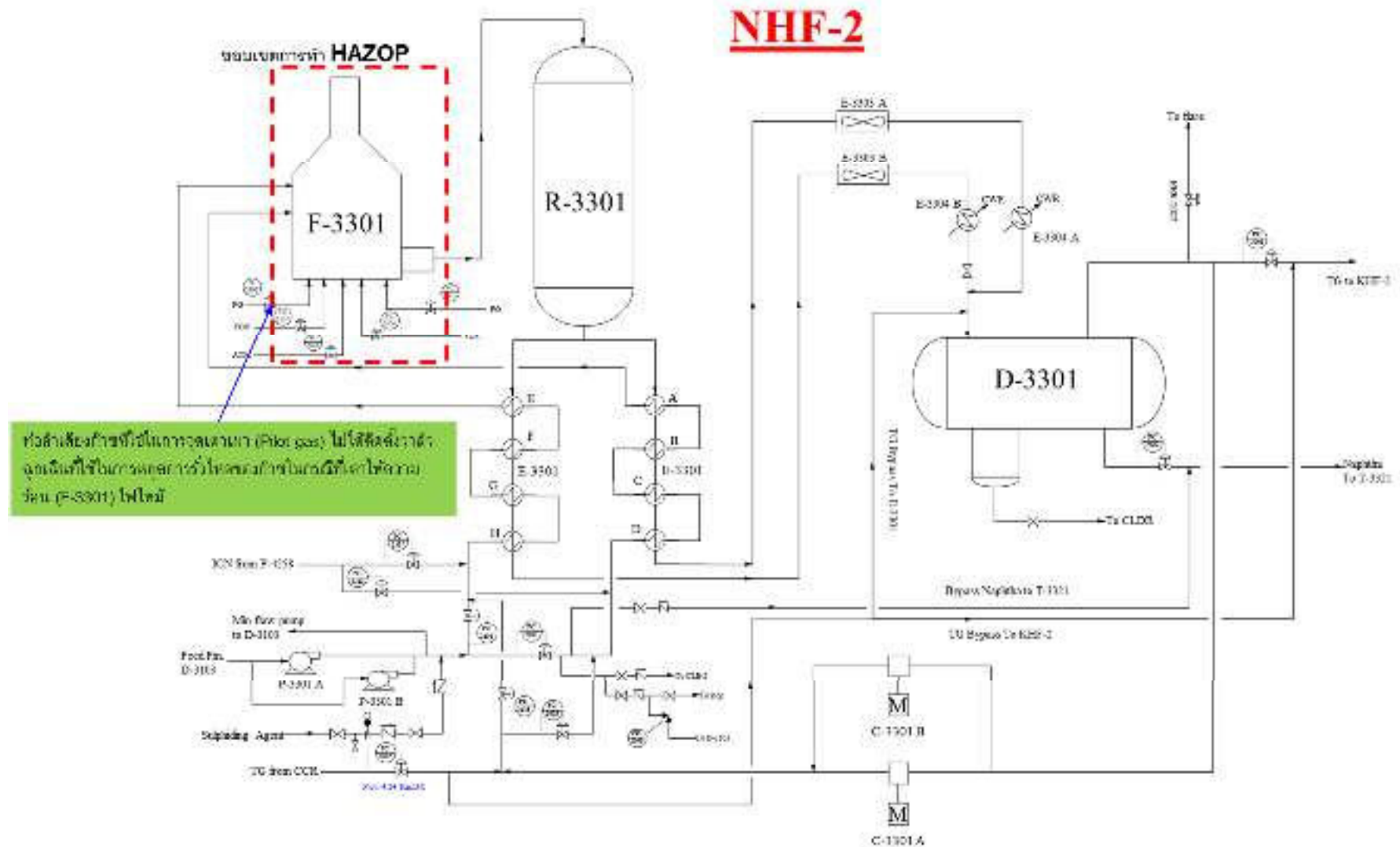
แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (5-1)

หน่วยงาน หน่วยแยก C3 ออกจาก C4 (C3 C4 Splitter) รายละเอียด เพื่อแยก C3 ออกจาก C4

วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดการแตกเปราะ (Brittle Fracture) เป้าหมาย เกิดการแตกเปราะ (Brittle Fracture) ของอุปกรณ์

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้และระเบิด	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	แผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน - การป้องกันฉุกเฉิน - การระงับฉุกเฉิน - การอพยพหนีภัย - การฟื้นฟู	ปฏิบัติตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
2	จัดให้มีการอบรมพนักงานให้ตระหนักถึงอันตรายและแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	ฝึกอบรมการปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	พนักงานมีความรู้ความสามารถผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
3	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ดับเพลิงให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง



เอกสารหมายเลข 6 หน่วยลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันแนฟทา (NHF-2)

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชั่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (6)

หน่วย หน่วยลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันเนฟทา (NHF-2) รายละเอียด เพื่อลดปริมาณกำมะถันในเนฟทา

ปัจจัยการผลิต อุณหภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม อุณหภูมิ 250-317°C/ความดัน 25 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 6

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
1. เตาเผาไฟไหม้	เตาให้ความร้อน (F-3301) ไฟไหม้แต่ท่อลำเลียงก๊าซที่ใช้ในการจุดเตาเผา (Pilot gas) ไม่ได้ติดตั้งวาล์วฉุกเฉินที่ใช้ในการหยุดการรั่วไหลของก๊าซ	ต้องทำการหยุดไฟไหม้ที่เตาโดยการปิดวาล์วฉุกเฉินที่ใช้ในหยุดการลำเลียง Pilot gas ที่ติดตั้งที่ภาชนะบรรจุ Pilot gas เพื่อส่งไปใช้ที่เตาอื่นๆ ส่งผลให้ต้องหยุดการทำงานของเตาเผาอื่นๆ ด้วย	<ul style="list-style-type: none"> - มีวาล์วฉุกเฉินที่ใช้ในการหยุดการรั่วไหลของ Pilot Gas (Emergency Block valve) - มีขั้นตอนการปฏิบัติสำหรับ emergency shutdown - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	3	3	2 [แผนควบคุม (6-1)]

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (6-1)

หน่วยงาน หน่วยลดปริมาณกักเก็บของน้ำมันเนฟทา (NHF-2) รายละเอียด เพื่อลดปริมาณกักเก็บในเนฟทา

วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้หรือเตาเผาระเบิด เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้หรือเตาเผาระเบิด

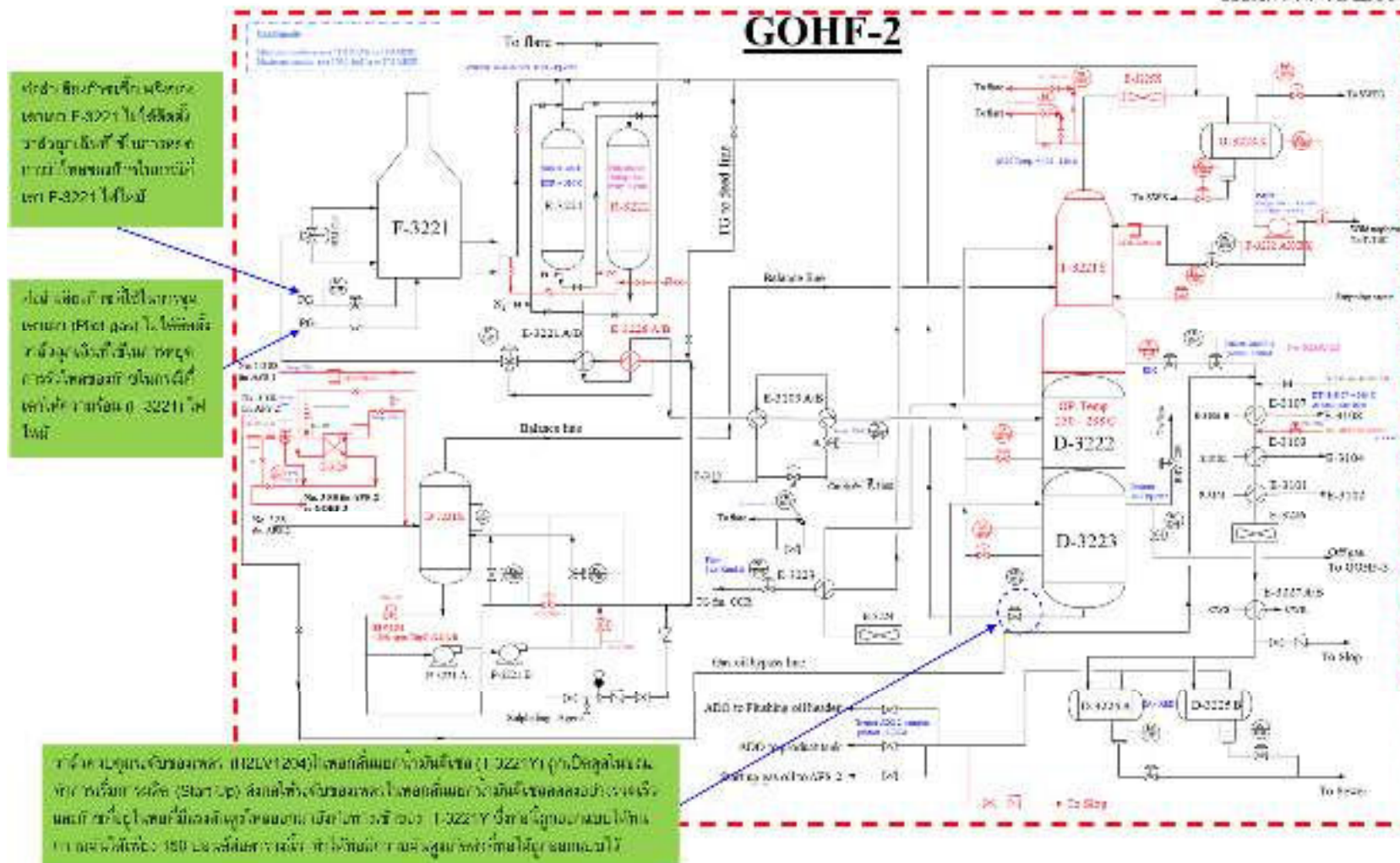
ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพระบบตัดแยกอัตโนมัติ อุปกรณ์ ท่อ และสัญญาณเตือนต่างๆ เพื่อหยุดการทำงานของเตาเผาในกรณีที่เกิดเตาเผาไฟไหม้	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าหน่วยตรวจสอบอุปกรณ์
2	จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้และระเบิด	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	แผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน <ul style="list-style-type: none"> - การป้องกันฉุกเฉิน - การระงับฉุกเฉิน - การอพยพหนีภัย - การฟื้นฟู 	ปฏิบัติตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
3	จัดให้มีการอบรมพนักงานให้ตระหนักถึงอันตรายและแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	ฝึกอบรมการปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	พนักงานมีความรู้ความสามารถผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (6-1)

หน่วยงาน หน่วยลดปริมาณกักเก็บของน้ำมันเนฟทา (NHF-2) รายละเอียด เพื่อลดปริมาณกักเก็บในเนฟทา
 วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้หรือเตาเผาระเบิด เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้หรือเตาเผาระเบิด

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
4	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ดับเพลิงให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง



เอกสารหมายเลข 7 หน่วยลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล (GOHF-2)

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชั่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (7)

หน่วย หน่วยลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล (GOHF-2) รายละเอียด เพื่อลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล

ปัจจัยการผลิต อุณหภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม อุณหภูมิ 290-360°ซ/ความดัน 35 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 7

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
1. เตาเผาไฟไหม้	เตาให้ความร้อน (F-3221) ไฟไหม้แต่ท่อลำเลียงก๊าซที่ใช้ในการจุดเตาเผา (Pilot gas) ไม่ได้ติดตั้งวาล์วฉุกเฉินที่ใช้ในการหยุดการรั่วไหลของก๊าซ	ต้องทำการหยุดไฟไหม้ที่เตาโดยการปิดวาล์วฉุกเฉินที่ใช้ในหยุดการลำเลียง Pilot gas ที่ติดตั้งที่ภาชนะบรรจุ Pilot gas เพื่อส่งไปใช้ที่เตาอื่นๆ ส่งผลให้ต้องหยุดการทำงานของเตาเผาอื่นๆ ด้วย	<ul style="list-style-type: none"> - มีวาล์วฉุกเฉินที่ใช้ในการหยุดการรั่วไหลของ Pilot Gas (Emergency Block valve) - มีขั้นตอนการปฏิบัติสำหรับ emergency shutdown - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	3	3	2 [แผนควบคุม (7-1)]

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชั่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (7)

หน่วย หน่วยลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล (GOHF-2) รายละเอียด เพื่อลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล

ปัจจัยการผลิต อุณหภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม อุณหภูมิ 290-360°C/ความดัน 35 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 7

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
2. เตาเผาไฟไหม้	เตาให้ความร้อน (F-3221) ไฟไหม้แต่ท่อลำเลียงก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel gas) ไม่ได้ติดตั้งวาล์วฉุกเฉินที่ใช้ในการหยุดการรั่วไหลของก๊าซ	ต้องทำการหยุดไฟไหม้ที่เตาโดยการปิดวาล์วฉุกเฉินที่ใช้ในหยุดการลำเลียง Fuel gas ที่ติดตั้งที่ภาชนะบรรจุ Fuel gas เพื่อส่งไปใช้ที่เตาอื่นๆ ส่งผลให้ต้องหยุดการทำงานของเตาเผาอื่นๆ ด้วย	<ul style="list-style-type: none"> - มีวาล์วฉุกเฉินที่ใช้ในการหยุดการรั่วไหลของ Pilot Gas (Emergency Block valve) - มีขั้นตอนการปฏิบัติสำหรับ emergency shutdown - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	3	3	2 [แผนควบคุม (7-1)]

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชั่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (7)

หน่วย หน่วยลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล (GOHF-2) รายละเอียด เพื่อลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล

ปัจจัยการผลิต อุณหภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม อุณหภูมิ 290-360°C/ความดัน 35 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 7

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
3. ความดันเพิ่มขึ้น	วาล์วควบคุมระดับของเหลว (H2LV1204) ในหอกลั่นแยกน้ำมันดีเซล (T-3221Y) ถูกเปิดสุดในขณะที่ทำการเริ่มการผลิต (Start Up) ส่งผลให้ระดับของเหลวในหอกลั่นแยกน้ำมันดีเซลลดลงอย่างรวดเร็วและก๊าซที่อยู่ในหอที่มีแรงดันสูงไหลออกมายังท่อทางเข้าของ T-3221Y ซึ่งท่อนี้ถูกออกแบบให้ทนความดันได้เพียง 150 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว ทำให้ท่อมีความดันสูงเกิดค่าที่ท่อได้ถูกออกแบบไว้	ไอน้ำมันและก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H ₂ S) ที่มีความเข้มข้นสูงรั่วออกตามมาหน้าแปลนของท่อ ส่งผลให้คนงานบริเวณโดยรอบเสียชีวิตจากการสูดดมก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H ₂ S) ที่มีความเข้มข้นสูง หรืออุปกรณ์เสียหายจากการที่ไอน้ำมันติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียง	<ul style="list-style-type: none"> - มีขั้นตอนปฏิบัติงานอย่างปลอดภัยเพื่อป้องกันการเปิดสุดของวาล์วควบคุมระดับของเหลว (H2LV1204) ในหอกลั่นแยกน้ำมันดีเซล (T-3221Y) - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	4	4	2 [แผนควบคุม (7-2)]

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (7-1)

หน่วยงาน หน่วยลดปริมาณกัมมันต์ของน้ำมันดีเซล (GOHF-2) รายละเอียด เพื่อลดปริมาณกัมมันต์ของน้ำมันดีเซล

วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้หรือเตาเผาระเบิด เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้หรือเตาเผาระเบิด

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพระบบตัดแยกอัตโนมัติ อุปกรณ์ ท่อ และสัญญาณเตือนต่างๆ เพื่อหยุดการทำงานของเตาเผาในกรณีที่เกิดเตาเผาไฟไหม้	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าหน่วยตรวจสอบอุปกรณ์
2	จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้และระเบิด	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	แผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน <ul style="list-style-type: none"> - การป้องกันฉุกเฉิน - การระงับฉุกเฉิน - การอพยพหนีภัย - การฟื้นฟู 	ปฏิบัติตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
3	จัดให้มีการอบรมพนักงานให้ตระหนักถึงอันตรายและแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	ฝึกอบรมการปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	พนักงานมีความรู้ความสามารถผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (7-1)

หน่วยงาน หน่วยลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล (GOHF-2) รายละเอียด เพื่อลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล

วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้หรือเตาเผาระเบิด เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้หรือเตาเผาระเบิด

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
4	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ดับเพลิงให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (7-2)

หน่วยงาน หน่วยลดปริมาณกัมมันต์ของน้ำมันดีเซล (GOHF-2) รายละเอียด เพื่อลดปริมาณกัมมันต์ของน้ำมันดีเซล

วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้หรือเตาเผาระเบิด เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้หรือเตาเผาระเบิด

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพระบบตัดแยกอัตโนมัติ อุปกรณ์ ท่อ และสัญญาณเตือนต่างๆ เพื่อหยุดการทำงานของเตาเผาในกรณีที่เกิดเตาเผาไฟไหม้	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าหน่วยตรวจสอบอุปกรณ์
2	จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้และระเบิด	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	แผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน - การป้องกันฉุกเฉิน - การระงับฉุกเฉิน - การอพยพหนีภัย - การฟื้นฟู	ปฏิบัติตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
3	จัดให้มีการอบรมพนักงานให้ตระหนักถึงอันตรายและแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	ฝึกอบรมการปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	พนักงานมีความรู้ความสามารถผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการขี้งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (8)

หน่วย หน่วยลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล (GOHF-3) รายละเอียด เพื่อลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล

ปัจจัยการผลิต อนุภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม อนุภูมิ 75 °ซ/ความดัน 40 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 8

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
1. ความดันเพิ่มขึ้น	ห้องของเครื่องอัดก๊าซไฮโดรเจน (C-4801A หรือ C-4801B Packing) รั่วทำให้ก๊าซไฮโดรเจนไหลไปยัง D-4811A หรือ D-4811B ซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่ติดตั้งเพื่อป้องกันก๊าซไฮโดรเจนรั่วสู่บรรยากาศ ถ้าวาล์วทางออกของถัง D-4811A หรือ D-4811B ปิดตัวลงเนื่องจากการ drop gate ของก้านวาล์วส่งผลให้เกิดการสะสมความดันใน D-4811A หรือ D-4811B เกินค่าความดันของภาชนะที่ออกแบบไว้	ก๊าซไฮโดรเจนปริมาณมากรั่วไหลออกตามหน้าแปลนของอุปกรณ์เกิดเป็นกลุ่มหมอกและติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียงทำให้คนงานเสียชีวิตและ อุปกรณ์เสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - วาล์วทางออกของถัง D-4811A หรือ D-4811B ถูกกำหนดให้อยู่ในตำแหน่งเปิดตลอดเวลา - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	4	4	2 [แผนควบคุม (8-1)]

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชั่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (8)

หน่วย หน่วยลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล (GOHF-3) รายละเอียด เพื่อลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล

ปัจจัยการผลิต อุณหภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม อุณหภูมิ 49 °ซ/ความดัน 31.4 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 8

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
2. ความดันเพิ่มขึ้น	ในกรณีที่ T-4801 มีความดันเพิ่มขึ้นเกินค่าความดันของอุปกรณ์ที่ออกแบบไว้ แต่ความดันที่สะสมในหอไม่สามารถระบายผ่านวาล์วระบายความดัน (H3PR-4534) ซึ่งติดตั้งที่ทางออกของหอ T-4801 ได้ เนื่องจากเกิดการอุดตันของแผ่น Mesh ที่อยู่ใน T-4801	เกิดการรั่วไหลของก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ที่มีความเข้มข้นสูงที่หน้าแปลนของอุปกรณ์ทำให้นกนางนในบริเวณใกล้เคียงเสียชีวิตและอุปกรณ์เสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> มีสัญญาณเตือนเมื่อมีการรั่วไหลของไฮโดรเจนซัลไฟด์เพื่อเตือนให้คนทำงานอพยพออกจากพื้นที่ไปยังสถานที่ปลอดภัยได้ทันที มีขั้นตอนปฏิบัติในการหยุดการผลิตฉุกเฉิน 	-	1	4	4	2 [แผนควบคุม (8-2)]

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชั่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (8)

หน่วย หน่วยลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล (GOHF-3) รายละเอียด เพื่อลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล

ปัจจัยการผลิต อุณหภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม อุณหภูมิ 252 °ซ/ความดัน 46.9 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 8

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
3. การไหลย้อนกลับ	ปั๊มของน้ำมันดีเซล (P-4801A/B) ตัวใดตัวหนึ่งมีการหยุดเดินกะทันหัน ส่งผลให้มีแรงดันของปั๊มอีกตัวที่เดินอยู่ไหลย้อนกลับมาผ่านท่อทางออกของปั๊มที่หยุดเดินเนื่องจากวาล์วป้องกันการไหลย้อนกลับทำงานผิดพลาด จึงเกิดการหมุนของปั๊มที่หยุดเดินด้วยความเร็วสูง (Reverse Overspeed)	ปั๊มเกิดความเสียหายแตกเป็นชิ้นๆและกระจายไปในระยะไกลด้วยความเร็ว พร้อมทั้งมีการรั่วไหลของน้ำมันดีเซลออกสู่อากาศ ส่งผลให้คนงานบริเวณโดยรอบเสียชีวิตจากการปะทะกับชิ้นงานที่กระจายออกมา และอุปกรณ์เสียหาย	- มีการกำหนดให้วาล์วป้องกันการไหลย้อนกลับเป็นอุปกรณ์ที่มีความสำคัญยิ่งยวด (Safety Critical Check Valve) ซึ่งจะมีการกำหนดการตรวจสอบการทำงานตามตารางที่กำหนดไว้	-	1	4	4	2 [แผนควบคุม (8-3)]

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชั่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (8)

หน่วย หน่วยลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล (GOHF-3) รายละเอียด เพื่อลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล

ปัจจัยการผลิต อุณหภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม อุณหภูมิ 354 °ซ/ความดัน 45 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 8

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
4. ความดันต่ำ	ความดันของก๊าซที่ใช้ในการจุดเตาเผา (Pilot gas) ของเตาให้ความร้อน (F-4801) มีค่าต่ำเกินไปทำให้เปลวไฟไม่เสถียรจนเปลวไฟที่หัวเผาดับลงแต่เตาเผายังคงทำงานใช้งานอยู่เนื่องจากไม่ได้ทำการติดตั้งระบบหยุดการทำงานของเตาในกรณีที่ความดันของก๊าซที่ใช้ในการจุดเตาเผา (Pilot gas) ต่ำเกินไป	มีการสะสมของก๊าซเชื้อเพลิงที่เหลือจากการเผาไหม้มาก และติดไฟอีกครั้งเนื่องจากความร้อนที่สะสมในเตาเผาทำให้เตาเผาระเบิด คนงานบริเวณใกล้เคียงเสียชีวิตและอุปกรณ์เกิดความเสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - มีสัญญาณเตือนเมื่อความดันของก๊าซที่ใช้ในการจุดเตาเผา (Pilot gas) ของเตาให้ความร้อน (F-4801) มีค่าต่ำเกินไป - มีการติดตั้งระบบหยุดการทำงานของเตาในกรณีที่ Pilot จุดไม่ติด - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	3	3	2 [แผนควบคุม (8-4)]

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชั่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (8)

หน่วย หน่วยลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล (GOHF-3) รายละเอียด เพื่อลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล

ปัจจัยการผลิต อุณหภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม อุณหภูมิ 354 °ซ/ความดัน 45 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 8

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
5. ความดันสูงขึ้น	ความดันของก๊าซที่ใช้ในการจุดเตาเผา (Pilot gas) ของเตาให้ความร้อน (F-4801) มีค่าสูงเกินไปทำให้เปลวไฟไม่เสถียรจนเปลวไฟที่หัวเผาดับลงแต่เตาเผายังคงทำงานใช้งานอยู่เนื่องจากไม่ได้ทำการติดตั้งระบบหยุดการทำงานของเตาในกรณีที่ความดันของก๊าซที่ใช้ในการจุดเตาเผา (Pilot gas) สูงเกินไป	มีการสะสมของก๊าซเชื้อเพลิงที่เหลือจากการเผาไหม้มาก และติดไฟอีกครั้งเนื่องจากความร้อนที่สะสมในเตาเผาทำให้เตาเผาระเบิด คนงานบริเวณใกล้เคียงเสียชีวิตและอุปกรณ์เกิดความเสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - มีสัญญาณเตือนเมื่อความดันของก๊าซที่ใช้ในการจุดเตาเผา (Pilot gas) ของเตาให้ความร้อน (F-4801) มีค่าสูงเกินไป - มีการติดตั้งระบบหยุดการทำงานของเตาในกรณีที่ Pilot จุดไม่ติด - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	3	3	2 [แผนควบคุม (8-4)]

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (8-1)

หน่วยงาน หน่วยลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันดีเซล (GOHF-3) รายละเอียด เพื่อลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันดีเซล

วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้ เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้และระเบิด	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	แผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน - การป้องกันฉุกเฉิน - การระงับฉุกเฉิน - การอพยพหนีภัย - การฟื้นฟู	ปฏิบัติตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
2	จัดให้มีการอบรมพนักงานให้ตระหนักถึงอันตรายและแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	ฝึกอบรมการปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	พนักงานมีความรู้ความสามารถผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
3	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ดับเพลิงให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (8-2)

หน่วยงาน หน่วยลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันดีเซล (GOHF-3) รายละเอียด เพื่อลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันดีเซล

วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้ เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ดับเพลิงให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าหน่วยตรวจสอบอุปกรณ์

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (8-3)

หน่วยงาน หน่วยลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันดีเซล (GOHF-3) รายละเอียด เพื่อลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันดีเซล

วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้ เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการทำงานตามที่ออกแบบไว้	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าหน่วยตรวจสอบอุปกรณ์

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (8-4)

หน่วยงาน หน่วยลดปริมาณกัมมันต์ของน้ำมันดีเซล (GOHF-3) รายละเอียด เพื่อลดปริมาณกัมมันต์ของน้ำมันดีเซล

วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้หรือเตาเผาระเบิด เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้หรือเตาเผาระเบิด

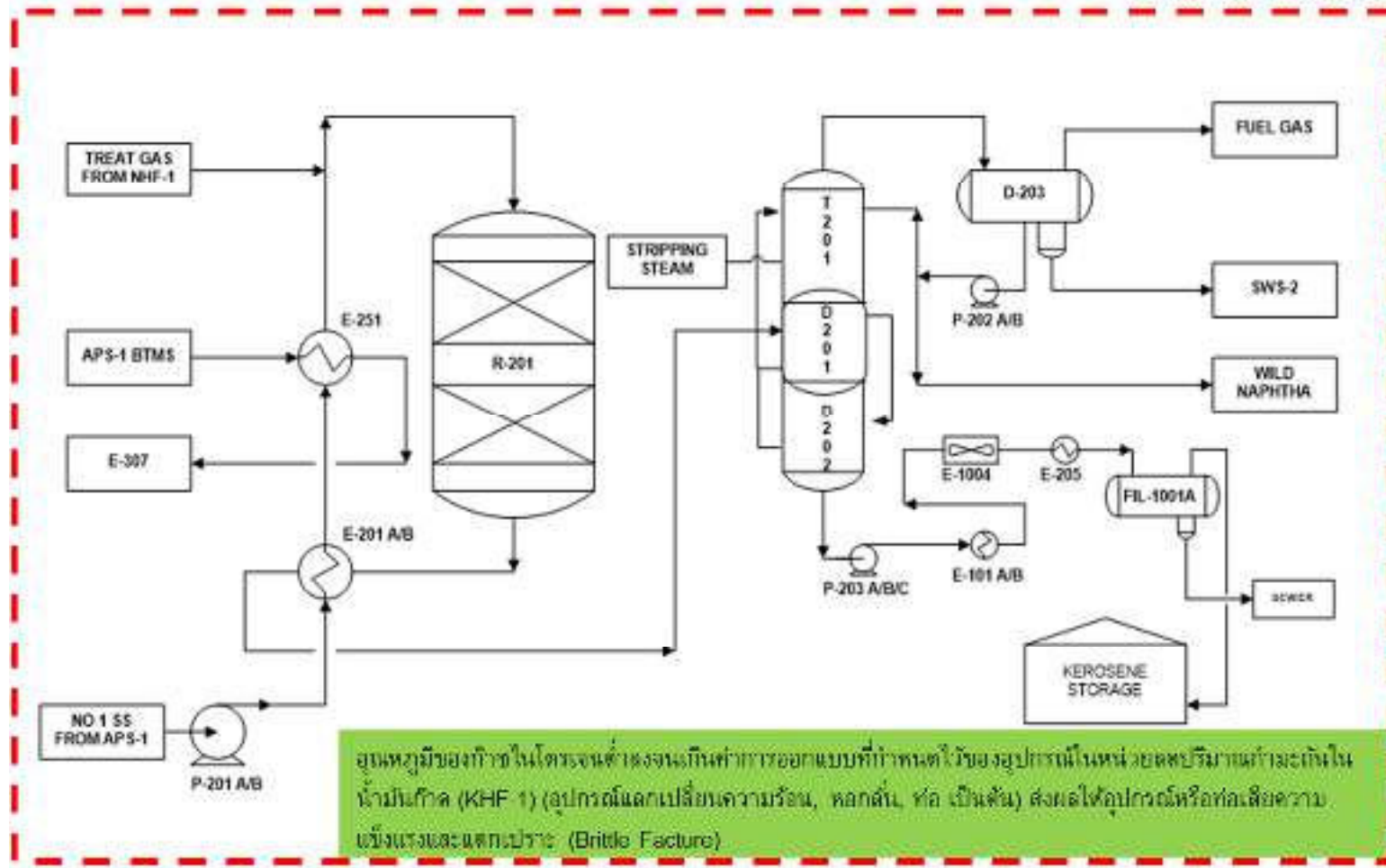
ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพระบบตัดแยกอัตโนมัติ อุปกรณ์ ท่อ และสัญญาณเตือนต่างๆ เพื่อหยุดการทำงานของเตาเผาในกรณีที่เกิดเตาเผาไฟไหม้	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าหน่วยตรวจสอบอุปกรณ์
2	จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้และระเบิด	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	แผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน - การป้องกันฉุกเฉิน - การระงับฉุกเฉิน - การอพยพหนีภัย - การฟื้นฟู	ปฏิบัติตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
3	จัดให้มีการอบรมพนักงานให้ตระหนักถึงอันตรายและแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	ฝึกอบรมการปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	พนักงานมีความรู้ความสามารถผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (8-4)

หน่วยงาน หน่วยลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล (GOHF-3) รายละเอียด เพื่อลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล
 วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้หรือเตาเผาระเบิด เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้หรือเตาเผาระเบิด

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
4	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ดับเพลิงให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง



เอกสารหมายเลข 9 หน่วยลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันก๊าด (KHF-1)

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชั่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (9)

หน่วย หน่วยลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันก๊าด (KHF-1) รายละเอียด เพื่อลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันก๊าด

ปัจจัยการผลิต อุณหภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม 167°C/ความดัน 1.7 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 9

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
1. อุณหภูมิต่ำลง	มีการใช้ก๊าซไนโตรเจนเพื่อทำการไล่น้ำมันที่คงค้างหรือไล่อากาศเมื่อหน่วยลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันก๊าด (KHF-1) หยุดการผลิตหรือเริ่มทำการผลิต ในกรณีที่หน่วยผลิตก๊าซไนโตรเจนทำงานผิดพลาดส่งผลให้อุณหภูมิของก๊าซไนโตรเจนต่ำลงจนเกินค่าการออกแบบที่อุปกรณ์กำหนดไว้ส่งผลให้อุปกรณ์หรือท่อเสียหายแข็งแรงและแตกเปราะ (Brittle Fracture)	เกิดการรั่วไหลของน้ำมัน หรือก๊าซไนโตรเจน น้ำมันที่รั่วไหลออกมาติดไฟติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียง ทำให้คนงานเสียชีวิต อุปกรณ์เสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - ขั้นตอนปฏิบัติงานอย่างปลอดภัยเพื่อป้องกันไม่ให้อุปกรณ์มีอุณหภูมิหรือความดันอยู่ในสภาวะที่เกิดการแตกเปราะ (Brittle Fracture) ได้ - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	4	4	2 [แผนควบคุม (9-1)]

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (9-1)

หน่วยงาน หน่วยลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันก๊าด (KHF-1) รายละเอียด เพื่อลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันก๊าด

วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดการแตกเปราะ (Brittle Fracture) เป้าหมาย เกิดการแตกเปราะ (Brittle Fracture) ของอุปกรณ์

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้และระเบิด	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	แผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน - การป้องกันฉุกเฉิน - การระงับฉุกเฉิน - การอพยพหนีภัย - การฟื้นฟู	ปฏิบัติตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
2	จัดให้มีการอบรมพนักงานให้ตระหนักถึงอันตรายและแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	ฝึกอบรมการปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	พนักงานมีความรู้ความสามารถผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
3	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ดับเพลิงให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชี้บ่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (10)

หน่วย ระบบจำหน่ายเชื้อเพลิง รายละเอียด เพื่อจำหน่ายเชื้อเพลิงให้กับระบบต่างๆ
 ปัจจัยการผลิต อุณหภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม อุณหภูมิ 149 °ซ/ความดัน 2.46 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 10

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
1. การสูญเสียการกักเก็บ	วาล์วที่ใช้สำหรับกันแยกท่อผลิตภัณฑ์น้ำมันเตาที่ไม่ได้ใช้งานรั่วซึมภายในและส่งผลให้น้ำมันเตารั่วไหลออกสู่อากาศเนื่องจากไม่มีการใส่แผ่นตันที่วาล์วเพื่อป้องกันการรั่วซึมภายใน	น้ำมันเตารั่วไหลออกมาติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียงทำให้อุปกรณ์เสียหายหรือมีการบาดเจ็บหรือเจ็บป่วยที่รุนแรง	<ul style="list-style-type: none"> - วาล์วที่ใช้ในการกันแยกไม่มีการรั่ว และมีการตรวจตราเหตุการณ์ผิดปกติ เช่น การรั่วไหลของน้ำมัน โดยพนักงานปฏิบัติการ - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	3	3	2 [แผนควบคุม (10-1)]

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชี้บ่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (10)

หน่วย ระบบจำหน่ายเชื้อเพลิง รายละเอียด เพื่อจำหน่ายเชื้อเพลิงให้กับระบบต่างๆ
 ปัจจัยการผลิต อุณหภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม อุณหภูมิ 149 °ซ/ความดัน 2.46 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 10

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
2. การสูญเสียการกักเก็บ	ท่อระบายของตัวกรองที่ถูกปล่อยสู่บรรยากาศ ถูกกั้นแยกด้วยวาล์วปิดกั้นแต่ไม่มีจุดอุดป้องกันการรั่วไหล เมื่อวาล์วปิดกั้นรั่วไหล ส่งผลให้ก๊าซเชื้อเพลิงไหลออกสู่บรรยากาศ	ก๊าซเชื้อเพลิงที่รั่วไหลและติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียงทำให้คนงานบาดเจ็บสาหัสและอุปกรณ์เสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - วาล์วที่ใช้ในการกั้นแยกไม่มีการรั่ว และมีการตรวจตราเหตุการณ์ผิดปกติ เช่น การรั่วไหลของน้ำมัน โดยพนักงานปฏิบัติการ - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	3	3	2 [แผนควบคุม (10-1)]

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชี้บ่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (10)

หน่วย ระบบจำหน่ายเชื้อเพลิง รายละเอียด เพื่อจำหน่ายเชื้อเพลิงให้กับระบบต่างๆ

ปัจจัยการผลิต อุณหภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม อุณหภูมิ 149 °ซ/ความดัน 2.46 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 10

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
3. การสูญเสียการกักเก็บ	ท่อระบายที่เชื่อมต่อกับทางออกของวาล์วระบายความดัน (FSSV-0704X) ที่ปล่อยออกสู่บรรยากาศ ถูกกั้นแยกด้วยวาล์วปิดกั้น แต่ไม่ได้ติดตั้งแผ่นตัน เมื่อวาล์วปิดกั้นรั่วไหล ส่งผลให้ก๊าซไนโตรเจนไหลออกสู่บรรยากาศ	ก๊าซไนโตรเจนที่รั่วไหล ส่งผลทำให้คนทำงานบริเวณโดยรอบที่สูดดม ก๊าซหมดสติและล้มลง พื้นที่รับบาดเจ็บสาหัส	- วาล์วที่ใช้ในการกั้นแยกไม่มีการรั่ว และมีการตรวจตราเหตุการณ์ผิดปกติ เช่น การรั่วไหลของก๊าซ โดยพนักงานปฏิบัติการ	-	1	3	3	2 [แผนควบคุม (10-2)]

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการช้บ่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (10)

หน่วย ระบบจำหน่ายเชื้อเพลิง รายละเอียด เพื่อจำหน่ายเชื้อเพลิงให้กับระบบต่างๆ
 ปัจจัยการผลิต อุณหภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม อุณหภูมิ 149 °ซ/ความดัน 2.46 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 10

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
4. ความดันสูงขึ้น	ถังเก็บน้ำมันเตา (D-701) มีความดันเพิ่มขึ้นเกินค่าความดันของอุปกรณ์ที่ออกแบบไว้ในขณะที่มีการถอดวาล์วระบายความดัน (SV-704) ไปซ่อมบำรุง แต่ความดันที่สะสมไว้ไม่สามารถระบายผ่านท่อทางผ่าน (Bypass) ของวาล์วระบายความดัน (SV-704) ได้หมดเนื่องจากท่อ Bypass มีขนาดเล็กกว่ามาตรฐานที่กำหนดไว้	เกิดการรั่วไหลของน้ำมันเตาที่ร้อนที่หน้าแปลนของอุปกรณ์และติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียงทำให้คนงานในบริเวณใกล้เคียงได้รับบาดเจ็บสาหัสและอุปกรณ์เสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - มีแผนฉุกเฉินจัดทำขึ้นมาในกรณีที่วาล์วระบายแรงดันถูกถอดไปซ่อมบำรุง เพื่อรองรับการป้องกันและการลดความรุนแรงของการเกิดความดันสะสมในอุปกรณ์เกินค่าความดันของอุปกรณ์ที่ออกแบบไว้ - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	3	3	2 [แผนควบคุม (10-3)]

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (10-1)

หน่วยงาน ระบบจำหน่ายเชื้อเพลิง รายละเอียด เพื่อจำหน่ายเชื้อเพลิงให้กับระบบต่างๆ

วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้ เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้และระเบิด	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	แผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน - การป้องกันฉุกเฉิน - การระงับฉุกเฉิน - การอพยพหนีภัย - การฟื้นฟู	ปฏิบัติตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
2	จัดให้มีการอบรมพนักงานให้ตระหนักถึงอันตรายและแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	ฝึกอบรมการปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	พนักงานมีความรู้ความสามารถผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
3	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ดับเพลิงให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (10-2)

หน่วยงาน ระบบจำหน่ายเชื้อเพลิง รายละเอียด เพื่อจำหน่ายเชื้อเพลิงให้กับระบบต่างๆ
วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันพนักงานบาดเจ็บ เป้าหมาย ไม่ให้พนักงานบาดเจ็บสาหัส

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีเดินตรวจตราเหตุการณ์ผิดปกติในพื้นที่ทำงานโดยผู้ปฏิบัติงาน	ผู้ปฏิบัติงาน	ความสามารถในการป้องกันการกันแยก	ปฏิบัติตามตารางงานที่กำหนดไว้	หัวหน้าหน่วยปฏิบัติงาน

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (10-3)

หน่วยงาน ระบบจำหน่ายเชื้อเพลิง รายละเอียด เพื่อจำหน่ายเชื้อเพลิงให้กับระบบต่างๆ

วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้ เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้และระเบิด	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	แผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน - การป้องกันฉุกเฉิน - การระงับฉุกเฉิน - การอพยพหนีภัย - การฟื้นฟู	ปฏิบัติตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
2	จัดให้มีการอบรมพนักงานให้ตระหนักถึงอันตรายและแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	ฝึกอบรมการปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	พนักงานมีความรู้ความสามารถผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
3	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ดับเพลิงให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (10-3)

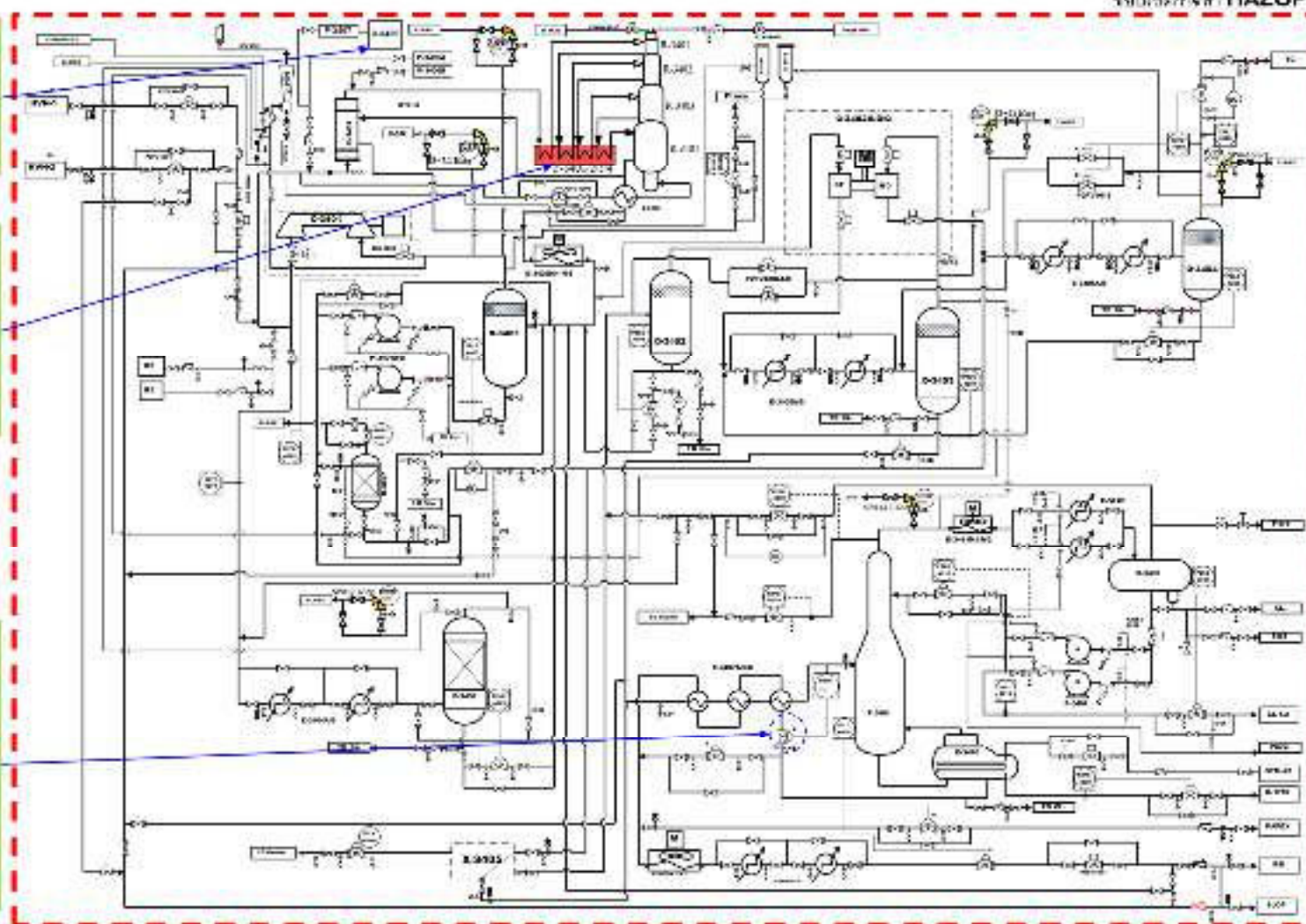
หน่วยงาน ระบบจำหน่ายเชื้อเพลิง รายละเอียด เพื่อจำหน่ายเชื้อเพลิงให้กับระบบต่างๆ
วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้ เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
4	จัดให้มีการสื่อสารแผนฉุกเฉินที่จัดทำขึ้นมาในกรณีที่วาล์วนิรภัยถูกกดออกไป เมื่อมีการเปลี่ยนตารางกะการทำงาน	ผู้ปฏิบัติงานประจำกะ	การสื่อสารแผนฉุกเฉินที่จัดทำขึ้นมาระหว่างผู้ปฏิบัติงานตามตารางกะ	ปฏิบัติตามข้อกำหนดการสื่อสารระหว่างผู้ปฏิบัติงานตามตารางกะ	หัวหน้าผู้ปฏิบัติงานประจำกะ

ระบบนี้เมื่อ (P-342) เริ่มขึ้น
เนื่องจากควบคุมการไหลของ
ของเหลว (P-342) ทำให้
มีปัญหามากมายเกี่ยวกับ
ความปลอดภัย

อุปกรณ์วัดอุณหภูมิของท่อ
P-342 (T-342) ที่วัดอุณหภูมิ
ของท่อไม่ได้เชื่อมต่อกับ
ระบบควบคุมการไหลของ
ของเหลว (P-342) ทำให้
มีปัญหามากมายเกี่ยวกับ
ความปลอดภัย

ระบบนี้เมื่อ (P-342) เริ่มขึ้น
เนื่องจากควบคุมการไหลของ
ของเหลว (P-342) ทำให้
มีปัญหามากมายเกี่ยวกับ
ความปลอดภัย



เอกสารหมายเลข 11 หน่วยรีฟอร์มเมอร์ (CCR)

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชั่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (11)

หน่วย หน่วยรีฟอร์มเมอร์ (CCR) รายละเอียด เพื่อเพิ่มค่าออกเทน (Octane number) ในส่วนของแนฟทาหนัก

ปัจจัยการผลิต อนุหภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม อนุหภูมิ 38 °ซ/ความดัน 0 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 11

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
1. ระดับสูงขึ้น	พนักงานปฏิบัติงานไม่ได้อยู่ที่หน้างานตลอดเวลาเพื่อดูระดับของของเหลวในถัง D-3429 ในขณะที่มีการเติมแนฟทาหนักลงถึง D-3429 ส่งผลให้ระดับของเหลวในถัง D-3429 สูงขึ้นจนท่วมถึงและไหลออกสู่บรรยากาศผ่านท่อระบายบรรยากาศ	แนฟทาหนักที่รั่วไหลออกสู่บรรยากาศติดไฟจากแหล่งความร้อนบริเวณใกล้เคียงทำให้คนงานบริเวณใกล้เคียงเสียชีวิตและอุปกรณ์เสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - มีขั้นตอนการปฏิบัติงานอย่างปลอดภัยในการเติมแนฟทาหนักลงถึง D-3429 พร้อมทั้งระบุให้พนักงานปฏิบัติงานเฝ้าดูระดับของเหลวขณะเติมแนฟทาหนัก - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	3	3	2 [แผนควบคุม (11-1)]

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชี้บ่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (11)

หน่วย หน่วยรีฟอร์มเมอร์ (CCR) รายละเอียด เพื่อเพิ่มค่าออกเทน (Octane number) ในส่วนของแนฟทาหนัก

ปัจจัยการผลิต อุณหภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม อุณหภูมิ 62-230 °ซ/ความดัน 11.30 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 11

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
2. อุณหภูมิเพิ่มขึ้น	วาล์วควบคุม (P2TV4046B) ทำงานบกพร่องและปิดลง ส่งผลให้น้ำมัน Reformat ที่มีอุณหภูมิสูงจากหอกกลับแยกน้ำมัน Reformat (T-3401X) ไม่ได้ผ่านการแลกเปลี่ยนความร้อนที่ E-3407 ก่อนส่งไปยังอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน E-3408 ส่งผลให้ E-3408 มีอุณหภูมิสูงเกินค่าอุณหภูมิที่ถูกออกแบบไว้	เกิดการรั่วไหลของไอน้ำมัน Reformat ที่หน้าแปลนของอุปกรณ์และติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียง ทำให้คนงานในบริเวณใกล้เคียงเสียชีวิตและอุปกรณ์เสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - มีสัญญาณเตือนเมื่ออุณหภูมิทางเข้าของ E-3408 สูงเกินค่าที่กำหนดไว้ - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	4	4	2 [แผนควบคุม (11-2)]

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชี้บ่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (11)

หน่วย หน่วยรีฟอร์มเมอร์ (CCR) รายละเอียด เพื่อเพิ่มค่าออกเทน (Octane number) ในส่วนของแนฟทาหนัก

ปัจจัยการผลิต อนุหภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม อนุหภูมิ 62-230 °ซ/ความดัน 11.30 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 11

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
3. อนุหภูมิสูงขึ้น	อุปกรณ์วัดอนุหภูมิของท่อในเตาเผา F-3401/2/3/4 ทำงานผิดพลาด และเตาไม่ได้ติดตั้งสัญญาณเตือนแบบอิสระจากระบบควบคุมอนุหภูมิของท่อ ส่งผลให้ท่อในเตาเผามีอนุหภูมิสูงขึ้นเกินค่าอนุหภูมิของท่อที่ออกแบบไว้	ท่อน้ำมันขาดและมีไอน้ำมันแนฟทาหนัก (HVN) ที่มีอนุหภูมิสูงรั่วออกมาในเตาเผาและทำให้เตาระเบิด คนงานเสียชีวิตและอุปกรณ์เสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - มีสัญญาณเตือนเมื่ออนุหภูมิของท่อในเตาเผาสูงเกินค่าที่กำหนดไว้ และมีสัญญาณเตือนในกรณีที่อนุหภูมิของท่อในเตาเผาในแต่ละสายอ่านไม่ตรงกัน - มีระบบดับเตาเผาแบบฉุกเฉินในกรณีที่มีน้ำมันรั่วในเตาเผา - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	4	4	2 [แผนควบคุม (11-3)]

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (11-1)

หน่วยงาน หน่วยรีฟอร์มเมอร์ (CCR) รายละเอียด เพื่อเพิ่มค่าออกเทน (Octane number) ในส่วนของแนฟทาหนัก

วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้ เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	มีขั้นตอนการปฏิบัติงานอย่างปลอดภัยในการเติมแนฟทาหนักลง D-3429	พนักงานปฏิบัติงาน	การเติมแนฟทาหนักลง D-3429	ปฏิบัติตามขั้นตอนการทำงาน	หัวหน้าหน่วยของพนักงานปฏิบัติงาน
2	จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้และระเบิด	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	แผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน - การป้องกันฉุกเฉิน - การระงับฉุกเฉิน - การอพยพหนีภัย - การฟื้นฟู	ปฏิบัติตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
3	จัดให้มีการอบรมพนักงานให้ตระหนักถึงอันตรายและแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	ฝึกอบรมการปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	พนักงานมีความรู้ความสามารถผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
4	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ดับเพลิงให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (11-2)

หน่วยงาน หน่วยรีฟอร์มเมอร์ (CCR) รายละเอียด เพื่อเพิ่มค่าออกเทน (Octane number) ในส่วนของแนฟทาหนัก

วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้ เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้และระเบิด	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	แผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน - การป้องกันฉุกเฉิน - การระงับฉุกเฉิน - การอพยพหนีภัย - การฟื้นฟู	ปฏิบัติตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
2	จัดให้มีการอบรมพนักงานให้ตระหนักถึงอันตรายและแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	ฝึกอบรมการปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	พนักงานมีความรู้ความสามารถผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
3	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ดับเพลิงให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง

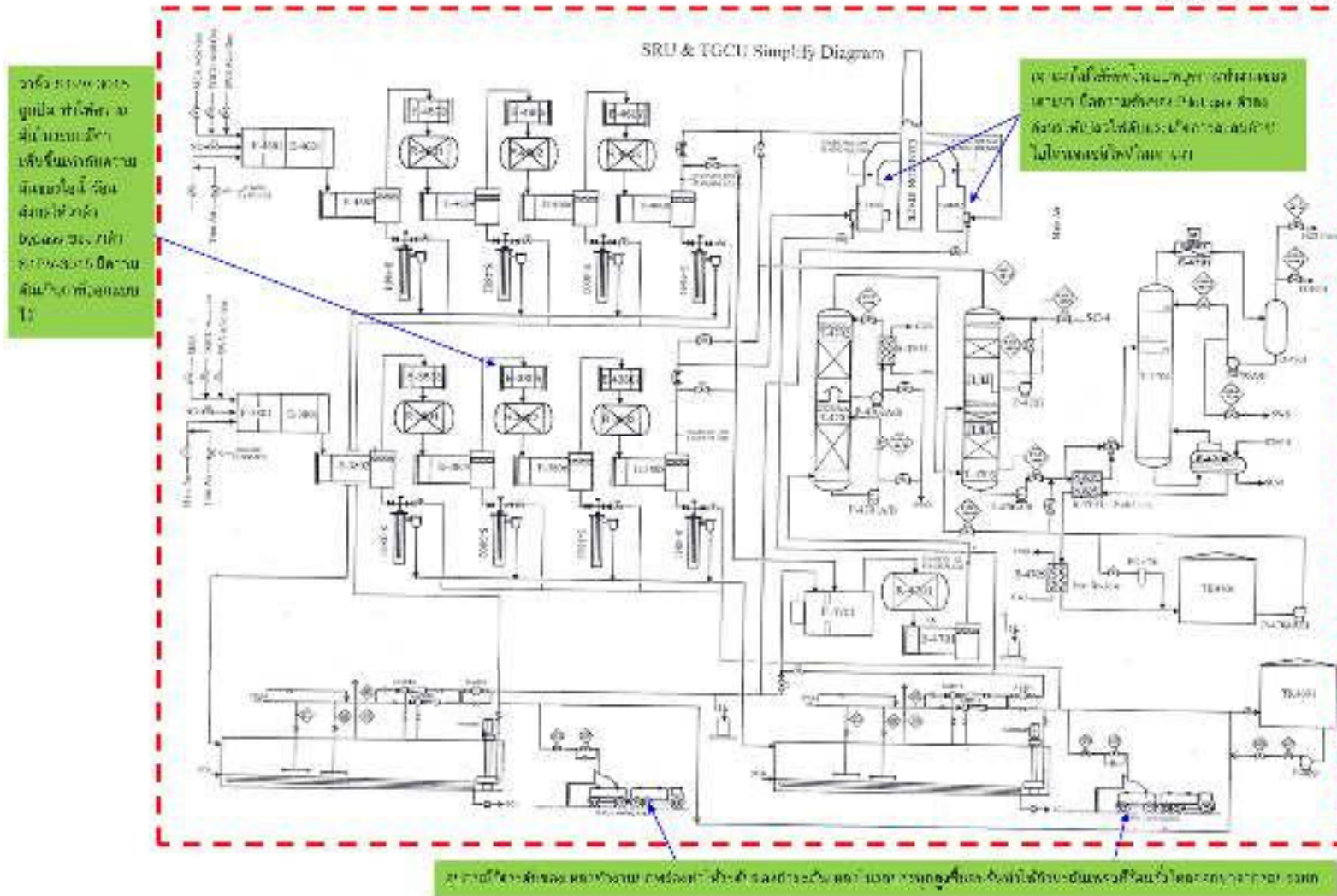
แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (11-3)

หน่วยงาน หน่วยรีฟอร์มเมอร์ (CCR) รายละเอียด เพื่อเพิ่มค่าออกเทน (Octane number) ในส่วนของเนฟทาหนัก

วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้หรือเตาเผาระเบิด เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้หรือเตาเผาระเบิด

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพระบบตัดแยกอัตโนมัติ อุปกรณ์ ท่อ และสัญญาณเตือนต่างๆ เพื่อหยุดการ	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผน และอุปกรณ์	หัวหน้าหน่วยตรวจสอบอุปกรณ์
2	จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้และระเบิด	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	แผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน - การป้องกันฉุกเฉิน - การระงับฉุกเฉิน - การอพยพหนีภัย - การฟื้นฟู	ปฏิบัติตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
3	จัดให้มีการอบรมพนักงานให้ตระหนักถึงอันตรายและแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	ฝึกอบรมการปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	พนักงานมีความรู้ความสามารถผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
4	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ดับเพลิงให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง



เอกสารหมายเลข 12 หน่วยผลิตกำมะถันเหลว (Sulfure Recovery)

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชี้บ่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (12)

หน่วย บ่อเก็บกำมะถันเหลว (Sulfur Pit) รายละเอียด เพื่อเก็บกำมะถันเหลวที่มีอุณหภูมิประมาณ 147 °ซ
 ปัจจัยการผลิต อุณหภูมิ ค่าควบคุม 144-147 °ซ แบบแปลนหมายเลข 12

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
1. ระดับสูงขึ้น	ระดับของกำมะถันเหลวในรถบรรทุกสูงขึ้นจนล้นออกมาจากรถบรรทุกในกรณีที่อุปกรณ์วัดระดับของเหลวทำงานบกพร่องทำให้กำมะถันเหลวที่ร้อนรั่วไหลออกมา	กำมะถันเหลวที่ร้อนรั่วออกมาโดนคนงานในบริเวณใกล้เคียงได้รับบาดเจ็บ	<ul style="list-style-type: none"> - มีขั้นตอนการปฏิบัติงานอย่างปลอดภัยในการเติมกำมะถันเหลวลงในรถบรรทุก - มีการเทียบระดับของกำมะถันเหลวในรถกับอุปกรณ์อ่านระดับ - มีปุ่มกดเพื่อหยุดการเติมกำมะถันเหลวลงในรถบรรทุกในกรณีที่กำมะถันเหลวล้นรถบรรทุก 	-	1	3	3	2 [แผนควบคุม (12-1)]

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชี้บ่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP HAZOP (12)

หน่วย เตาเผาก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ รายละเอียด เผาก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ความเข้มข้นสูงให้เป็น Sox and NOx
 ปัจจัยการผลิต อุณหภูมิ ค่าควบคุม 650-1370 °ซ แบบแปลนหมายเลข 12

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
2. ความดันต่ำ	ความดันของ Pilot gas มีค่าน้อยกว่าค่าที่กำหนดไว้ส่งผลให้เปลวไฟดับและเกิดการสะสมก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ในเตาเผา แต่เตาเผาไม่ได้ติดตั้งระบบหยุดการทำงานของเตาเผาเมื่อความดันของ Pilot gas ต่ำลง	เตาเผาระเบิด ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์รั่วสู่บรรยากาศ ทำให้คนงานเสียชีวิตและอุปกรณ์เสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - มีระบบอัตโนมัติในการดับเตาในกรณีที่เปลวไฟในเตาเผาดับ เพื่อป้องกันไม่ให้เตาระเบิด - มีขั้นตอนปฏิบัติงานอย่างปลอดภัยสำหรับ Emergency Shutdown - มีสัญญาณเตือนเมื่อความดันของ Pilot gas ต่ำ - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	4	4	2 [แผนควบคุม (12-2)]

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชั่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP HAZOP (12)

หน่วย หน่วยผลิตกำมะถันเหลว (Sulfur Recovery) รายละเอียด ทำหน้าที่เปลี่ยนก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ความเข้มข้นสูงให้เป็นกำมะถันเหลว
 ปัจจัยการผลิต อุณหภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม อุณหภูมิ 385 °ซ/ความดัน 42.2 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 12

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
3. ความดันเพิ่มขึ้น	เมื่อวาล์ว S1PV-3015 ถูกปิด ทำให้ความดันในระบบมีค่าเพิ่มขึ้นเท่ากับความดันของไอน้ำร้อน ส่งผลให้วาล์ว bypass ของวาล์ว S1PV-3015 มีความดันเกินค่าที่ออกแบบไว้	ไอน้ำร้อนที่ความดันสูงรั่วออกตามหน้าแปลนกระจายออกสู่บรรยากาศ ทำให้คนงานถูกไอน้ำร้อนลวกได้รับบาดเจ็บสาหัส	<ul style="list-style-type: none"> - มีขั้นตอนการปฏิบัติงานอย่างปลอดภัยเมื่อหน่วยผลิตหยุดการใช้งานเพื่อป้องกันไม่ให้คนงานปิดวาล์ว S1PV-3015 ก่อนที่จะตัดแยกไอน้ำร้อนที่ส่งมายัง E-3805 - มีการติดตั้งป้ายเตือนที่วาล์ว bypass ของวาล์ว S1PV-3015 เพื่อป้องกันไม่ให้คนงานยืนในจุดที่สามารถโดนไอน้ำร้อนพุ่งมาโดยร่างกายได้ 	-	1	4	4	2 [แผนควบคุม (12-3)]

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (12-1)

หน่วยงาน บ่อเก็บกำมะถันเหลว (Sulfur Pit) รายละเอียด เพื่อเก็บกำมะถันเหลวที่มีอุณหภูมิประมาณ 147 °ซ
 วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้ เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	มีขั้นตอนการปฏิบัติงานอย่างปลอดภัยในการเติมกำมะถันเหลวลงในรถบรรทุก	พนักงานปฏิบัติงาน	การเติมกำมะถันเหลวลงในรถบรรทุก	ปฏิบัติตามขั้นตอนการทำงาน	หัวหน้าหน่วยของพนักงานปฏิบัติงาน

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (12-2)

หน่วยงาน เตาเผาก๊าซไฮโดรเจนเซลล์ไฟต์ รายละเอียด เผาก๊าซไฮโดรเจนเซลล์ไฟต์ความเข้มข้นสูงให้เป็น Sox and Nox
 วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้หรือเตาเผาระเบิด เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้หรือเตาเผาระเบิด

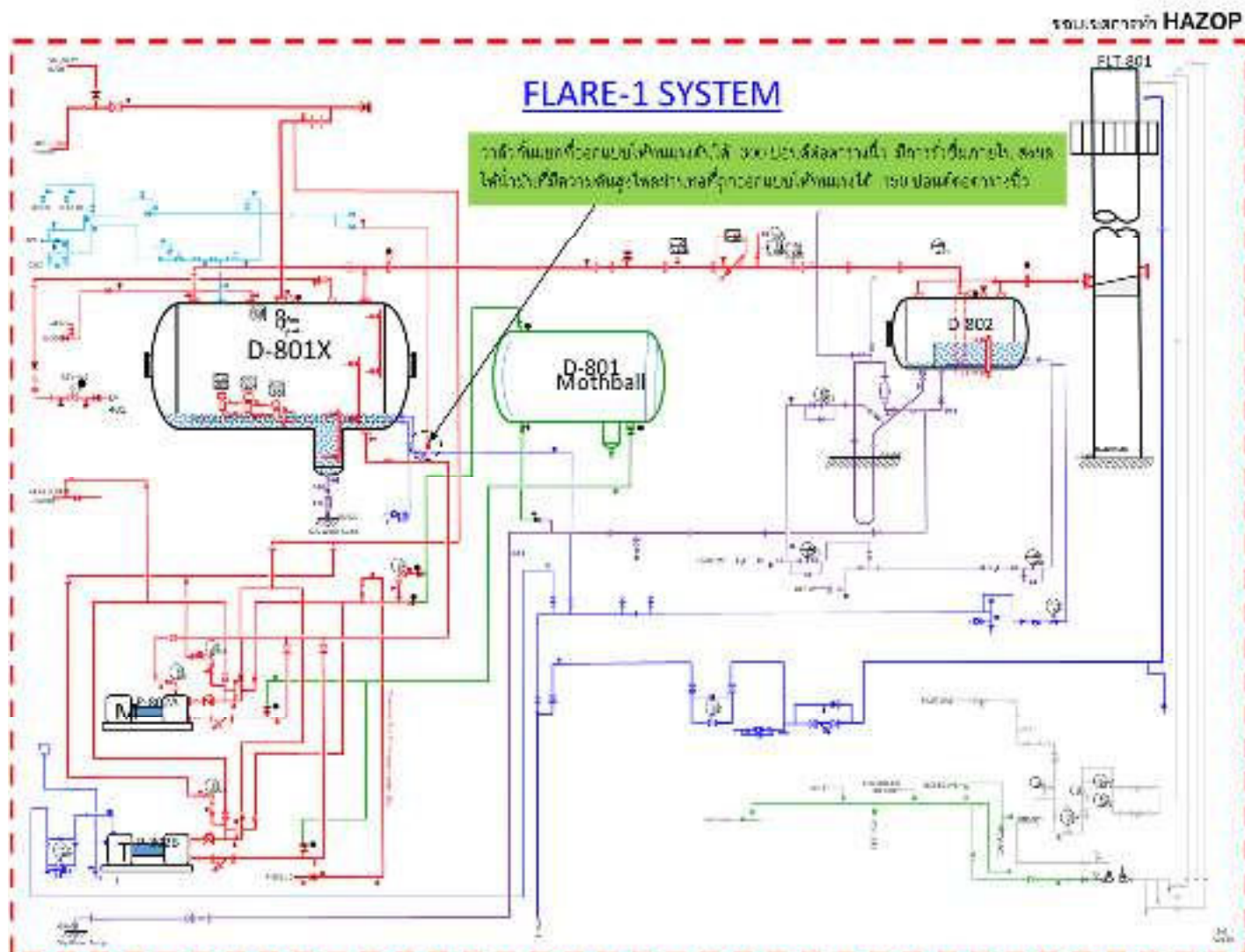
ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของการทำงานของระบบอัตโนมัติในการดับเตาให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผน และอุปกรณ์	หัวหน้าหน่วยตรวจสอบอุปกรณ์
2	จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้และระเบิด	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	แผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน - การป้องกันฉุกเฉิน - การระงับฉุกเฉิน - การอพยพหนีภัย - การฟื้นฟู	ปฏิบัติตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
3	จัดให้มีการอบรมพนักงานให้ตระหนักถึงอันตรายและแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	ฝึกอบรมการปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	พนักงานมีความรู้ความสามารถผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
4	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ดับเพลิงให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อมสถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (12-3)

หน่วยงาน หน่วยผลิตกำมะถันเหลว (Sulfur Recovery) รายละเอียด ทำหน้าที่เปลี่ยนก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ความเข้มข้นสูงให้เป็นกำมะถันเหลว
วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้ เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	มีขั้นตอนการปฏิบัติงานอย่างปลอดภัยเมื่อหน่วยผลิตหยุดการใช้งานเพื่อป้องกันไม่ให้น้ำมันปิโตรเลียม S1PV-3015 ก่อนที่จะตัดแยกไอน้ำร้อนที่ส่งมายัง E-3805	พนักงานปฏิบัติงาน	การหยุดการใช้งานของ E-3805	ปฏิบัติตามขั้นตอนการทำงาน	หัวหน้าหน่วยของพนักงานปฏิบัติงาน



เอกสารหมายเลข 13 ระบบเผาไหม้ก๊าซที่เหลือจากหน่วยผลิต (Flare-1)

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชั่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (13)

หน่วย ระบบเผาไหม้ก๊าซที่เหลือจากหน่วยผลิต (Flare-1) รายละเอียด เพื่อเผาไหม้ก๊าซที่เหลือจากหน่วยผลิต

ปัจจัยการผลิต อุณหภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม อุณหภูมิ 219 °ซ/ความดัน 0 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 13

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
1. ความดันสูงขึ้น	ในกรณีที่วาล์วกันแยกที่ออกแบบให้ทนแรงดันได้ 300 ปอนด์ต่อตารางนิ้วมีการรั่วซึมภายใน ส่งผลให้น้ำมันที่มีความดันสูงไหลผ่านท่อที่ถูกออกแบบให้ทนแรงดันได้ 150 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว ซึ่งท่อนี้จะแรงดันสะสมเกิดค่าความดันที่ถูกออกแบบไว้เนื่องจากวาล์วทางออกถูกปิดกั้น	เกิดการรั่วไหลของน้ำมันเบาและหนักออกตามหน้าแปลนของท่อและติดไฟจากแหล่งความร้อนในบริเวณใกล้เคียง ทำให้คนงานบาดเจ็บสาหัสและอุปกรณ์เสียหาย	<ul style="list-style-type: none"> - วาล์วทางออกถูกเปิดไว้เสมอ - มีระบบน้ำดับเพลิงและอุปกรณ์ดับเพลิงเพื่อใช้ดับเพลิงในกรณีไฟไหม้ - มีขั้นตอนการปฏิบัติในการตอบโต้กรณีเกิดไฟไหม้ 	-	1	3	3	2 [แผนควบคุม (13-1)]

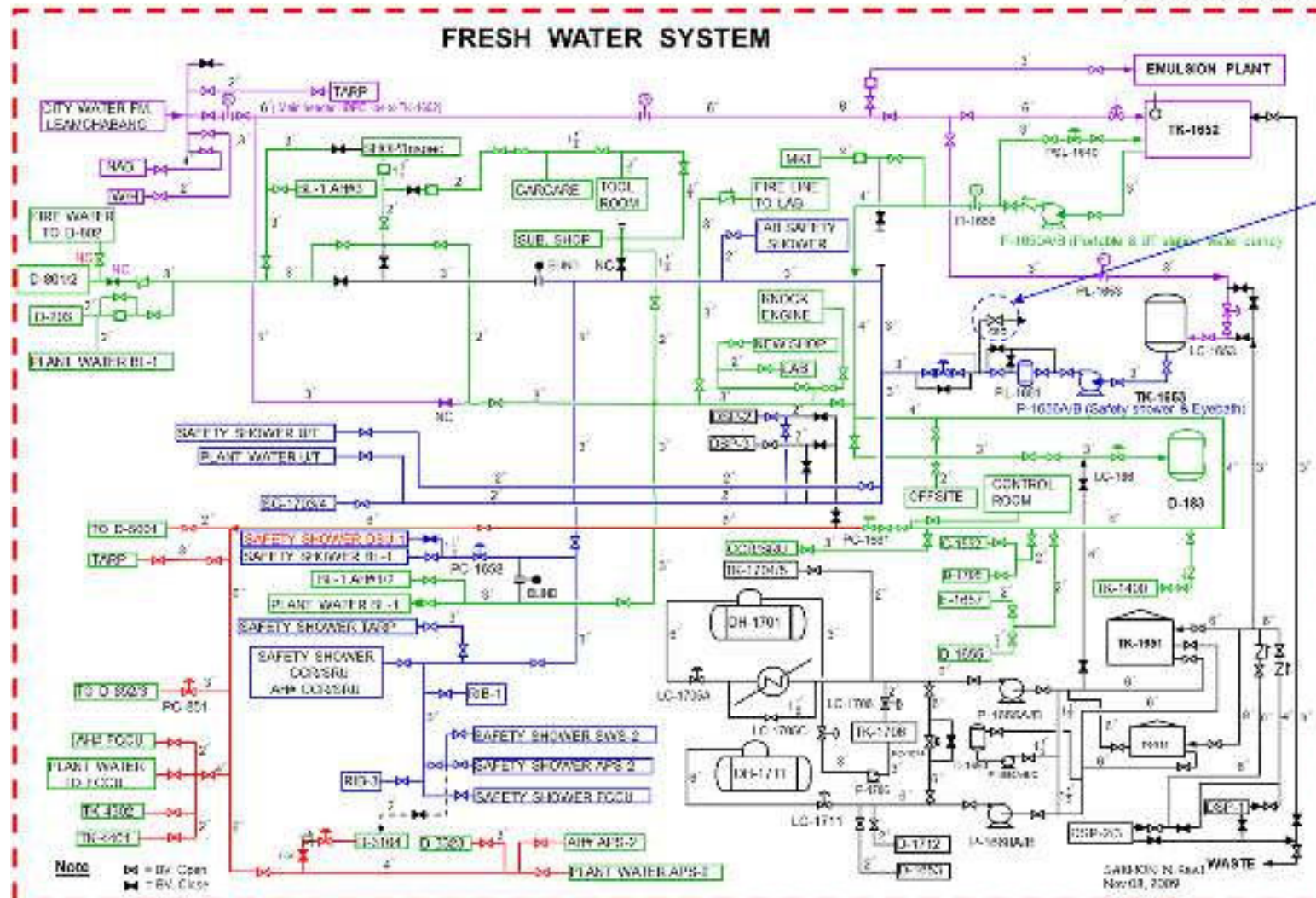
แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (13-1)

หน่วยงาน ระบบเผาไหม้ก๊าซที่เหลือจากหน่วยผลิต (Flare-1) รายละเอียด เพื่อเผาไหม้ก๊าซที่เหลือจากหน่วยผลิต

วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันการเกิดไฟไหม้ เป้าหมาย ไม่เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้และระเบิด	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	แผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน - การป้องกันฉุกเฉิน - การระงับฉุกเฉิน - การอพยพหนีภัย - การฟื้นฟู	ปฏิบัติตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
2	จัดให้มีการอบรมพนักงานให้ตระหนักถึงอันตรายและแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินกรณีเกิดไฟไหม้	ทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	ฝึกอบรมการปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	พนักงานมีความรู้ความสามารถผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง
3	จัดให้มีระบบตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ดับเพลิงให้เป็นไปตามแผนงานซ่อมและบำรุงรักษา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความแม่นยำในการปฏิบัติงาน	ปฏิบัติตามแผนและอุปกรณ์ทำงานได้ตามเกณฑ์กำหนด	หัวหน้าฝ่ายเตรียมความพร้อม สถานการณ์ฉุกเฉินและความมั่นคง



เอกสารหมายเลข 14 หน่วยผลิตน้ำ

ผลการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชี้บ่งอันตรายและการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธี HAZOP

HAZOP (14)

หน่วย หน่วยผลิตน้ำ รายละเอียด เพื่อผลิตน้ำ
 ปัจจัยการผลิต อุณหภูมิ/ความดัน ค่าควบคุม อุณหภูมิ 30 °ซ/ความดัน 12.5 กก/ตร.ซม. แบบแปลนหมายเลข 14

ข้อบกพร่อง	สถานการณ์จำลอง	เหตุการณ์ที่เกิดตามมา	มาตรการป้องกัน/ควบคุมแก้ไข	ข้อเสนอแนะ	ประเมินความเสี่ยง			
					โอกาส	ความรุนแรง	ผลลัพธ์	ระดับความเสี่ยง
1. ไม่มีการไหล	วาล์วทางออกที่จ่ายน้ำให้กับอุปกรณ์ล่างตัวและล่างตาถูกปิด ส่งผลให้ไม่มีน้ำส่งมายังอุปกรณ์ล่างตัวและล่างตัว	คนงานที่ได้รับการสัมผัสกับสารเคมีไม่สามารถชำระล้างร่างกายเบื้องต้นเพื่อลดความรุนแรงจากการสัมผัสสารเคมี ทำให้คนงานได้รับบาดเจ็บสาหัส หรือดวงตาอักเสบ	- วาล์วทางออกที่จ่ายน้ำให้กับอุปกรณ์ล่างตัวและล่างตาถูกกำหนดให้เปิดตลอดเวลา - ก่อนเริ่มทำงานกับสารเคมี คนงานทำการตรวจสอบว่ามีน้ำไหลออกมาที่อุปกรณ์ล่างตัวและล่างตา	-	1	3	3	2 [แผนควบคุม (15-1)]

แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง (แผนงานควบคุมความเสี่ยง)

แผนควบคุม (14-1)

หน่วยงาน หน่วยผลิตน้ำ รายละเอียด เพื่อผลิตน้ำ

วัตถุประสงค์ เพื่อป้องกันไม่ให้พนักงานบาดเจ็บ เป้าหมาย ไม่ให้พนักงานบาดเจ็บสาหัส

ลำดับที่	มาตรการหรือกิจกรรมหรือการดำเนินการเพื่อลดความเสี่ยง หรือขั้นตอนการปฏิบัติที่เป็นความเสี่ยง	ผู้รับผิดชอบ	หัวข้อเรื่องที่ควบคุม	หลักเกณฑ์หรือมาตรฐานที่ใช้ควบคุม	ผู้ตรวจติดตาม
1	จัดให้มีการตรวจสอบตำแหน่งการเปิดของวาล์วบนท่อน้ำสะอาดที่ส่งไปยังอุปกรณ์ล้างตัวและล้างตา	ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์	ความพร้อมใช้งานของอุปกรณ์ล้างตัวและล้างตา	ปฏิบัติตามแผนที่กำหนดไว้	หัวหน้าหน่วยตรวจสอบอุปกรณ์

มาตรการระงับและฟื้นฟู

โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา ได้จัดทำแผนตอบโต้กรณีฉุกเฉิน ถึงแม้ว่าการประเมินความเสี่ยงอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ เพื่อควบคุมและบรรเทาเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น เช่น การเกิดไฟไหม้ การระเบิด และการรั่วไหลของน้ำมัน สารเคมี และวัตถุอันตราย นอกจากนี้ยังจัดให้มีการฝึกซ้อมตอบโต้กรณีฉุกเฉินเป็นประจำ

สรุปผลการศึกษา วิเคราะห์และทบทวนการดำเนินงานที่มีความเสี่ยง

จากการดำเนินการชี้บ่งอันตรายและประเมินความเสี่ยงของ โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา ตามคู่มือฉบับนี้ พบว่า อุปกรณ์ที่มีความวิกฤตที่จะก่อให้เกิดอุบัติเหตุร้ายแรง ประกอบด้วย

1. หน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบ
2. หน่วยการปรับปรุงคุณภาพ
3. หน่วยเพิ่มค่าออกเทน (Catalytic Reformer)
4. หน่วยผลิตอะโรมาติกส์
5. หน่วยผลิตกำมะถันเหลว (Sulfur Recovery)

อุบัติเหตุร้ายแรง (Major Hazards) ที่สามารถเกิดขึ้นได้ในกิจกรรมดังกล่าวข้างต้น ได้แก่

1. การหกรั่วไหลของสารเคมี โรงกลั่นน้ำมันมีการใช้สารเคมีต่างๆ เริ่มตั้งแต่การใช้น้ำมันดิบซึ่งเป็นวัตถุดิบ สารไฮโดรเจนซัลไฟด์ที่ได้จากการกำจัดซัลเฟอร์ในน้ำมัน ผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปต่างๆ เช่น ก๊าซเชื้อเพลิง ก๊าซหุงต้ม แบนโซลีน น้ำมันเบนซิน น้ำมันก๊าด น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา เป็นต้น สารต่างๆ ในกระบวนการผลิตมีคุณสมบัติต่างๆ ทั้งเป็นสารไวไฟ เป็นพิษ กัดกร่อน ที่มีผลกระทบต่อชีวิต และทรัพย์สิน
2. การเกิดไฟไหม้และการระเบิด เนื่องจากโรงกลั่นน้ำมันมีการใช้วัตถุดิบคือ น้ำมันและผลิตภัณฑ์สำเร็จรูป ประกอบด้วยสารไฮโดรคาร์บอนต่างๆ ที่เป็นสารเคมีที่ติดไฟได้ ความไวไฟขึ้นกับจุดวาบไฟของสารเคมีแต่ละตัว ซึ่งอาจจะเกิดติดไฟ จนถึงขนาดที่อุปกรณ์ที่กักเก็บเก็บไม่สามารถทนได้ จึงก่อให้เกิดการระเบิดตามมา

รายละเอียดระดับความเสี่ยงและมาตรการบริหารจัดการความเสี่ยงของกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา แสดงไว้ตามทะเบียนความเสี่ยงและมาตรการบริหารจัดการความเสี่ยง และสรุประดับความเสี่ยงได้ดังนี้

1. ระดับความเสี่ยงที่ยอมรับไม่ได้	0	รายการ
2. ระดับความเสี่ยงสูง	0	รายการ
3. ระดับความเสี่ยงที่ยอมรับได้	35	รายการ
4. ระดับความเสี่ยงเล็กน้อย	0	รายการ

และทำมาตรการบริหารจัดการความเสี่ยงดังนี้

1. แผนควบคุมความเสี่ยง	29	แผน
2. แผนลดความเสี่ยง	0	แผน

ทะเบียนความเสี่ยงและมาตรการบริหารจัดการความเสี่ยง
โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา

ลำดับที่	กิจกรรม/อุปกรณ์	สถานการณ์/ความล้มเหลว	ความ เสี่ยง	แผนบริหารจัดการความเสี่ยง	
				แผนลดความ เสี่ยง	แผนควบคุมความ เสี่ยง
ระดับความเสี่ยงที่ยอมรับไม่ได้					
-	-	-	-	-	-
ระดับความเสี่ยงสูง					
-	-	-	-	-	-
ระดับความเสี่ยงที่ยอมรับได้					
1	ท่อบรรจุน้ำมันดิบ (Crude) จากทางออกของบ่อบ้ำมันดิบ (P-101B)	ท่อถูกปิดกั้น ทำให้เกิดแรงดันสะสมเกินในท่อ	2	-	แผนควบคุม (1-1)
2	อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน (E-180A/B)	อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน (E-180A/B) ถูกปิดกั้นเนื่องจากอุปกรณ์ควบคุมความดัน (APPC-181) ถูกปิด	2	-	แผนควบคุม (1-1)
3	ภาชนะบรรจุน้ำมันเบา (D-3103)	ความดันสูงเนื่องจากบ่อบ้ำมันดิบทางออกของภาชนะบรรจุน้ำมันเบา (D-3103) หยุดเดิน	2	-	แผนควบคุม (2-1)
4	ท่อที่ใช้ในการล้างโคลนของถัง (D-3101)	ความดันในท่อสูงเนื่องจากวาล์วทางออกถูกปิด	2	-	แผนควบคุม (2-2)
5	ท่อเก็บน้ำมันตัวอย่างของถัง (D-3101)	ท่อมีความดันเพิ่มขึ้นเกินค่าความดันของท่อที่ออกแบบไว้	2	-	แผนควบคุม (2-3)
6	บ่อบ้ำมันดิบ (P-3102A/B/C)	บ่อบ้ำมันดิบมีการรั่ว	2	-	แผนควบคุม (2-3)
7	หอหกลั่นแยกแฉะพาเบา (T-303)	อุปกรณ์วัดอุณหภูมิทำงานบกพร่อง	2	-	แผนควบคุม (3-1)
8	หอหกลั่นก๊าซหุงต้ม (T-302)	อุปกรณ์วัดอุณหภูมิทำงานบกพร่อง	2	-	แผนควบคุม (3-2)
9	ท่อน้ำมันปิโตรเลียมเหลว (LPG) จากหอ (T-303) ที่ส่งไปยังหน่วยเผาไหม้ก๊าซ (Flare)	ท่อมีความดันเพิ่มขึ้นเกินค่าความดันของท่อที่ออกแบบไว้	2	-	แผนควบคุม (3-3)

ลำดับที่	กิจกรรม/อุปกรณ์	สถานการณ์/ความล้มเหลว	ความเสี่ยง	แผนบริหารจัดการความเสี่ยง	
				แผนลดความเสี่ยง	แผนควบคุมความเสี่ยง
10	ช่องกระจกดูวัดระดับ (Sight Glass) ที่อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน E-350, E-307 และถึง (D-308)	ช่องกระจกดูวัดระดับ (Sight Glass) แตก	2	-	แผนควบคุม (3-3)
11	ท่อบรรจุน้ำมันแนฟทาหนัก (HVN) จากหน่วยกลั่นแยกน้ำมันแนฟทาถึงถังกักเก็บ	ท่อมีความดันเพิ่มขึ้นเกินค่าความดันของท่อที่ออกแบบไว้	2	-	แผนควบคุม (4-1)
12	Seal ของปั๊มน้ำมันเบา (P-3322AB:LVN)	Seal ของปั๊มเสียหายทำให้มีน้ำมันเบารั่วไหล	2	-	แผนควบคุม (4-2)
13	มีการใช้ก๊าซไนโตรเจนเพื่อทำการไล่น้ำมันที่คงค้างหรือไล่อากาศเมื่อหน่วยแยก C3 และ C4 (T-360) หยุดการผลิตหรือเริ่มทำการผลิต	หน่วยผลิตก๊าซไนโตรเจนทำงานผิดพลาดส่งผลให้อุณหภูมิของก๊าซไนโตรเจนต่ำลงจนเกินค่าการออกแบบที่อุปกรณ์กำหนดไว้ส่งผลให้อุปกรณ์หรือท่อเสียหายแข็งแรงและแตกเปราะ (Brittle Fracture)	2	-	แผนควบคุม (5-1)
14	เตาให้ความร้อน (F-3301) ของหน่วยลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันแนฟทา (NHF-2)	เตาให้ความร้อน (F-3301) ไฟไหม้แต่ท่อลำเลียงก๊าซที่ใช้ในการจุดเตาเผา (Pilot gas) ไม่ได้ติดตั้งวาล์วฉุกเฉินที่ใช้ในการหยุดการรั่วไหลของก๊าซ	2	-	แผนควบคุม (6-1)
15	เตาให้ความร้อน (F-3321) ของหน่วยลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล (GOHF-2)	เตาให้ความร้อน (F-3221) ไฟไหม้แต่ท่อลำเลียงก๊าซที่ใช้ในการจุดเตาเผา (Pilot gas) ไม่ได้ติดตั้งวาล์วฉุกเฉินที่ใช้ในการหยุดการรั่วไหลของก๊าซ	2	-	แผนควบคุม (7-1)
16	เตาให้ความร้อน (F-3321) ของหน่วยลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล (GOHF-2)	เตาให้ความร้อน (F-3221) ไฟไหม้แต่ท่อลำเลียงก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel gas) ไม่ได้ติดตั้งวาล์วฉุกเฉินที่ใช้ในการหยุดการรั่วไหลของก๊าซ	2	-	แผนควบคุม (7-1)

ลำดับที่	กิจกรรม/อุปกรณ์	สถานการณ์/ความล้มเหลว	ความเสี่ยง	แผนบริหารจัดการความเสี่ยง	
				แผนลดความเสี่ยง	แผนควบคุมความเสี่ยง
17	การเริ่มต้นดำเนินการทำงาน (Start Up) ของ หอกลิ้นแยกน้ำมัน ดีเซล (T-3221Y) ของ หน่วยลดปริมาณกำมะถันของน้ำมัน ดีเซล (GOHF-2)	วาล์วควบคุมระดับของเหลว (H2LV1204) ในหอกลิ้นแยก น้ำมันดีเซล (T-3221Y) ทำงาน ผิดพลาดทำให้ความดันเพิ่มขึ้น	2	-	แผนควบคุม (7-2)
18	ห้องของเครื่องอัดก๊าซ ไฮโดรเจน (C-4801A หรือ C-4801B Packing) ของหน่วยลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล (GOHF-3)	ห้องของเครื่องอัดก๊าซ ไฮโดรเจน (C-4801A หรือ C-4801B Packing) รั่ว	2	-	แผนควบคุม (8-1)
19	หอ T-4801 ของหน่วยลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล (GOHF-3)	ความดันเพิ่มขึ้น เนื่องจากเกิดการอุดตันของแผ่น Mesh ที่อยู่ใน T-4801 ทำให้ความดันไม่สามารถระบายผ่านวาล์วระบายความดัน (H3PR-4534)	2	-	แผนควบคุม (8-2)
20	ปั๊มของน้ำมันดีเซล (P-4801A/B)	การหยุดเดินกะทันหันส่งผลให้มีแรงดันของปั๊มอีกตัวที่เดินอยู่ไหลย้อนกลับมาผ่านท่อทางออกของปั๊มที่หยุดเดินเนื่องจากวาล์วป้องกันการไหลย้อนกลับทำงานผิดพลาด	2	-	แผนควบคุม (8-3)
21	เตาให้ความร้อน (F-4801) ของหน่วยลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล (GOHF-3)	ความดันของก๊าซที่ใช้ในการจุดเตาเผา (Pilot gas) มีค่าต่ำกว่าที่กำหนด	2	-	แผนควบคุม (8-4)
22	เตาให้ความร้อน (F-4801) ของหน่วยลดปริมาณกำมะถันของน้ำมันดีเซล (GOHF-3)	ความดันของก๊าซที่ใช้ในการจุดเตาเผา (Pilot gas) มีค่าสูงกว่าที่กำหนด	2	-	แผนควบคุม (8-4)

ลำดับที่	กิจกรรม/อุปกรณ์	สถานการณ์/ความล้มเหลว	ความเสี่ยง	แผนบริหารจัดการความเสี่ยง	
				แผนลดความเสี่ยง	แผนควบคุมความเสี่ยง
23	หน่วยลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันก๊าด (KHF-1) หยุดการผลิตหรือเริ่มทำการผลิต	หน่วยผลิตก๊าซไนโตรเจนทำงานผิดพลาดส่งผลให้อุณหภูมิของก๊าซไนโตรเจนต่ำลงจนเกินค่าการออกแบบที่อุปกรณ์กำหนดไว้ส่งผลให้อุปกรณ์หรือท่อเสียหายแข็งแรงและแตกเปราะ (Brittle Fracture)	2	-	แผนควบคุม (9-1)
24	ท่อผลิตภัณฑ์น้ำมันเตาในระบบจำหน่ายเชื้อเพลิง	วาล์วที่ใช้สำหรับกันแยกท่อผลิตภัณฑ์น้ำมันเตาที่ไม่ได้ใช้งานรั่วซึมภายใน	2	-	แผนควบคุม (10-1)
25	ตัวกรอง (STR-701A/B) ในระบบจำหน่ายเชื้อเพลิง	วาล์วปิดกั้นรั่วไหล	2	-	แผนควบคุม (10-1)
26	ท่อระบายที่เชื่อมต่อกับทางออกของวาล์วระบายความดัน (FSSV-0704X) ของถังเก็บน้ำมันเตา (D-701)	วาล์วปิดกั้นรั่วไหล	2	-	แผนควบคุม (10-2)
27	ถังเก็บน้ำมันเตา (D-701)	ความดันเพิ่มขึ้นเกินค่าความดันของอุปกรณ์ที่ออกแบบไว้ในขณะที่มีการถอดวาล์วระบายความดัน (SV-704) ไปซ่อมบำรุง	2	-	แผนควบคุม (10-3)
28	ถัง (D-3429) ในหน่วยรีฟอร์มเมอร์ (CCR)	ระดับในถัง (D-3429) สูงขึ้นเนื่องจากพนักงานปฏิบัติงานไม่ได้อยู่ที่หน้างานตลอดเวลาในขณะที่ทำการเติมถัง	2	-	แผนควบคุม (11-1)
29	อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน (E-3408) ของหอกลิ้นแยกน้ำมัน Reformat (T-3401X)	วาล์วควบคุม (P2TV4046B) ทำงานบกพร่องและปิดลง ทำให้น้ำมัน Reformat (T-3401X) อุณหภูมิสูงจากหอกลิ้นแยกไม่ได้ผ่านการแลกเปลี่ยนความร้อนที่ E-3407 ก่อนส่งไปยัง E-3408	2	-	แผนควบคุม (11-2)

ลำดับที่	กิจกรรม/อุปกรณ์	สถานการณ์/ความล้มเหลว	ความเสี่ยง	แผนบริหารจัดการความเสี่ยง	
				แผนลดความเสี่ยง	แผนควบคุมความเสี่ยง
30	เตาเผา (F-3401/2/3/4) ในหน่วยรีฟอร์มเมอร์	อุปกรณ์วัดอุณหภูมิของท่อในเตาเผาทำงานผิดพลาด	2	-	แผนควบคุม (11-3)
31	การเติมกำมะถันเหลวลงในรถบรรทุกของหน่วยผลิตกำมะถันเหลว	ระดับของกำมะถันเหลวของรถบรรทุกสูงขึ้น	2	-	แผนควบคุม (12-1)
32	เตาเผา (F-3802/4602)	ความดันของ Pilot gas ต่ำ	2	-	แผนควบคุม (12-2)
33	อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน (E-3805) ของหน่วยผลิตกำมะถันเหลว (Sulfur Recovery)	วาล์ว S1PV-3015 ถูกปิด ทำให้ความดันในระบบมีค่าเพิ่มขึ้น	2	-	แผนควบคุม (12-3)
34	ท่อเชื่อมต่อถัง (D-801X) ของระบบเผาไหม้ก๊าซที่เหลือจากหน่วยผลิต (Flare-1)	วาล์วกันแยกการรั่วซึมภายในส่งผลให้น้ำมันที่มีความดันสูงไหลผ่านท่อที่ถูกออกแบบให้ทนแรงดันได้ 150 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว			แผนควบคุม (13-1)
35	วาล์วทางออกที่ใช้จ่ายน้ำให้กับอุปกรณ์ล้างตัวและล้างตา	วาล์วน้ำถูกปิด			แผนควบคุม (14-1)

5.1 จำนวนผู้ปฏิบัติงานในโรงงาน และ การจัดช่วงเวลาการทำงาน

โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา มีจำนวนพนักงาน 364 คน ณ เดือนสิงหาคม พ.ศ. 2565 แบ่งเป็นพนักงานระดับจัดการ 194 คน และพนักงานระดับปฏิบัติการ 170 คน พนักงานโรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา มีกำหนดเวลาทำงานตั้งแต่วันจันทร์ ถึงวันศุกร์ ระหว่างเวลา 08:00 น. ถึง 17:00 น. ยกเว้นพนักงานกะ ได้แก่ พนักงานระดับปฏิบัติการของแผนกปฏิบัติการกลั่น แผนกลำเลียงน้ำมัน และ แผนกปฏิบัติการเคมีวิเคราะห์ และควบคุมคุณภาพ มีกำหนดเวลาทำงานตามตารางกะ โดยมีการปฏิบัติงานวันละ 3 กะ ละครึ่ง 8 ชั่วโมง ระหว่างเวลา 23.00–07:00 น., 07:00-15:00 น. และ 15:00-23:00 น.

จำนวนพนักงาน โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมเอสโซ่ ศรีราชา

ExxonMobil Use Only

สิงหาคม 2565

	พนักงานระดับจัดการ	พนักงานระดับปฏิบัติการ	รวม
ผู้บริหาร ผู้จัดการ	6	0	6
แผนกความปลอดภัย ชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม	15	4	19
แผนกปฏิบัติการกลั่น	67	103	170
แผนกลำเลียงน้ำมัน	4	2	6
แผนกซ่อมบำรุงเครื่องจักรกล และแผนกอุปกรณ์ตรวจวัดไฟฟ้าและเครื่องวิเคราะห์	45	34	79
แผนกวิศวกรรมกระบวนการกลั่น แผนกบริการวิชาการ แผนกวิศวกรรมโครงการ และแผนกประสานงานโรงกลั่น	38	8	46
แผนกปฏิบัติการเคมีวิเคราะห์ และควบคุมคุณภาพ	10	14	24
แผนกส่งเสริมธุรกิจ	9	5	14
จำนวนพนักงานรวม	194	170	364

ตัวอย่างตารางกะ

2022 S3 FIRST LINE SUPERVISOR (FLS) SHIFT SCHEDULE

August 2022

DAY	Mo	Tu	We	Th	Fr	Sa	Su	Mo	Tu	We	Th	Fr	Sa	Su	Mo	Tu	We	Th	Fr	Sa	Su	Mo	Tu	We	Th	Fr	Sa	Su	Mo	Tu	We	Entitled				Used			
DATE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	CDO	VAC	4HC	Allow	CDO	Allow	Vac	Total C
Chart "W"	X	X	D	D	D	D	D	D	X	X	N	N	N	N	N	N	X	X	E	E	E	E	E	E	X	X	D	D	D	D	D	0	20						
SOZ	X	Dx	S	S	S	B	B/Ey	B	Nx	Nx	V5	B	V6	S	S	S	Ex	Dy	S	S	S	B	B	B	Ez	X	B	B	B	S	S	0	20						
VPR	Dx	X	B	B	B	S	SL	SL	X	X	SL	S	V18	V19	C	B	X	X	B	B	B	S	S	S	Ez	Dx	S	S	B	B	0	23							
Chart "X"	D	D	X	X	N	N	N	N	N	N	X	X	E	E	E	E	E	E	X	X	D	D	D	D	D	D	X	X	N	N	N								
KPA	S	S	X	X	S	S	S	C2	C3	V	X	Dz	Nw	S	S	M	M	S	Nz	X	S	S	S	S	S	T	X	Ez	S	S	S	0	20						
PCK	BD	C	X	X	V9	V10	V11	B	B	B	Nw	X	Nw	Nw	B	B	Nz/V12	B	X	X	B	B	B	B	B	X	X	B	B	B	0	20							
PMB	D	V	X	X	V	N	V	N	N	N	X	X	E	E	E	M	M	T	T	X	D	D	D	D	D	V	X	X	N	N	N	2	20						
Chart "Y"	N	N	N	N	X	X	E	E	E	E	E	E	X	X	D	D	D	D	D	D	D	X	X	N	N	N	N	N	N	X	X	E							
PEK	B	B	B	B	Ez	Ez	V10	B	B	B	Nw/B	B	Ex	Ex	Nw	B/Ex	B	Nz	B	B	X	X	B	B	B	S/Ez	S	S	Ez	Ez	S	0	20						
POU	S	S	S	S	Nx	Nx	V	BD	C	B	S	Dz/S	S	Dz	X	S	S/M	S/Ex	S	S	X	X	S	S	D	B	B	X	X	SL	0	18							10
Chart "Z"	E	E	E	E	E	E	X	X	D	D	D	D	D	D	X	X	N	N	N	N	N	N	N	X	X	E	E	E	E	E	X								
TJS	B	B	B	B	V	C	Ey	Nx	B/Ey	B	B	B	B	B	Dz	Ex	B	B	V	B	B	B	B	X	X	Ny	SL	SL	SL	SL	X	0	20						
SIR	S	S	S	S	S	S	Dw/Ey	Ey	S	S	SL	SL	SL	SL	X	X	SL	SL	S	S	S	S	S	X	X	BD	S	S	S	S	X	0	20						

2022 S3 FIRST LINE SUPERVISOR (FLS) RELIEF SCHEDULE

DAY	Mo	Tu	We	Th	Fr	Sa	Su	Mo	Tu	We	Th	Fr	Sa	Su	Mo	Tu	We	Th	Fr	Sa	Su	Mo	Tu	We	Th	Fr	Sa	Su	Mo	Tu	We	Entitled		Used					
DATE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	CDO	VAC	4HC	Allow	CDO	Allow	Vac	Total C
STY	O	O	O	O	O	X	Nx/Dw	Dw	O	O	O	X	X	Dz	T/O	O	O	O	O	X	X	O	O	O	O	O	X	X	O	O	O		20						
KRG	O	O	O	O	O	X	X	O	O	O	O	X	Ex	X	O	O	O	O	O	X	X	O	O	O	O	O	Ez	X	O	O	O		20						

2022 FIRST LINE SUPERVISOR (FLS) DAY SCHEDULE

DAY	Mo	Tu	We	Th	Fr	Sa	Su	Mo	Tu	We	Th	Fr	Sa	Su	Mo	Tu	We	Th	Fr	Sa	Su	Mo	Tu	We	Th	Fr	Sa	Su	Mo	Tu	We	Entitled				Used			
DATE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	CDO	VAC	4HC	Allow	CDO	Allow	Vac	Total C
PPL	O	O	O	O	O	X	X	O	O	O	O	X	X	X	O	O	O	O	O	X	X	O	O	O	O	O	X	X	O	O	O	0							
PYY	O	O	O	O	O	X	X	O	O	O	O	X	X	X	O	O	O	O	O	X	X	O	O	O	O	O	X	X	O	O	O	0.0	20+5	0.0	0.0	0.0	0.0	16.0	0.0
SSH	O	O	O	O	O	X	X	O	O	O	O	X	X	X	O	O	O	O	O	X	X	O	O	O	O	O	X	X	O	O	O	0	20+8	0	0	0	0	9	0
SML	O	O	O	O	O	X	X	O	O	O	O	X	X	X	O	O	O	O	O	X	X	O	O	O	O	O	X	X	O	O	O	0	20+8						
Toungut	O	O	O	O	O	X	X	O	O	O	O	X	X	X	O	O	O	O	O	X	X	O	O	O	O	O	X	X	O	O	O								
WRF	ME	O	O	O	O	X	X	O	O	O	O	X	X	X	O	O	O	O	O	X	X	O	O	O	O	O	X	X	O	ME	ME	2.5	20+5.5						15

Legend :-

N = (22:00-06:00) O = Office work ME = Month End Activity
D = (06:00-14:00) S = Supervisor C = Compensate
E = (14:00-22:00) B = Board T = Training
X = Day Off DS = Day Shift FLS. BD = Birthday leave

V = Vacation BT = Business Trip.
SL = Sick leave PL = Personal leave
L = leave M = Meeting
Allow = Allowance

Used = หมายถึง = หมายถึง Vacation หรือ วัน Compensate ที่ใช้ไปแล้ว.

Yellow box = Six of Week. Six of Six of Week.

Green box = Holiday Holiday

Distribution: CPR, PPL, PYY, Shift managers and S3 FLSs

1\SRTRD\Office\First Line Supervisor Schedule by STY and Operator Schedule by KRG

H.M. Queen Sirikit The Queen Mother's Birthday / Mother's Day : Aug 12
(Substitution for Chart X on Aug 13)

(Patcharaporn Attathamaku)

5.2 ข้อมูลอื่น ๆ

5.2.1 สถิติการเกิดอุบัติเหตุ

การรวบรวม วิเคราะห์ข้อมูล สถิติ และจัดทำรายงาน ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการประสบอันตรายการเจ็บป่วย หรือการเกิดเหตุเดือดร้อนรำคาญอันเนื่องมาจากการทำงานเริ่มจาก พ.ศ. 2561-2565

สรุปสถิติการประสบอันตราย ระหว่าง [เดือน มกราคม ถึง ธันวาคม พ.ศ. 2561](#)

เดือน	จำนวนลูกจ้างทั้งหมด (คน)	จำนวนลูกจ้างที่ประสบอันตราย (คน)						
		รวม	ตาย	ทุพพลภาพ	สูญเสียอวัยวะบางส่วน	หยุดงาน เกิน 3 วัน	หยุดงานไม่เกิน 3 วัน	ไม่หยุดงาน
มกราคม	361	-	-	-	-	-	-	-
กุมภาพันธ์	360	-	-	-	-	-	-	-
มีนาคม	359	-	-	-	-	-	-	-
เมษายน	362	-	-	-	-	-	-	-
พฤษภาคม	358	-	-	-	-	-	-	-
มิถุนายน	358	-	-	-	-	-	-	-
กรกฎาคม	364	-	-	-	-	-	-	-
สิงหาคม	364	-	-	-	-	-	-	-
กันยายน	363	-	-	-	-	-	-	-
ตุลาคม	408	-	-	-	-	-	-	-
พฤศจิกายน	409	1	-	-	-	-	-	1
ธันวาคม	409	-	-	-	-	-	-	-
รวม		1	-	-	-	-	-	1

* หมายเหตุ: ผู้รับเหมาบาดเจ็บจากการทำงาน

การรวบรวม วิเคราะห์ข้อมูล สถิติ และจัดทำรายงาน ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการประสบนัยการเจ็บป่วย หรือการเกิดเหตุเดือดร้อนรำคาญอันเนื่องมาจากการทำงาน

สรุปสถิติการประสบนัยการ ระหว่าง [เดือน มกราคม ถึง ธันวาคม พ.ศ. 2562](#)

เดือน	จำนวนลูกจ้างทั้งหมด (คน)	จำนวนลูกจ้างที่ประสบนัยการ (คน)						
		รวม	ตาย	ทุพพลภาพ	สูญเสียอวัยวะบางส่วน	หยุดงานเกิน 3 วัน	หยุดงานไม่เกิน 3 วัน	ไม่หยุดงาน
มกราคม	404	-	-	-	-	-	-	-
กุมภาพันธ์	406	-	-	-	-	-	-	-
มีนาคม	403	1	-	-	-	-	-	1
เมษายน	402	1	-	-	-	-	-	1
พฤษภาคม	402	-	-	-	-	-	-	-
มิถุนายน	412	-	-	-	-	-	-	-
กรกฎาคม	418	-	-	-	-	-	-	-
สิงหาคม	418	-	-	-	-	-	-	-
กันยายน	418	6	-	-	-	-	-	6
ตุลาคม	419	3	-	-	-	-	-	3
พฤศจิกายน	413	-	-	-	-	-	-	-
ธันวาคม	414	-	-	-	-	-	-	-
รวม		11	-	-	-	-	-	11

* หมายเหตุ: ผู้รับเหมาบาดเจ็บจากการทำงาน

การรวบรวม วิเคราะห์ข้อมูล สถิติ และจัดทำรายงาน ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการประสบอันตรายการเจ็บป่วย หรือการเกิดเหตุเดือดร้อนรำคาญอันเนื่องมาจากการทำงาน

สรุปสถิติการประสบอันตราย ระหว่าง [เดือน มกราคม ถึง ธันวาคม พ.ศ. 2563](#)

เดือน	จำนวนลูกจ้างทั้งหมด (คน)	จำนวนลูกจ้างที่ประสบอันตราย (คน)						
		รวม	ตาย	ทุพพลภาพ	สูญเสียอวัยวะบางส่วน	หยุดงานเกิน 3 วัน	หยุดงานไม่เกิน 3 วัน	ไม่หยุดงาน
มกราคม	413	1	-	-	-	-	-	1
กุมภาพันธ์	410	-	-	-	-	-	-	-
มีนาคม	410	-	-	-	-	-	-	-
เมษายน	409	-	-	-	-	-	-	-
พฤษภาคม	407	-	-	-	-	-	-	-
มิถุนายน	413	-	-	-	-	-	-	-
กรกฎาคม	410	-	-	-	-	-	-	-
สิงหาคม	410	-	-	-	-	-	-	-
กันยายน	407	1	-	-	-	-	-	1
ตุลาคม	406	-	-	-	-	-	-	-
พฤศจิกายน	400	-	-	-	-	-	-	-
ธันวาคม	398	-	-	-	-	-	-	-
รวม		2	-	-	-	-	-	2

*หมายเหตุ: ผู้รับเหมาบาดเจ็บจากการทำงาน

การรวบรวม วิเคราะห์ข้อมูล สถิติ และจัดทำรายงาน ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการประสบนันตรายการเจ็บป่วย หรือการเกิดเหตุเดือดร้อนรำคาญอันเนื่องมาจากการทำงาน

สรุปสถิติการประสบนันตราย ระหว่าง [เดือน มกราคม ถึง ธันวาคม พ.ศ. 2564](#)

เดือน	จำนวนลูกจ้างทั้งหมด (คน)	จำนวนลูกจ้างที่ประสบนันตราย (คน)						
		รวม	ตาย	ทุพพลภาพ	สูญเสียอวัยวะบางส่วน	หยุดงานเกิน 3 วัน	หยุดงานไม่เกิน 3 วัน	ไม่หยุดงาน
มกราคม	398	-	-	-	-	-	-	-
กุมภาพันธ์	398	1	-	-	-	-	-	1
มีนาคม	395	1	-	-	-	-	-	1
เมษายน	394	2	-	-	-	-	-	2
พฤษภาคม	391	-	-	-	-	-	-	-
มิถุนายน	390	-	-	-	-	-	-	-
กรกฎาคม	391	-	-	-	-	-	-	-
สิงหาคม	390	-	-	-	-	-	-	-
กันยายน	390	-	-	-	-	-	-	-
ตุลาคม	385	-	-	-	-	-	-	-
พฤศจิกายน	383	1	-	-	-	-	-	1
ธันวาคม	380	-	-	-	-	-	-	-
รวม		5	-	-	-	-	-	5

* หมายเหตุ: ผู้รับเหมาบาดเจ็บจากการทำงาน

การรวบรวม วิเคราะห์ข้อมูล สถิติ และจัดทำรายงาน ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการประสบนัยการ
เจ็บป่วย หรือการเกิดเหตุเดือดร้อนรำคาญอันเนื่องมาจากการทำงาน

สรุปสถิติการประสบนัยการ ระหว่าง [เดือน มกราคม ถึง กันยายน พ.ศ. 2565](#)

เดือน	จำนวนลูกจ้างทั้งหมด (คน)	จำนวนลูกจ้างที่ประสบนัยการ (คน)						
		รวม	ตาย	ทุพพลภาพ	สูญเสียอวัยวะบางส่วน	หยุดงานเกิน 3 วัน	หยุดงานไม่เกิน 3 วัน	ไม่หยุดงาน
มกราคม	367	-	-	-	-	-	-	-
กุมภาพันธ์	390	-	-	-	-	-	-	-
มีนาคม	389	-	-	-	-	-	-	-
เมษายน	386	1	-	-	-	-	-	1
พฤษภาคม	391	1	-	-	-	-	-	1
มิถุนายน	391	-	-	-	-	-	-	-
กรกฎาคม	389	1	-	-	-	-	-	1
สิงหาคม	387	-	-	-	-	-	-	-
กันยายน	352	-	-	-	-	-	-	-
ตุลาคม								
พฤศจิกายน								
ธันวาคม								
รวม		3	-	-	-	-	-	3

* หมายเหตุ: ผู้รับเหมาบาดเจ็บจากการทำงาน

5.2.2 การบาดเจ็บ การเจ็บป่วยเริ่มจาก พ.ศ. 2561-2565

จำนวนลูกจ้างที่ประสบอันตราย จำแนกตามสิ่งที่ทำให้ประสบอันตรายและความร้ายแรง ระหว่าง
เดือน มกราคม ถึง ธันวาคม พ.ศ. 2561

ลักษณะการประสบ อันตราย	รวม	ตาย	ทุพพลภาพ	สูญเสียอวัยวะ บางส่วน	หยุดงาน เกิน 3 วัน	หยุดงาน ไม่เกิน 3 วัน	ไม่หยุด งาน
รวม	1	-	-	-	-	-	1
ยานพาหนะ	-	-	-	-	-	-	-
เครื่องจักร	-	-	-	-	-	-	-
เครื่องมือ	-	-	-	-	-	-	-
ตกจากที่สูง	-	-	-	-	-	-	-
ของหล่นทับ	-	-	-	-	-	-	-
สั่นล้ม	-	-	-	-	-	-	-
ความร้อน	-	-	-	-	-	-	-
ไฟฟ้า	-	-	-	-	-	-	-
สิ่งมีพิษ สารเคมี	1	-	-	-	-	-	1
ระเบิด	-	-	-	-	-	-	-
เศษวัตถุ	-	-	-	-	-	-	-
ถูกทำร้ายร่างกาย	-	-	-	-	-	-	-
เสียงในโรงงาน	-	-	-	-	-	-	-
วัตถุหรือสิ่งของกระแทก	-	-	-	-	-	-	-
โรคเนื่องจากการทำงาน	-	-	-	-	-	-	-
ยกของหนัก	-	-	-	-	-	-	-
อื่น ๆ	-	-	-	-	-	-	-

*หมายเหตุ: ผู้รับเหมาบาดเจ็บจากการทำงาน

จำนวนลูกจ้างที่ประสบอันตราย จำแนกตามสิ่งที่ทำให้ประสบอันตรายและความร้ายแรง ระหว่าง
เดือน มกราคม ถึง ธันวาคม พ.ศ. 2562

ลักษณะการประสบ อันตราย	รวม	ตาย	ทุพพลภาพ	สูญเสียอวัยวะ บางส่วน	หยุดงาน เกิน 3 วัน	หยุดงาน ไม่เกิน 3 วัน	ไม่หยุด งาน
รวม	11	-	-	-	-	-	11
ยานพาหนะ	3	-	-	-	-	-	3
เครื่องจักร	-	-	-	-	-	-	-
เครื่องมือ	-	-	-	-	-	-	-
ตกจากที่สูง	-	-	-	-	-	-	-
ของหล่นทับ	1	-	-	-	-	-	1
ลื่นล้ม	-	-	-	-	-	-	-
ความร้อน	3	-	-	-	-	-	3
ไฟฟ้า	-	-	-	-	-	-	-
สิ่งมีพิษ สารเคมี	-	-	-	-	-	-	-
ระเบิด	-	-	-	-	-	-	-
เศษวัตถุ	-	-	-	-	-	-	-
ถูกทำร้ายร่างกาย	2	-	-	-	-	-	2
เสียงในโรงงาน	-	-	-	-	-	-	-
วัตถุหรือสิ่งของ กระแทก	2	-	-	-	-	-	2
โรคเนื่องจากการ ทำงาน	-	-	-	-	-	-	-
ยกของหนัก	-	-	-	-	-	-	-
อื่น ๆ สะดุดอุปกรณ์, ปีนบันได	-	-	-	-	-	-	-

*หมายเหตุ: ผู้รับเหมาบาดเจ็บจากการทำงาน

จำนวนลูกจ้างที่ประสบอันตราย จำแนกตามสิ่งที่ทำให้ประสบอันตรายและความร้ายแรง ระหว่าง
เดือน มกราคม ถึง ธันวาคม พ.ศ. 2563

ลักษณะการประสบ อันตราย	รวม	ตาย	ทุพพลภาพ	สูญเสียอวัยวะ บางส่วน	หยุด งานเกิน 3 วัน	หยุดงาน ไม่เกิน 3 วัน	ไม่หยุด งาน
รวม	2	-	-	-	-	-	2
ยานพาหนะ	1	-	-	-	-	-	1
เครื่องจักร	-	-	-	-	-	-	-
เครื่องมือ	-	-	-	-	-	-	-
ตกจากที่สูง	-	-	-	-	-	-	-
ของหล่นทับ	-	-	-	-	-	-	-
ลื่นล้ม	-	-	-	-	-	-	-
ความร้อน	-	-	-	-	-	-	-
ไฟฟ้า	-	-	-	-	-	-	-
สิ่งมีพิษ สารเคมี	1	-	-	-	-	-	1
ระเบิด	-	-	-	-	-	-	-
เศษวัตถุ	-	-	-	-	-	-	-
ถูกทำร้ายร่างกาย	-	-	-	-	-	-	-
เสียงในโรงงาน	-	-	-	-	-	-	-
วัตถุหรือสิ่งของ กระแทก	-	-	-	-	-	-	-
โรคเนื่องจากการ ทำงาน	-	-	-	-	-	-	-
ยกของหนัก	-	-	-	-	-	-	-
อื่น ๆ สุนัขกัด	-	-	-	-	-	-	-

*หมายเหตุ: ผู้รับเหมาบาดเจ็บจากการทำงาน

จำนวนลูกจ้างที่ประสบอันตราย จำแนกตามสิ่งที่ทำให้ประสบอันตรายและความร้ายแรง ระหว่าง
เดือน มกราคม ถึง ธันวาคม พ.ศ. 2564

ลักษณะการประสบ อันตราย	รวม	ตาย	ทุพพล ภาพ	สูญเสียอวัยวะ บางส่วน	หยุด งานเกิน 3 วัน	หยุดงาน ไม่เกิน 3 วัน	ไม่หยุด งาน
รวม	5	-	-	-	-	-	5
ยานพาหนะ	3	-	-	-	-	-	3
เครื่องจักร	-	-	-	-	-	-	-
เครื่องมือ	-	-	-	-	-	-	-
ตกจากที่สูง	-	-	-	-	-	-	-
ของหล่นทับ	-	-	-	-	-	-	-
ลื่นล้ม	-	-	-	-	-	-	-
ความร้อน	-	-	-	-	-	-	-
ไฟฟ้า	-	-	-	-	-	-	-
สิ่งมีพิษ สารเคมี	2	-	-	-	-	-	2
ระเบิด	-	-	-	-	-	-	-
เศษวัตถุ	-	-	-	-	-	-	-
ถูกทำร้ายร่างกาย	-	-	-	-	-	-	-
เสียงในโรงงาน	-	-	-	-	-	-	-
วัตถุหรือสิ่งของกระแทก	-	-	-	-	-	-	-
โรคเนื่องจากการทำงาน	-	-	-	-	-	-	-
ยกของหนัก	-	-	-	-	-	-	-
อื่น ๆ (วัตถุ หรือ สิ่งของ บาด) ปีนบันได,สัตว์มี พิษกัด	-	-	-	-	-	-	-

*หมายเหตุ: ผู้รับเหมาบาดเจ็บจากการทำงาน

จำนวนลูกจ้างที่ประสบอันตราย จำแนกตามสิ่งที่ทำให้ประสบอันตรายและความร้ายแรง ระหว่าง
เดือน มกราคม ถึง กันยายน พ.ศ. 2565

ลักษณะการประสบ อันตราย	รวม	ตาย	ทุพพลภาพ	สูญเสียอวัยวะ บางส่วน	หยุด งานเกิน 3 วัน	หยุดงาน ไม่เกิน 3 วัน	ไม่ หยุด งาน
รวม	3	-	-	-	-	-	3
ยานพาหนะ	-	-	-	-	-	-	-
เครื่องจักร	-	-	-	-	-	-	-
เครื่องมือ	-	-	-	-	-	-	-
ตกจากที่สูง	-	-	-	-	-	-	-
ของหล่นทับ	-	-	-	-	-	-	-
ลื่นล้ม	-	-	-	-	-	-	-
ความร้อน	-	-	-	-	-	-	-
ไฟฟ้า	-	-	-	-	-	-	-
สิ่งมีพิษ สารเคมี	1	-	-	-	-	-	1
ระเบิด	-	-	-	-	-	-	-
เศษวัตถุ	-	-	-	-	-	-	-
ถูกทำร้ายร่างกาย	-	-	-	-	-	-	-
เสียงในโรงงาน	-	-	-	-	-	-	-
วัตถุหรือสิ่งของกระแทก	2	-	-	-	-	-	2
โรคเนื่องจากการทำงาน	-	-	-	-	-	-	-
ยกของหนัก	-	-	-	-	-	-	-
อื่น ๆ เสียหลักถอยหลัง ล้ม	-	-	-	-	-	-	-

*หมายเหตุ: ผู้รับเหมาบาดเจ็บจากการทำงาน

จำนวนลูกจ้างที่ประสบอันตราย จำแนกตามส่วนของร่างกายที่ประสบอันตรายและความร้ายแรงเริ่ม
จาก พ.ศ. 2561-2565

ระหว่างเดือน มกราคม ถึง ธันวาคม พ.ศ. 2561

ลักษณะการประสบ อันตราย	รวม	ตาย	ทุพพลภาพ	สูญเสียอวัยวะ บางส่วน	หยุดงาน เกิน 3 วัน	หยุดงาน ไม่เกิน 3 วัน	ไม่หยุด งาน
รวม	-	-	-	-	-	-	-
ตา	-	-	-	-	-	-	-
หู	1	-	-	-	-	-	1
คอ ศีรษะ	-	-	-	-	-	-	-
ใบหน้า	-	-	-	-	-	-	-
มือ	-	-	-	-	-	-	-
นิ้วมือ	-	-	-	-	-	-	-
แขน	-	-	-	-	-	-	-
ลำตัว เอว	-	-	-	-	-	-	-
หลัง	-	-	-	-	-	-	-
ไหล่	-	-	-	-	-	-	-
เท้า	-	-	-	-	-	-	-
นิ้วเท้า	-	-	-	-	-	-	-
ขา	-	-	-	-	-	-	-
อวัยวะอื่น ๆ	-	-	-	-	-	-	-
บาดเจ็บหลายส่วน	-	-	-	-	-	-	-

*หมายเหตุ: ผู้รับเหมาบาดเจ็บจากการทำงาน

จำนวนลูกจ้างที่ประสบอันตราย จำแนกตามส่วนของร่างกายที่ประสบอันตรายและความร้ายแรง ระหว่าง
เดือน มกราคม ถึง ธันวาคม พ.ศ. 2562

ลักษณะการประสบอันตราย	รวม	ตาย	ทุพพลภาพ	สูญเสียอวัยวะบางส่วน	หยุดงานเกิน 3 วัน	หยุดงานไม่เกิน 3 วัน	ไม่หยุดงาน
รวม	11	-	-	-	-	-	11
ตา	-	-	-	-	-	-	-
หู	-	-	-	-	-	-	-
คอ ศีรษะ	-	-	-	-	-	-	-
ใบหน้า	1	-	-	-	-	-	1
มือ	1	-	-	-	-	-	1
นิ้วมือ	2	-	-	-	-	-	2
แขน	1	-	-	-	-	-	1
ลำตัว เอว	-	-	-	-	-	-	-
หลัง	2	-	-	-	-	-	2
ไหล่	-	-	-	-	-	-	-
เท้า	-	-	-	-	-	-	-
นิ้วเท้า	-	-	-	-	-	-	-
ขา	2	-	-	-	-	-	2
อวัยวะอื่นๆ	-	-	-	-	-	-	-
บาดเจ็บหลายส่วน	2	-	-	-	-	-	2

*หมายเหตุ: ผู้รับเหมาบาดเจ็บจากการทำงาน

จำนวนลูกจ้างที่ประสบอันตราย จำแนกตามส่วนของร่างกายที่ประสบอันตรายและความร้ายแรง ระหว่าง
เดือน มกราคม ถึง ธันวาคม พ.ศ. 2563

ลักษณะการประสบอันตราย	รวม	ตาย	ทุพพลภาพ	สูญเสียอวัยวะบางส่วน	หยุดงานเกิน 3 วัน	หยุดงานไม่เกิน 3 วัน	ไม่หยุดงาน
รวม	2	-	-	-	-	-	2
ตา	-	-	-	-	-	-	-
หู	-	-	-	-	-	-	-
คอ ศีรษะ	-	-	-	-	-	-	-
ใบหน้า	-	-	-	-	-	-	-
มือ	-	-	-	-	-	-	-
นิ้วมือ	-	-	-	-	-	-	-
แขน	-	-	-	-	-	-	-
ลำตัว เอว	-	-	-	-	-	-	-
หลัง	-	-	-	-	-	-	-
ไหล่	-	-	-	-	-	-	-
เท้า	-	-	-	-	-	-	-
นิ้วเท้า	-	-	-	-	-	-	-
ขา	-	-	-	-	-	-	-
อวัยวะอื่นๆ	-	-	-	-	-	-	-
บาดเจ็บหลายส่วน	2	-	-	-	-	-	2

*หมายเหตุ: ผู้รับเหมาบาดเจ็บจากการทำงาน

จำนวนลูกจ้างที่ประสบอันตราย จำแนกตามส่วนของร่างกายที่ประสบอันตรายและความร้ายแรง ระหว่าง
เดือน มกราคม ถึง ธันวาคม พ.ศ. 2564

ลักษณะการประสบ อันตราย	รวม	ตาย	ทุพพลภาพ	สูญเสียอวัยวะ บางส่วน	หยุดงาน เกิน 3 วัน	หยุดงาน ไม่เกิน 3 วัน	ไม่หยุด งาน
รวม	5	-	-	-	-	-	5
ตา	-	-	-	-	-	-	-
หู	-	-	-	-	-	-	-
คอ ศีรษะ	-	-	-	-	-	-	-
ใบหน้า	-	-	-	-	-	-	-
มือ	1	-	-	-	-	-	1
นิ้วมือ	1	-	-	-	-	-	1
แขน	-	-	-	-	-	-	-
ลำตัว เอว	-	-	-	-	-	-	-
หลัง	-	-	-	-	-	-	-
ไหล่	-	-	-	-	-	-	-
เท้า	-	-	-	-	-	-	-
นิ้วเท้า	-	-	-	-	-	-	-
ขา	1	-	-	-	-	-	1
อวัยวะอื่นๆ	-	-	-	-	-	-	-
บาดเจ็บหลายส่วน	2	-	-	-	-	-	2

*หมายเหตุ: ผู้รับเหมาบาดเจ็บจากการทำงาน

จำนวนลูกจ้างที่ประสบอันตราย จำแนกตามส่วนของร่างกายที่ประสบอันตรายและความร้ายแรง ระหว่าง
เดือน มกราคม ถึง กันยายน พ.ศ. 2565

ลักษณะการประสบ อันตราย	รวม	ตาย	ทุพพล ภาพ	สูญเสียอวัยวะ บางส่วน	หยุดงาน เกิน 3 วัน	หยุดงาน ไม่เกิน 3 วัน	ไม่หยุด งาน
รวม	3	-	-	-	-	-	3
ตา	-	-	-	-	-	-	-
หู	1	-	-	-	-	-	1
คอ ศีรษะ	-	-	-	-	-	-	-
ใบหน้า	-	-	-	-	-	-	-
มือ	-	-	-	-	-	-	-
นิ้วมือ	-	-	-	-	-	-	-
แขน	-	-	-	-	-	-	-
ลำตัว เอว	-	-	-	-	-	-	-
หลัง	1	-	-	-	-	-	1
ไหล่	1	-	-	-	-	-	1
เท้า	-	-	-	-	-	-	-
นิ้วเท้า	-	-	-	-	-	-	-
ขา	-	-	-	-	-	-	-
อวัยวะอื่นๆ	-	-	-	-	-	-	-
บาดเจ็บหลายส่วน	1	-	-	-	-	-	1

*หมายเหตุ: ผู้รับเหมาบาดเจ็บจากการทำงาน

5.2.3 รายงานการสอบสวนอุบัติเหตุ

ในช่วงปี 2560-2565 โรงงานไม่มีการบาดเจ็บหรืออุบัติเหตุที่ต้องรายงานการสอบสวนอุบัติเหตุตามที่กฎหมายกำหนด

5.2.4 รายงานการตรวจประเมินความปลอดภัย

ตัวอย่างของรายงานการตรวจประเมินความปลอดภัย
เดือน มิถุนายน 2565



SRIRACHA REFINERY

SAFETY HEALTH ENVIRONMENTAL



COMMITTEE

รายงานการประชุมและสำรวจ

คณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน

ครั้งที่ 6/2565

วันอังคารที่ 14 มิถุนายน พ.ศ. 2565 เวลา 9:00 – 12:00 น.

ประชุม New Mech 214

ผู้มาประชุม	1. นายศุภณัฐ ทิมกุล	ประธานคณะกรรมการฯ
	2. นางสาวอัจฉราภรณ์ บุญยติลล	กรรมการและเลขานุการ (SHE)
	3. นายโมษิต บุญจันทร์ดา	กรรมการ (S1)
	4. นายบวรนนท์ แจ่มบรรจบ	กรรมการ (S1)
	5. นายไพโรจน์ จักรแก้ว	กรรมการ (S2)
	6. นายอัศวพงษ์ เผือกพูลผล	กรรมการ (S3)
	7. นายณัฐพล บุญถึง	กรรมการ (S3)
	8. นายวิษณุ ยาวีไชย	กรรมการ (IEA)
	9. นายธีระพงศ์ พงศ์พิรานนท์	กรรมการ (LAB)
	10. นายไพรัตน์ ตันติวงศ์เจริญ	กรรมการ (MKT)
	11. นายปวินท์ ปิยะโสวรรณ	กรรมการและผู้ช่วยเลขานุการ (TSS)

รายละเอียดการประชุมคณะกรรมการฯมีดังนี้

วาระที่ 1

เรื่องประธานแจ้งให้ที่ประชุมทราบ

+ ประธานคณะกรรมการ โดยนายศุภณัฐ แจ้งให้คณะกรรมการทราบตามรายละเอียดแนบ



SHECOM June22.pptx

วาระที่ 2

เรื่องการรับรองรายงานการประชุมครั้งที่ 5/2565

+ ที่ประชุมรับทราบ และรับรองรายงานการประชุม

วาระที่ 3

Safety Walk และสรุปการทำ safety walk

+ รายงานการทำ Safety Walk and Work Permit Audit

วันที่	Block/ บริเวณ	สิ่งที่พบ/สาเหตุเบื้องต้น	สาเหตุ/ข้อเสนอแนะเบื้องต้น	ติดตาม โดย	ผลการ ติดตาม
14 June 2022 (Pawin, Aukraphong, Acharaporn)	S3	Work Permit = 2 LPSA Touch = 1	งาน hot work (เทปูน Foundation Spray Ring TK-3914) <ul style="list-style-type: none"> ได้สอบถามกับผู้ปฏิบัติงานซึ่งมีการทำงานที่ต้องใช้ Cement Delivery Hose เทปูน ผู้ปฏิบัติงานมีความรู้ความเข้าใจอันตรายที่อาจเกิดขึ้นระหว่างการใช้งาน และรับทราบในหน้าที่ของตนได้อย่างดี มีการสอบถาม LPSA ที่สามารถบอกอันตราย, ขั้นตอนทำงาน และการปฏิบัติได้อย่างถูกต้องทั้ง 3A ทั้งเรื่องโอกาสที่ Hose อาจกระแทก และความมั่นคงของพื้นที่บริเวณทำงาน หัวหน้างานก็ได้เสริมในเรื่องของการปฏิบัติเพื่อลดความเสี่ยงจากการล้ม ด้วยการจำกัดบริเวณที่ขึ้น ตรวจสอบ work permit ทุกอย่างเป็นไปตามข้อกำหนดตามมาตรฐานของโรงงาน <ul style="list-style-type: none"> ได้มอบใบแลกเปลี่ยนของรางวัลตอบแทนให้แก่ Name: Adul F. Company : A. Panjarat 	-	
14 June 2022 (Supanut, Pheerapong, Bawonranan)	S2	Work Permit = 1 LPSA Touch = 1	งาน Hot Work Permit ขุดดินหม้อแปลง Sub I/19 EURO V Project <ul style="list-style-type: none"> ได้สอบถามกับผู้ปฏิบัติงานซึ่งมีการทำงานที่ต้องใช้ Tools ที่ถูกต้อง ผู้ปฏิบัติงานมีความรู้ความเข้าใจอันตรายที่อาจเกิดขึ้นระหว่างการใช้งาน และรับทราบในหน้าที่ของตนได้อย่างดี มีการสอบถาม LPSA ที่สามารถบอกอันตราย, ขั้นตอนทำงาน และการปฏิบัติได้อย่างถูกต้องทั้ง 3A เข้าใจความอันตรายของความเสียหายที่เกิดขึ้นได้หากทำสายไฟฟ้าชำรุด หัวหน้างานก็ได้เสริมในเรื่องของการปฏิบัติเพื่อลดความเสี่ยงจากการล้ม ด้วยการจำกัดบริเวณที่ขึ้น ตรวจสอบ work permit ทุกอย่างเป็นไปตามข้อกำหนดตามมาตรฐานของโรงงาน <ul style="list-style-type: none"> ได้มอบใบแลกเปลี่ยนของรางวัลตอบแทนให้แก่ Name: Siwapriyakorn S. Company : SAS tech 	-	
14 June 2022 (Wisanu, Nattapol)	S3	Work Permit = 1 LPSA Touch = 1	งาน Hot Work Permit ติดตั้ง Hand Rail near P-1102C <ul style="list-style-type: none"> ได้สอบถามกับผู้ปฏิบัติงานซึ่งมีการทำงานที่ต้องใช้เครื่องมือในการเจีย และใช้หินเจีย ผู้ปฏิบัติงานรู้ถึงอันตรายที่อาจเกิดขึ้นระหว่างการใช้งาน มีการสอบถาม LPSA ที่สามารถบอกอันตราย, ขั้นตอนทำงาน และการปฏิบัติได้อย่างถูกต้องทั้ง 3A เข้าใจความอันตรายที่อาจเกิดขึ้นและตอบได้ดีถึงความสำคัญของการใช้ Face Shield PPE อย่างถูกต้อง พบช่องว่างระหว่าง Swing Gate จาก platform ความสูง 1.5 m ได้มีการแจ้งหัวหน้างานในการหยุดงาน และโดยการใส่ Hand Rail เรียบร้อยจึงค่อยปฏิบัติงานต่อ ตรวจสอบ work permit ทุกอย่างเป็นไปตามข้อกำหนดตามมาตรฐานของโรงงาน <ul style="list-style-type: none"> ได้มอบใบแลกเปลี่ยนของรางวัลตอบแทนให้แก่ Name: Daeng L. Company : CKC Engineering 	-	

14 June 2022 (Kosit, Pairote)	S1	Work Permit = 1 LPSA Touch = 1	<p>งาน Hot Work Permit ตัดเฉียประกอบ Pipe Spool D-1705</p> <ul style="list-style-type: none"> ได้สอบถามกับผู้ปฏิบัติงานซึ่งมีการทำงานที่ต้องตัดเฉีย Pipe Line ผู้ปฏิบัติงานมีความรู้ความเข้าใจอันตรายที่อาจเกิดขึ้นระหว่างการใช้งาน และรับทราบในหน้าที่ของตนได้อย่างดี ผู้ปฏิบัติงานมี Stop Mindset ที่จะหยุดงานหากเกิดความเสียหายในการเกิด Safety Injury มีการสอบถาม LPSA ที่สามารถบอกอันตราย, ขั้นตอนทำงาน และการปฏิบัติได้อย่างถูกต้องทั้ง 3A เข้าใจความอันตรายของการ Isolate และ Tag ให้ถูกต้องก่อนเริ่มงาน และอันตรายที่อาจเกิดหากไม่ตรวจสอบสภาพหินเฉีย พบร่องทางน้ำที่สามารถตกลงไปลึกประมาณ 25 cm ทางทีมงานจึงได้แจ้งหัวหน้างานและนำอุปกรณ์มาปิด ตรวจสอบ work permit ทุกอย่างเป็นไปตามข้อกำหนดตามมาตรฐานของโรงงาน <ul style="list-style-type: none"> ได้มอบใบแลกเปลี่ยนของรางวัลตอบแทนให้แก่ <p>Name: ชงชัย วิปัสสา</p> <p>Company : Unithai</p> 	-	
----------------------------------	----	-----------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---	--

วาระที่ 4 เรื่องเพื่อพิจารณาในที่ประชุม

4.1 ความคืบหน้าของ SHE safety follow up issue

- + คณะกรรมการมีมติให้แต่ละท่านชี้แจงความคืบหน้ารายละเอียดงานส่วนที่ได้รับมอบหมายให้แก่ที่ประชุมได้รับทราบตามเอกสารแนบข้อ 1 และ เอกสารแนบข้างล่างนี้



2022 SHE COM FOLLOW UP LIST.XLS

4.2 มีการอธิบายโดย DRB ถึง MPP02.01.06T Working at Height Practices/Procedures ฉบับล่าสุด

- + อธิบาย MPP ฉบับปรับปรุงตามประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงานเรื่อง หลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขการคำนวณออกแบบและควบคุมการใช้นั่งร้าน โดยวิศวกร 2564
- + อธิบายเอกสารที่จำเป็นในการปฏิบัติงาน

4.3 Incident/Near miss sharing by Bawonranan J.

- + Fire at Richmond Refinery, August 6, 2012 from Process Line Loss of Containment.



(อัจฉราภรณ์ บุญยศิลป์)

กรรมการและเลขานุการ

ผู้จัดบันทึกรายงานการประชุม

5.3 ตัวอย่างวิธีการควบคุมงานซ่อมบำรุง

5.3.1 ขั้นตอนการทำงานงานในที่อับอากาศ

MPP-08-00T: Confined Space Entry Daily Checklists

Scope & Objective: เพื่อให้เกิดความปลอดภัยในการทำงานในที่อับอากาศ

Reference & Additional Requirement:

- ประกาศกระทรวงแรงงาน เรื่องความปลอดภัยในการทำงานในที่อับอากาศ
- IH manual Section 5-280 NORM (Natural Occurring Radioactive Material) for Crude tank & Desalter drum cleaning only

Safety Precaution & Personal Protective Equipment required:

- ถุงมือ , แว่นตา (แบบใสไม่มีสี) , เครื่องป้องกันหู, กระบังกันหน้า , หน้ากากกรองฝุ่น/สารเคมี , Air Line (พิจารณาให้เหมาะสมกับลักษณะของอันตรายที่อาจเกิดขึ้น)

อุปกรณ์: _____ วันที่: _____

ลำดับ	ขั้นตอนการทำงาน	ใช่	ไม่ใช่	N/A	EM job leader
1	ผู้ควบคุมงานสื่อสารบทบาทหน้าที่ความรับผิดชอบของผู้ปฏิบัติงานและผู้เฝ้าระวังก่อนเริ่มงาน JLA และผู้เฝ้าระวังบทบาทหน้าที่ในกรณีฉุกเฉิน				
2	ผู้ควบคุมงานสื่อสารแผนฉุกเฉินกับผู้ช่วยเหลือและจัดเตรียมอุปกรณ์ช่วยชีวิตไว้พร้อมที่หน้างาน และแปะแผนฉุกเฉินไว้ที่บริเวณหน้างาน				
3	มีการใส่ Blinds, Plug, Cap, LOTO และติด Tags ตรงตาม EIC แล้ว กรณีไม่ใส่ Blinds ที่หน้าแปลนแรกของอุปกรณ์ มีเอกสาร Appendix K				
4	อุปกรณ์ระบายอากาศได้ทำการบอนด์หรือกราวด์ป้องกันไฟฟ้าสถิตแล้ว				
5	มีมาตรการการป้องกันกรณียังมีสารตกค้างภายใน เช่น มีน้ำทำให้เปียกสำหรับ Pyrophoric, อุปกรณ์ดับเพลิง เป็นต้น				
6	งานที่ทำให้อากาศภายในเปลี่ยนแปลง เช่น งานเชื่อม, งานสี, งานโกย Sludge ต้องมีเครื่องวัดแก๊สแบบมีปั๊มในตัว วัดอย่างต่อเนื่องติดตั้งไว้ที่จุดทำงาน				
7	เครื่องมือไฟฟ้าที่ใช้ในที่อับอากาศต้องเป็นชนิดที่ป้องกันระเบิดได้ ยกเว้นว่า Gas Free และให้ทำ Hot Work ภายในได้ สามารถใช้เครื่องมือไฟฟ้า 220 โวลต์ที่มี Earth leak Circuit Breaker อยู่ด้านนอก				

ลำดับ	ขั้นตอนการทำงาน	ใช่	ไม่ใช่	N/A	EM job leader
8	<p>ไม่มีสิ่งกีดขวางทางเข้า-ออก เช่น สายไฟ สายลม เพื่อป้องกันการสะดุดหกล้มและ กีดขวางการหนีเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉิน</p> <p>* กรณีที่หลีกเลี่ยงไม่ได้ที่จำเป็นต้องนำสายไฟ สายลมพาดผ่านทางเข้า-ออก จะต้องได้รับการอนุมัติแผนงานโดย Lead craft ของหน่วยงานที่ทำงานนั้นๆ</p> <p>ผู้อนุมัติให้มีสิ่งกีดขวางทางเข้า-ออก ; _____ (EM Job Leader) สาย ไฟ สายลม ได้ถูกจัดระเบียบ</p> <p>ไม่เป็นอุปสรรคต่อการเข้าออก กรณีเป็นท่อระบายอากาศ ต้องยึดหยุน เอาออกโดยง่ายเมื่อเกิดเหตุ ฉุกเฉิน</p>				
9	มีป้าย “ที่อับอากาศ อันตราย ห้ามเข้าก่อนได้รับอนุญาต”, ”ห้ามสูบบุหรี่หรือพกพาอุปกรณ์สำหรับจุดไฟหรือติดไฟที่ไม่เกี่ยวข้องกับการทำงาน เข้าไปในที่อับอากาศ” ที่ทางเข้า				
10	EM job leader ได้ตรวจสอบว่าถึงเป็นไปตามรายละเอียดที่อนุมัติของ SOC ในข้อ 1.8 เรื่อง Special Provision for Tank with Door Sheet cut out ซึ่งไม่ถือว่าเป็นการทำงานในที่อับอากาศแล้ว				