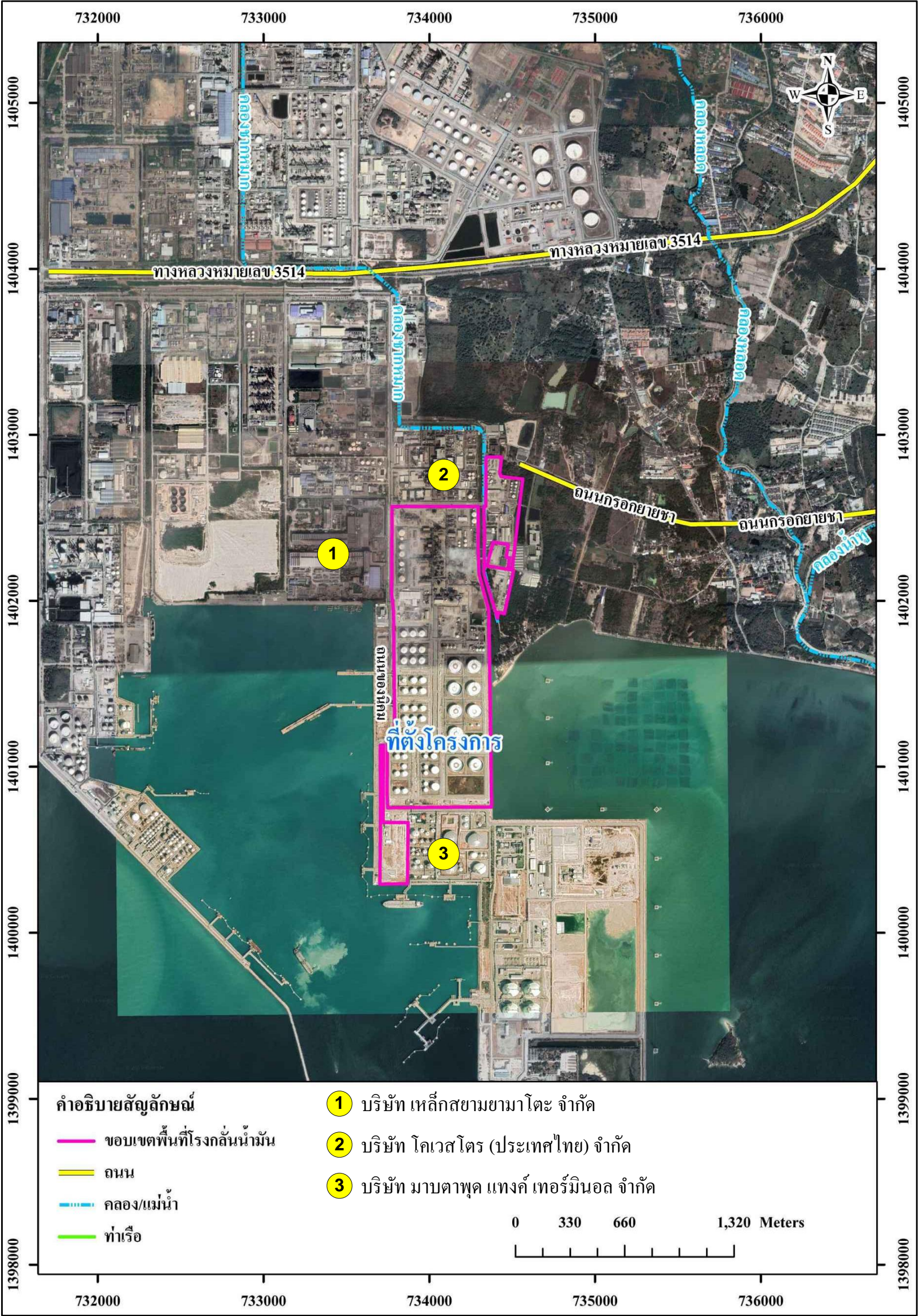


2.1 ที่ตั้งโครงการและการใช้ประโยชน์พื้นที่โครงการ

โครงการโรงกลั่นน้ำมัน ของบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) ตั้งอยู่เลขที่ 8 ถนน ไอ-แปด นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง บนพื้นที่ 785 ไร่ โดยพื้นที่ที่ตั้งของโรงกลั่นน้ำมัน ด้านใต้เป็นพื้นที่ที่เกิดจากการถมทะเลของการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย อยู่เหนือระดับน้ำทะเลปานกลาง 3.2 เมตร ซึ่งโรงกลั่นน้ำมันได้ใช้พื้นที่ส่วนหนึ่งในการพัฒนาให้เป็นพื้นที่ลานถัง (Tank Farm) (พื้นที่ของโรงกลั่นน้ำมัน) และส่วนที่เกี่ยวข้องกับท่าเทียบเรือ ส่วนพื้นที่การผลิต อาคารสำนักงาน ส่วนซ่อมบำรุง ส่วนสถานีขนถ่ายทางรถ และอาคารอื่นๆ ได้ก่อสร้างในพื้นที่ชายฝั่งเดิม ที่ตั้งและบริเวณโดยรอบโครงการ ดังแสดงในรูปที่ 2.1-1

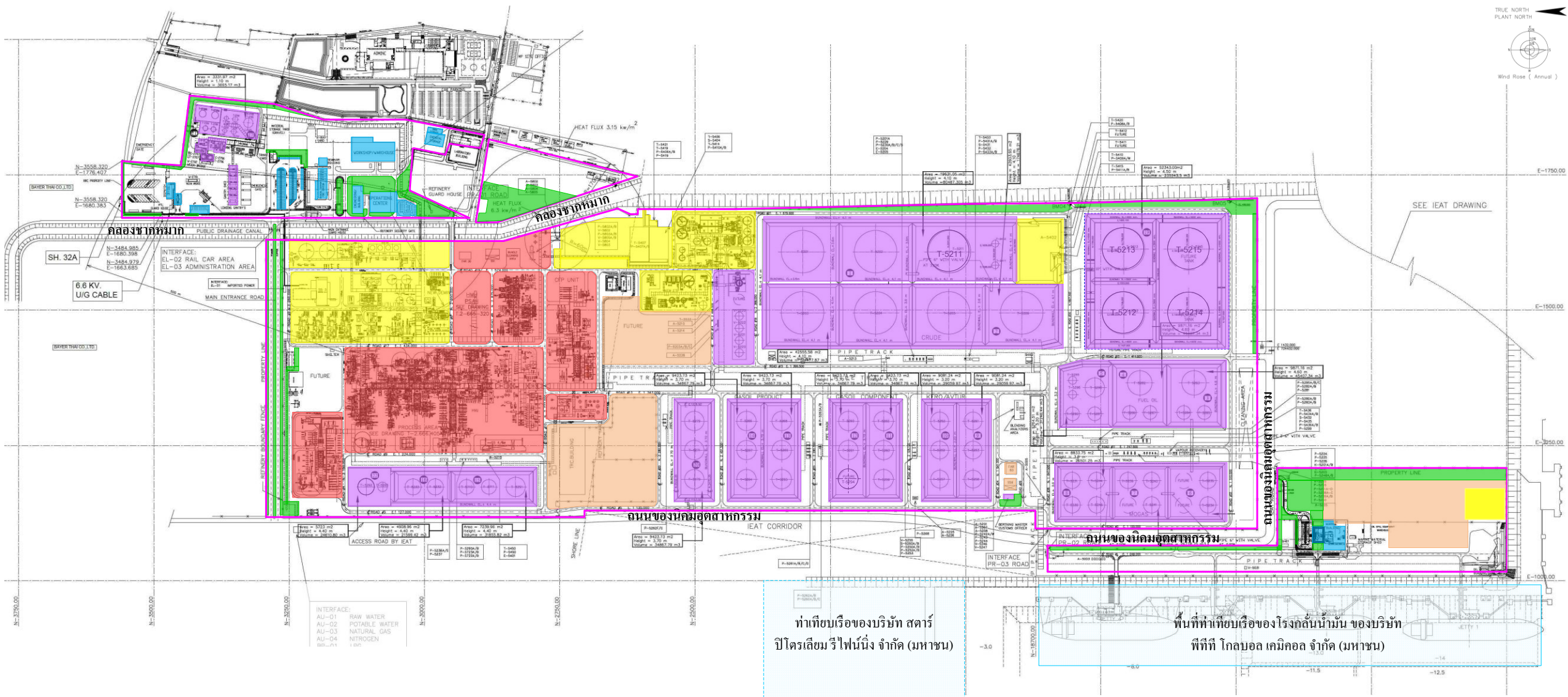
ทิศเหนือ	ติดกับ	ติดกับบริษัท โคเวสโตร (ประเทศไทย) จำกัด และพื้นที่ว่างนอกเขตนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด
ทิศตะวันออก	ติดกับ	พื้นที่ว่างนอกเขตนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด และทะเลบริเวณหาดทรายทอง
ทิศตะวันตก	ติดกับ	บริษัท เหล็กสยามยามาโตะ จำกัด ถัดไปเป็นท่าเทียบเรือของบริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน) และท่าเทียบเรือของบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) สาขา 6
ทิศใต้	ติดกับ	บริษัท มาบตาพุด แทงค์ เทอร์มินัล จำกัด

ทั้งนี้พื้นที่โครงการโรงกลั่นน้ำมัน ของบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) สามารถแบ่งสัดส่วนการใช้ประโยชน์ เป็นพื้นที่ส่วนการผลิต พื้นที่อาคารสำนักงานและลานจอดรถ พื้นที่ลานถังเก็บกักวัตถุดิบและผลิตภัณฑ์ พื้นที่ระบบสาธารณูปโภค พื้นที่ว่างสำหรับโครงการในอนาคต และพื้นที่สีเขียว รายละเอียดดังแสดงในรูปที่ 2.1-2



รูปที่ 2.1-1 พื้นที่ตั้งโครงการโรงกลั่นน้ำมัน และบริเวณโดยรอบ
บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)





สัญลักษณ์

- พื้นที่ส่วนการผลิต
- พื้นที่อาคารสำนักงานและลานจอดรถ
- พื้นที่ถังเก็บแก๊วดูดซับและผลิตภัณฑ์
- พื้นที่ระบบสารอุทก
- พื้นที่ว่างสำหรับพัฒนาในอนาคต
- พื้นที่อันปราศจากหลังคาหรือสิ่งก่อสร้างปกคลุม
- พื้นที่สีเขียว

ขอบเขตพื้นที่โรงกลั่นน้ำมันที่ได้รับแจ้งในใบรับแจ้งการประกอบอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรม

รูปที่ 2.1-2 สัดส่วนการใช้ประโยชน์พื้นที่โครงการโรงกลั่นน้ำมัน
บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)



2.2 วัตถุดิบและผลิตภัณฑ์

2.2.1 ชนิดและปริมาณของวัตถุดิบ

โครงการโรงกลั่นน้ำมันได้กำหนดการใช้วัตถุดิบ ตัวเร่งปฏิกิริยา สารเคมี และสารดูดซับ ตามกระบวนการผลิตและการนำไปใช้ประโยชน์ โดยสรุปประเภท ปริมาณการใช้ แหล่งที่มา และการขนส่ง ของวัตถุดิบ ตัวเร่งปฏิกิริยา สารเคมี และสารดูดซับ ดังแสดงในตารางที่ 2.2-1

2.2.2 ชนิดและปริมาณของผลิตภัณฑ์

ชนิดและปริมาณของแต่ละผลิตภัณฑ์ของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน รายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 2.2-2

2.3 การเก็บกัก และการขนส่ง

2.3.1 การเก็บกัก

โครงการโรงกลั่นน้ำมันมีระบบการจัดเก็บวัตถุดิบ สารเคมี และผลิตภัณฑ์ในถังเก็บกักทั้งหมด จำนวน 80 ถัง โดยจัดเก็บอยู่ใน 2 บริเวณ ได้แก่ บริเวณลานถังหรือพื้นที่คลังน้ำมันหลัก (จำนวน 67 ถัง) และบริเวณกลุ่มลานถัง (Day Tank Pit) (จำนวน 13 ถัง)

2.3.2 การขนส่ง

การขนส่งวัตถุดิบ สารเคมี และผลิตภัณฑ์ของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน ใช้ระบบการขนส่ง 4 ประเภท ได้แก่ การขนส่งทางท่อ การขนส่งทางรถ การขนส่งทางเรือ และการขนส่งทางรถไฟ

ตารางที่ 2.2-1 ชนิด ปริมาณ แหล่งที่มา และการขนส่งวัตถุดิบ ตัวเร่งปฏิกิริยา สารเคมี และสารดูดซับ
โครงการโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง
1. วัตถุดิบ - น้ำมันดิบ (Crude Oil)	- ใช้เป็นวัตถุดิบในการกลั่นน้ำมันที่หน่วยกลั่นน้ำมันดิบ (Crude Distillation Unit)	- 7,482,500 ตันต่อปี	- รับจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด เป็นต้น - รับจากบริษัทผู้จำหน่ายจากต่างประเทศ เช่น บริษัท ANOC, Chevron, BP, P66 เป็นต้น	- ทางเรือบรรทุกน้ำมัน - รถไฟ - รถบรรทุกพ่วง
- คอนเดนเสทเรซิดิว (Condensate Residue : CR)	- ใช้เป็นวัตถุดิบตั้งต้นในการกลั่นน้ำมันที่หน่วยแยก Condensate Residue	- 2,743,705 ตันต่อปี	- รับจากหน่วยกลั่นแยกคอนเดนเสท โรงอะโรเมติกส์ 1 (PTTGC4) และ/หรือ โรงอะโรเมติกส์ 2 (PTTGC5)	- ระบบท่อขนส่ง
- วัตถุดิบชีวภาพที่ผ่านการปรับสภาพแล้ว (Treated Bio Feedstock)	- นำไปเป็นวัตถุดิบร่วมในการกลั่นน้ำมันที่หน่วยแตกโมเลกุลหนักโดยใช้ก๊าซไฮโดรเจนร่วม (Hydrocracking Unit (HCU))	- 20,075 ตันต่อปี	- รับจากบริษัท กรีน โกลบอลเคมีคอล ผ่านการขนส่งทางรถบรรทุก จากนั้นนำมาเก็บไว้ที่ถังเก็บวัตถุดิบ (T-5260) ที่อยู่บริเวณลานถังเก็บกักผลิตภัณฑ์ ก่อนส่งไปเป็นวัตถุดิบร่วมให้กับหน่วยผลิตผ่านทางระบบท่อขนส่ง	- ทางรถบรรทุก
2. ตัวเร่งปฏิกิริยา - ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับกระบวนการ Hydrodesulphurization	- ใช้เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาที่หน่วยกำจัดกำมะถัน (Hydrodesulphurization Unit (HDS))	- 96 ตันต่อครั้ง ต่อ 3-5 ปี	- นำเข้ามาจากต่างประเทศจากบริษัทผู้จำหน่าย เช่น NIPPON KETJEN Co., Ltd. เป็นต้น	- ทางเรือบรรทุกสินค้า - ทางรถบรรทุก
- ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับกระบวนการ Naphtha Hydrotreating	- ใช้เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาที่หน่วยกำจัดกำมะถันในแนฟทา (Naphtha Hydrotreating Unit (NHT))	- 56 ตันต่อครั้ง ต่อ 3-5 ปี	- นำเข้ามาจากต่างประเทศจากบริษัทผู้จำหน่าย เช่น Axens IFP Group Technologies เป็นต้น	- ทางเรือบรรทุกสินค้า - ทางรถบรรทุก
- ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับ Platformer	- ใช้เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาที่หน่วยผลิตรีฟอร์มเมต (Platformate Unit (PLF))	- 96.5 ตันต่อครั้ง ต่อ 3-5 ปี	- นำเข้ามาจากต่างประเทศจากบริษัทผู้จำหน่าย เช่น UOP, Asia Honeywell International Sdn Bhd เป็นต้น	- ทางเรือบรรทุกสินค้า - ทางรถบรรทุก

ตารางที่ 2.2-1 ชนิด ปริมาณ แหล่งที่มา และการขนส่งวัตถุดิบ ตัวเร่งปฏิกิริยา สารเคมี และสารดูดซับ (ต่อ)

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง
2. ตัวเร่งปฏิกิริยา(ต่อ)				
- ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับกระบวนการ Hydrocracking	- ใช้เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาที่หน่วยแตกโมเลกุลหนัก โดยใช้ก๊าซไฮโดรเจนร่วม (Hydrocracking Unit (HCU))	- 327 ตันต่อครั้งต่อ 3-5 ปี	- นำเข้ามาจากต่างประเทศจากบริษัทผู้จำหน่าย เช่น UOP เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับหน่วยผลิตกำมะถัน (SRUs/SCOT)				
• Claus Reactor	- ใช้เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาเพื่อปรับเปลี่ยนแก๊สกรดในช่วงอุณหภูมิต่ำ ที่หน่วยผลิตกำมะถัน (Sulfur Recovery Unit)	- 50 ตันต่อครั้งต่อ 3-5 ปี	- เข้ามาจากต่างประเทศจากบริษัทผู้จำหน่ายจากต่างประเทศ เช่น Axens IFP Group Technologies เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
• SCOT Reactor	- ใช้เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาเพื่อช่วยลดแก๊สกรดที่หน่วย Shell Claus Off-gas Treating (SCOT)	- 18 ตันต่อครั้งต่อ 3-5 ปี	- นำเข้ามาจากต่างประเทศจากบริษัทผู้จำหน่ายจากต่างประเทศ เช่น Axens IFP Group Technologies เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับหน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันก๊าด (Kerosene Merox Unit (KMU))	- ใช้เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาที่หน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันก๊าด (Kerosene Merox Unit (KMU))	- 194 ตันต่อครั้งต่อ 3-5 ปี	- นำเข้ามาจากบริษัทผู้จำหน่ายจากต่างประเทศ เช่น UOP เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับหน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดีเซล (Deep Hydrodesulphurization (DHDS))	- ใช้เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับหน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดีเซล (Deep Hydrodesulphurization (DHDS))	- 545 ตันต่อครั้งต่อ 3-5 ปี	- นำเข้ามาจากต่างประเทศจากผู้จำหน่ายจากต่างประเทศ เช่น Advanced Refining Technologies เป็นต้น	- ทางเรือบรรทุกสินค้า - ทางรถบรรทุก
- ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับหน่วยผลิตไฮโดรเจน (Hydrogen Manufacturing Unit (HMU))	- ใช้เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับหน่วยผลิตไฮโดรเจน (Hydrogen Manufacturing Unit (HMU))	- 545 ตันต่อครั้งต่อ 3-5 ปี	- นำเข้ามาจากต่างประเทศจากบริษัทผู้จำหน่ายจากต่างประเทศ เช่น Johnson Matthey Catalysts Limited เป็นต้น	- ทางเรือบรรทุกสินค้า - ทางรถบรรทุก

ตารางที่ 2.2-1 ชนิด ปริมาณ แหล่งที่มา และการขนส่งวัตถุดิบ ตัวเร่งปฏิกิริยา สารเคมี และสารดูดซับ (ต่อ)

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง
2. สารเคมี 2.1 สารเคมีที่ใช้ในกระบวนการผลิต - Demulsifier • Demulsifier สำหรับหน่วยกลั่นน้ำมันดิบและหน่วยกลั่น Condensate Residue	- ใช้กำจัดสาร Emulsion ในหน่วยกลั่นน้ำมันดิบและหน่วยกลั่น Condensate Residue	- 67 ตันต่อปี	- รับจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท นาลโก อินดัสเทรียลเซอร์วิส (ประเทศไทย) จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
• Demulsifier สำหรับหน่วย Crude Distillation Recontacting	- ใช้แยกน้ำออกจากน้ำมัน ในกระบวนการผลิต Crude Distillation Recontacting	- 1 ตันต่อปี	- รับจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท นาลโก อินดัสเทรียลเซอร์วิส (ประเทศไทย) จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- Reverse Demulsifer	- ใช้ป้องกันการเกิด Emulsion ย้อนกลับจากในกระบวนการผลิตของหน่วยกลั่นน้ำมันดิบและหน่วยกลั่น Condensate Residue	- 15.5 ตันต่อปี	- รับจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท นาลโก อินดัสเทรียลเซอร์วิส (ประเทศไทย) จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- Asphaltene Stabilizer	- ป้องกันการเกิดตะกอนในกระบวนการกลั่นน้ำมันดิบที่หน่วยการกลั่นน้ำมันดิบ	- 36.7 ตันต่อปี	- รับจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท นาลโก อินดัสเทรียลเซอร์วิส (ประเทศไทย) จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- สารต้านการก่อตะกอนอุดตัน	- ป้องกันการเกิดตะกอนในเตาเผาที่หน่วยผลิต Refinery Fuel Oil	- 11 ตันต่อปี	- รับจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท นาลโก อินดัสเทรียลเซอร์วิส (ประเทศไทย) จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- สารป้องกันการเกิดปฏิกิริยาออกซิเดชันในน้ำมันอากาศยาน (IONOL75)	- ป้องกันการเกิดปฏิกิริยาออกซิเดชันในน้ำมันอากาศยาน ที่หน่วยกำจัดกำมะถัน และหน่วยแตกโมเลกุลหนักโดยใช้ก๊าซไฮโดรเจนร่วม	- 28.80 ตันต่อปี	- รับจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท นาลโก อินดัสเทรียลเซอร์วิส (ประเทศไทย) จำกัด เป็นต้น	- ทางเรือบรรทุกสินค้า - ทางรถบรรทุก

ตารางที่ 2.2-1 ชนิด ปริมาณ แหล่งที่มา และการขนส่งวัตถุดิบ ตัวเร่งปฏิกิริยา สารเคมี และสารดูดซับ (ต่อ)

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง
3. สารเคมี (ต่อ) 3.1 สารเคมีที่ใช้ในกระบวนการผลิต (ต่อ) - Antifoam	- ใช้ป้องกันการเกิดฟองที่กระบวนการผลิตเอมีน รีเจนเนอเรชั่น (Amine Regeneration Unit)	- 840 กิโลกรัมต่อปี	- นำเข้ามาจากต่างประเทศจากบริษัทผู้จำหน่าย เช่น Oxiris Chemicals S.A เป็นต้น	- ทางเรือบรรทุกสินค้า - ทางรถบรรทุก
- DIISOPROPANOLAMINE 85% (DIPA)	- นำมาใช้ปรับสภาพก๊าซที่หน่วยผลิตเอมีน รีเจนเนอเรชั่น (Amine Regeneration Unit)	- 180 ตันต่อ ปี	- นำเข้ามาจากต่างประเทศจากบริษัทผู้จำหน่าย เช่น NANJING BAOCHUN CHEMICAL Co., Ltd. เป็นต้น	- ทางเรือบรรทุกสินค้า - ทางรถบรรทุก
- Olefin Sulfide (SULFRZOL®54)	- นำมาใช้ปรับปริมาณกำมะถันในสารป้อนเข้าที่เข้าสู่ Platformer Unit (PLF)	- 4 ลิตรต่อเดือน	- รับจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น B.R.S. Intertrade Limited เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- ISOFORM*Isomerization Grade Perchloroethylene NAFTA	- นำมาใช้ปรับปริมาณคลอรีนในกระบวนการ Catalyst Regeneration ของ Platformer Unit (PLF)	- 3 กิโลกรัมต่อชั่วโมง	- นำเข้ามาจากต่างประเทศจากบริษัทผู้จำหน่าย เช่น South City Petrochem Co., Ltd. เป็นต้น	- ทางเรือบรรทุกสินค้า - ทางรถบรรทุก
- B-100 (Bio Diesel)	- นำมาใช้เป็นสารผสมในการผลิตไบโอดีเซล (โดยการผสม)	- 109,500 ตันต่อปี	- รับจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท โกลบอล กรีนเคมีคอล จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- เอทานอล	- นำมาใช้เป็นสารผสมในการผลิตแก๊สโซฮอล์ (Gasohol)	- 153,300 ตันต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท อุตสาหกรรม โคราซ จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- Heavy Residue	- นำมาใช้เป็นสารผสมในการผลิตน้ำมันเตา	- 14,600 ตันต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท พีทีที ฟีนอล จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- Cracker Bottom	- นำมาใช้เป็นสารผสมในการผลิตน้ำมันเตา	- 131,400 ตันต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น โรงโอดีฟีนส์ 2 (PTTGC3) เป็นต้น	- ระบบท่อขนส่ง

ตารางที่ 2.2-1 ชนิด ปริมาณ แหล่งที่มา และการขนส่งวัตถุดิบ ตัวเร่งปฏิกิริยา สารเคมี และสารดูดซับ (ต่อ)

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง
3. สารเคมี (ต่อ) 3.2 สารที่ใช้ในระบบ สาหร่ายบด - สารช่วยปรับ pH ในระบบ ไอน้ำ	- นำมาใช้ปรับ pH ของไอน้ำที่ควบแน่นของ หม้อไอน้ำ	- 4,128 กิโลกรัมต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท นาลโก อินดัสเทรียลเซอร์วิส (ประเทศไทย) จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- สารเติมในหม้อน้ำเพื่อทำ ความสะอาด	- นำมาใช้ทำความสะอาดหม้อน้ำ	- 3,888 กิโลกรัมต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท นาลโก อินดัสเทรียลเซอร์วิส (ประเทศไทย) จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- สารป้องกันการกัดกร่อนที่ ระบบน้ำหล่อเย็น	- นำมาใช้ป้องกันการกัดกร่อนที่ระบบ น้ำหล่อเย็น	- 8,640 กิโลกรัมต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท นาลโก อินดัสเทรียลเซอร์วิส (ประเทศไทย) จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- สารยับยั้งการกัดกร่อนใช้ใน ระบบน้ำหล่อเย็นแบบปิด	- นำมาใช้ป้องกันการกัดกร่อนที่ระบบ น้ำหล่อเย็นแบบปิด	- 1,200 กิโลกรัมต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท นาลโก อินดัสเทรียลเซอร์วิส (ประเทศไทย) จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- สารกำจัดออกซิเจน	- นำมาใช้ในการกำจัดออกซิเจนที่ขาออกของ Deaerator ก่อนป้อนเข้าหม้อต้มในหน่วย ผลิตไอน้ำ	- 4,248 กิโลกรัมต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท นาลโก อินดัสเทรียลเซอร์วิส (ประเทศไทย) จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- สารกำจัดหรือยับยั้งการ เจริญเติบโตของแบคทีเรียที่ ระบบน้ำหล่อเย็น	- นำมาใช้กำจัด หรือยับยั้งการเจริญเติบโต ของแบคทีเรียที่ระบบน้ำหล่อเย็น	- 2,400 กิโลกรัมต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท นาลโก อินดัสเทรียลเซอร์วิส (ประเทศไทย) จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- สารยับยั้งการกัดกร่อนและ การเกิดตะกรันในระบบ น้ำหล่อเย็น	- นำมาใช้ยับยั้งการกัดกร่อนและการเกิด ตะกรันในระบบน้ำหล่อเย็น	- 6,480 กิโลกรัมต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท นาลโก อินดัสเทรียล เซอร์วิส (ประเทศไทย) จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- สารช่วยเพิ่มขนาดตะกอนใน ระบบบำบัดน้ำดิบ	- นำมาใช้ในการช่วยเพิ่มขนาดตะกอนใน ระบบบำบัดน้ำดิบ	- 5,208 กิโลกรัมต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท นาลโก อินดัสเทรียล เซอร์วิส (ประเทศไทย) จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก

ตารางที่ 2.2-1 ชนิด ปริมาณ แหล่งที่มา และการขนส่งวัตถุดิบ ตัวเร่งปฏิกิริยา สารเคมี และสารดูดซับ (ต่อ)

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง
3. สารเคมี (ต่อ) 3.2 สารที่ใช้ในระบบ สาหร่ายปัลลัส (ต่อ)				
- Alum (8%)	- นำมาใช้ในการบำบัดคุณภาพน้ำใช้	- 250 ตันต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท สักคี่ศรี อุตสาหกรรม จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- NaOCl (10%)	- นำมาใช้เป็นสารกำจัดหรือยับยั้งการเจริญเติบโตของแบคทีเรียในน้ำ	- 180 ตันต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท อินเตอร์พรี-ทีฟ จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- HCl (35%)	- นำมาใช้ปรับ pH ในระบบน้ำหล่อเย็นในตัวทำความสะอาดย่อยกรอง และเรซิน (Regeneration)	- 1,200 ตันต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท ไทยอาซาฮี เคมีภัณฑ์ จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- NaOH (50%)	- นำมาใช้เป็นตัวทำความสะอาดย่อยกรอง และเรซิน (Regeneration)	- 1,700 ตันต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท วินิไทย จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- สารช่วยลดปริมาณคลอรีน	- นำมาใช้ลดปริมาณคลอรีนในระบบ Reverse Osmosis	- 2,760 กิโลกรัมต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท บริษัท ยีอี วอเตอร์ แอนด์ โพรเซส เทคโนโลยีส์ (ประเทศไทย) จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- สารช่วยตกตะกอน	- นำมาใช้เป็นสารช่วยตกตะกอนที่ระบบ Reverse Osmosis	- 4,152 กิโลกรัมต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท บริษัท ยีอี วอเตอร์ แอนด์ โพรเซส เทคโนโลยีส์ (ประเทศไทย) จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- สารป้องกันการเกิดตะกรันและการอุดตันบนเยื่อกรอง	- นำมาใช้ป้องกันการเกิดตะกรันและการอุดตันบนเยื่อกรอง	- 4,152 กิโลกรัมต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท บริษัท ยีอี วอเตอร์ แอนด์ โพรเซส เทคโนโลยีส์ (ประเทศไทย) จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- สารช่วยยับยั้งการจับตัวเป็นก้อนและลดการการเกิดตะกรันหรือตะกอนทับถม	- นำมาใช้ยับยั้งการจับตัวเป็นก้อนและลดการเกิดตะกรันหรือตะกอนทับถม	- 2,160 กิโลกรัมต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท บริษัท ยีอี วอเตอร์ แอนด์ โพรเซส เทคโนโลยีส์ (ประเทศไทย) จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก

ตารางที่ 2.2-1 ชนิด ปริมาณ แหล่งที่มา และการขนส่งวัตถุดิบ ตัวเร่งปฏิกิริยา สารเคมี และสารดูดซับ (ต่อ)

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง
3. สารเคมี (ต่อ) 3.2 สารที่ใช้ในระบบ สารอนุพลโคก (ต่อ) - สารทำความสะอาดเยื่อกรอง แบบ Primary Membrane • Nitritotriacetic Acid	- นำมาใช้ในการทำความสะอาดเยื่อกรอง	- 1,500 กิโลกรัมต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท บริษัท ยีอี วอเตอร์ แอนด์ โพรเซส เทคโนโลยีส์ (ประเทศไทย) จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
• Citric Acid	- นำมาใช้ในการทำความสะอาดเยื่อกรอง	- 7,488 กิโลกรัมต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท บริษัท ยีอี วอเตอร์ แอนด์ โพรเซส เทคโนโลยีส์ (ประเทศไทย) จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- สารล้าง Gas Turbine	- นำมาใช้ทำความสะอาด Gas Turbine	- 500 ลิตรต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท ไรท์ โซลูชั่น จำกัด (มหาชน) เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
4. สารดูดซับ 4.1 สารดูดซับที่ใช้ในกระบวนการผลิต - สารดูดซับโปรทอนในก๊าซ	- นำมาใช้ดูดซับโปรทอนในก๊าซที่หน่วย Crude Distillation Recontacting	- 0.45 ลูกบาศก์เมตรต่อปี	- มาจากประเทศสหรัฐอเมริกา	- ทางเรือบรรทุกสินค้า - ทางรถบรรทุก
- สารดูดซับโปรทอนใน NHT Feed	- นำมาใช้ดูดซับโปรทอนในน้ำมันที่ Naphtha Hydrotreater Unit (NHT)	- 64 ลูกบาศก์เมตรต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายจากต่างประเทศ เช่น Axens IFP Group Technologies เป็นต้น	- ทางเรือบรรทุกสินค้า - ทางรถบรรทุก
- สารดูดซับโปรทอนใน Light Naphtha	- นำมาใช้ดูดซับโปรทอนใน Light Naphtha ที่ Naphtha Hydrotreater Unit (NHT)	- 3.2 ลูกบาศก์เมตรต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายจากต่างประเทศ เช่น Axens IFP Group Technologies เป็นต้น	- ทางเรือบรรทุกสินค้า - ทางรถบรรทุก
- สารดูดซับโปรทอนใน LPG	- นำมาใช้ดูดซับโปรทอนใน LPG ที่ LPG Treating Unit	- 2.67 ลูกบาศก์เมตรต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายจากต่างประเทศ เช่น Johnson Matthey ประเทศอังกฤษ เป็นต้น	- ทางเรือบรรทุกสินค้า - ทางรถบรรทุก

ตารางที่ 2.2-1 ชนิด ปริมาณ แหล่งที่มา และการขนส่งวัตถุดิบ ตัวเร่งปฏิกิริยา สารเคมี และสารดูดซับ (ต่อ)

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง
4. สารดูดซับ (ต่อ)				
4.1 สารดูดซับที่ใช้ในกระบวนการผลิต (ต่อ)				
- สารดูดซับใน PSAH	- นำมาใช้เป็นสารดูดซับ CO และ CO ₂ ที่ PSAH	- 327 ตันต่อครั้ง ต่อ 5-10 ปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายจากต่างประเทศ เช่น Linde AG ประเทศเยอรมนี เป็นต้น	- ทางเรือบรรทุกสินค้า - ทางรถบรรทุก
- สารดูดซับใน PSAP	- นำมาใช้เป็นสารดูดซับไฮโดรคาร์บอนที่ PSAP	- 113 ตันต่อครั้ง ต่อ 5-10 ปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายจากต่างประเทศ เช่น Linde AG ประเทศเยอรมนี เป็นต้น	- ทางเรือบรรทุกสินค้า - ทางรถบรรทุก
- สารดูดซับ COS ใน LPG	- นำมาใช้ดูดซับที่ LPG Treating Unit	- 15,130 กิโลกรัมต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายจากต่างประเทศ เช่น UOP, LLC, USA เป็นต้น	- ทางเรือบรรทุกสินค้า - ทางรถบรรทุก
- สารดูดซับกลอไรด์ใน Net Gas	- นำมาใช้ดูดซับกลอไรด์ใน Net Gas ที่หน่วย Platformer	- 31.5 ตันต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายจากต่างประเทศ เช่น UOP, Asia Honeywell International Sdn Bhd เป็นต้น	- ทางเรือบรรทุกสินค้า - ทางรถบรรทุก
- สารดูดซับกลอไรด์ใน Reformate	- นำมาใช้ดูดซับกลอไรด์ใน Reformate ที่หน่วย Platformer	- 25.4 ตันต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายจากต่างประเทศ เช่น UOP, Asia Honeywell International Sdn Bhd เป็นต้น	- ทางเรือบรรทุกสินค้า - ทางรถบรรทุก
- สารดูดซับกลอไรด์ใน HMU	- นำมาใช้ดูดซับกลอไรด์ที่ Hydrogen Manufacturing Unit (HMU)	- 9.5 ตันต่อครั้ง ต่อ 5-10 ปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายจากต่างประเทศ เช่น Clariant SE เป็นต้น	- ทางเรือบรรทุกสินค้า - ทางรถบรรทุก
- สารดูดซับกำมะถันใน HMU	- นำมาใช้ดูดซับกำมะถันที่ Hydrogen Manufacturing Unit (HMU)	- 39.5 ตันต่อครั้ง ต่อ 5-10 ปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายจากต่างประเทศ เช่น Clariant SE เป็นต้น	- ทางเรือบรรทุกสินค้า - ทางรถบรรทุก
- Activated Carbon Coal	- นำมาใช้ดูดซับน้ำมันที่หน่วยเอมีนรีเจนเนอเรชัน (Amine Regeneration)	- 8,000 กิโลกรัมต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท เคลียร์ เคมิคอล จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- Activated Carbon ในระบบ VRU (Vapor Recovery Unit)	- นำมาใช้ดูดซับน้ำมันที่ระบบ VRU	- 24 ตันต่อ 10 ปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายจากต่างประเทศ เช่น Jacobi เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก

ตารางที่ 2.2-1 ชนิด ปริมาณ แหล่งที่มา และการขนส่งวัตถุดิบ ตัวเร่งปฏิกิริยา สารเคมี และสารดูดซับ (ต่อ)

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง
4. สารดูดซับ (ต่อ) 4.1 สารดูดซับที่ใช้ในกระบวนการผลิต (ต่อ) - เกลือหิน	- นำมาใช้ดูดซับน้ำที่ Kerosene Merox Unit (KMU)	- 130 ลูกบาศก์เมตร ต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น A Rohm and Haas Company เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- Montmorillonite Clay	- นำมาใช้ดักจับสารลดแรงตึงผิวและสิ่งเจือปนอื่นๆ ที่ Kerosene Merox Unit (KMU)	- 21.9 ลูกบาศก์เมตร ต่อปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายจากต่างประเทศ เช่น Oil Dricorporation of America เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
4.2 สารเคมีที่ใช้ในระบบ สารอนุภาค - Activated Alumina	- นำมาใช้ดูดซับความชื้นที่ระบบ Instrument Air	- 6,600 ลิตรต่อ 3 ปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท เคม พัฒนา อินเตอร์ จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- Activated Carbon	- นำมาใช้ดูดซับสารอินทรีย์ที่หน่วยผลิตน้ำป้อนหม้อไอน้ำ	- 18,000 ลิตรต่อ 5 ปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท ไรท์ โซลูชั่น จำกัด (มหาชน) เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- Anthracite	- นำมาใช้เป็นตัวกรองและเป็นฐานรองสารดูดซับที่หน่วยบำบัดน้ำดิบ (Raw Water Treatment) และหน่วยผลิตน้ำป้อนหม้อไอน้ำ	- 38,090 ลิตรต่อ 3 ปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท ไรท์ โซลูชั่น จำกัด (มหาชน) เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
- Anion Exchange Resin • Anion Exchange Resin สำหรับ Mixed Bed Exchange	- นำมาใช้แลกเปลี่ยนประจุลบในน้ำที่หน่วยผลิตน้ำป้อนหม้อไอน้ำ	- 11,140 ลิตรต่อ 5 ปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท ชูนิเทค จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก

ตารางที่ 2.2-1 ชนิด ปริมาณ แหล่งที่มา และการขนส่งวัตถุดิบ ตัวเร่งปฏิกิริยา สารเคมี และสารดูดซับ (ต่อ)

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง
4. สารดูดซับ (ต่อ) 4.2 สารเคมีที่ใช้ในระบบ สารแลกเปลี่ยนไอออน (ต่อ) <ul style="list-style-type: none"> Anion Exchange Resin สำหรับ Anion Exchanger 	- นำมาใช้แลกเปลี่ยนประจุลบในน้ำที่หน่วยผลิตน้ำป้อนหม้อไอน้ำ	- 6,002 ลิตรต่อ 5 ปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท ยูนิเทค จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
<ul style="list-style-type: none"> Cation Exchange Resin Cation Exchange Resin สำหรับ Cation Exchanger 	- นำมาใช้แลกเปลี่ยนประจุบวกในน้ำที่หน่วยผลิตน้ำป้อนหม้อไอน้ำ	- 17,855 ลิตรต่อ 5 ปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท ยูนิเทค จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
<ul style="list-style-type: none"> Cation Exchange Resin สำหรับ Mixed Bed Exchanger 	- นำมาใช้แลกเปลี่ยนประจุบวกในน้ำที่หน่วยผลิตน้ำป้อนหม้อไอน้ำ	- 7,815 ลิตรต่อ 5 ปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท ยูนิเทค จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
<ul style="list-style-type: none"> Sand and Gravel Sand and Gravel สำหรับหน่วยบำบัดน้ำดิบ (Raw Water Treatment) 	- นำมาใช้เป็นตัวกรองและเป็นฐานรองสารดูดซับที่หน่วยบำบัดน้ำดิบ (Raw Water Treatment)	- 80,897 ลิตรต่อ 3 ปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท ไรท์ โซลูชั่น จำกัด (มหาชน) เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
<ul style="list-style-type: none"> Sand and Gravel สำหรับหน่วยผลิตน้ำป้อนหม้อต้มไอน้ำ 	- นำมาใช้เป็นตัวกรองและเป็นฐานรองสารดูดซับที่หน่วยผลิตน้ำป้อนหม้อต้มไอน้ำ	- 35,571 ลิตรต่อ 5 ปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท ไรท์ โซลูชั่น จำกัด (มหาชน) เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก
<ul style="list-style-type: none"> Low Silica Activated Carbon 	- นำมาใช้เป็นตัวดูดซับสารอินทรีย์ที่หน่วยผลิตน้ำป้อนหม้อต้มไอน้ำ	- 141,580 ลิตรต่อ 5 ปี	- มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ เช่น บริษัท ไคก้า (ไทย) จำกัด เป็นต้น	- ทางรถบรรทุก

ที่มา : บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน), พ.ศ.2566

ตารางที่ 2.2-2 สรุปชนิด ปริมาณ วิธีการขนส่ง และการใช้ประโยชน์

ของผลิตภัณฑ์หลักและผลิตภัณฑ์พลอยได้

โครงการโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

ผลิตภัณฑ์หลักและ ผลิตภัณฑ์พลอยได้	กำลังการผลิต	วิธีการขนถ่าย	การใช้ประโยชน์
1. ผลิตภัณฑ์หลัก			
- ก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas)	- 222,650 ตันต่อปี	- ระบบท่อ	- นำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงภายในโรงกลั่นน้ำมัน
- ก๊าซปิโตรเลียม เหลว (LPG)	- 201,480 ตันต่อปี	- เรือบรรทุกสินค้า	- จำหน่ายให้กับลูกค้าทั้งภายในประเทศ เพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงและก๊าซหุงต้ม
- แนฟทาเบา (Light Naphtha)	- 534,725 ตันต่อปี	- ระบบท่อน้ำมันและ เรือบรรทุกสินค้า	- จะถูกส่งไปจำหน่ายให้กับลูกค้าทั้งภายในประเทศ และต่างประเทศ เพื่อนำมาใช้เป็นสารตั้งต้นผลิต น้ำมันแก๊สโซลีน (Gasoline) และสารตั้งต้นใน โรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ
- รีฟอร์มเมท (Reformate)	- 1,111,900 ตันต่อปี	- ระบบท่อน้ำมันและ เรือบรรทุกสินค้า	- จะถูกส่งไปจำหน่ายให้กับลูกค้าทั้งภายในประเทศ และต่างประเทศ เพื่อนำมาใช้เป็นสารตั้งต้นผลิต น้ำมันแก๊สโซลีน (Gasoline) และสารตั้งต้นใน โรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ
- น้ำมันอากาศยาน (Kerosene/Jet)	- 1,822,445 ตันต่อปี	- ระบบท่อน้ำมันเรือ บรรทุกสินค้าและ ทางรถยนต์	- จะถูกส่งไปจำหน่ายให้กับลูกค้าทั้งภายในประเทศ และต่างประเทศ เพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับ อากาศยาน
- น้ำมันเชื้อเพลิง เครื่องยนต์ดีเซล (Gas Oil/Diesel Oil)	- 4,614,615 ตันต่อปี	- ระบบท่อน้ำมันเรือ บรรทุกสินค้า และ ทางรถยนต์	- จะถูกส่งไปจำหน่ายให้กับลูกค้าทั้งภายในประเทศ และต่างประเทศ เพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับ รถยนต์และโรงงานอุตสาหกรรม
- น้ำมันเตา (Fuel Oil)	- 1,290,275 ตันต่อปี	- เรือบรรทุกสินค้า	- ถูกส่งไปจำหน่ายให้กับลูกค้าทั้งภายในประเทศและ ต่างประเทศ เพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเรือและ โรงงานอุตสาหกรรม
- แก๊สโซฮอล์ (Gasohol)	- 1,022,000 ตันต่อปี	- ระบบท่อน้ำมันเรือ บรรทุกสินค้า และ ทางรถยนต์	- จะถูกส่งไปจำหน่ายให้กับลูกค้าทั้งภายในประเทศ และต่างประเทศ เพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับ รถยนต์
- ไบโอดีเซล (โดยการผสม)	- 547,500 ตันต่อปี	- ระบบการขนส่งทาง รถยนต์	- จะถูกส่งไปจำหน่ายให้กับลูกค้าทั้งภายในประเทศ และต่างประเทศ เพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับ เครื่องยนต์ดีเซล

ตารางที่ 2.2-2 สรุปชนิด ปริมาณ วิธีการขนส่ง และการใช้ประโยชน์ (ต่อ)

ผลิตภัณฑ์หลักและ ผลิตภัณฑ์พลอยได้	กำลังการผลิต	วิธีการขนถ่าย	การใช้ประโยชน์
2. ผลิตภัณฑ์พลอยได้ - กำมะถันเหลว (Liquid Sulfur)	- 101,835 ตันต่อปี	- ระบบท่อก่อนส่งไป จำหน่ายโดยขนส่ง ทางรถบรรทุก	- นำมาใช้เป็นสารตั้งต้นในการผลิตกรดซัลฟูริกและ นำมาใช้ประโยชน์ในอุตสาหกรรมการทำปุ๋ย

หมายเหตุ: ปริมาณผลิตภัณฑ์หลัก และผลิตภัณฑ์พลอยได้ อาจมีการเปลี่ยนแปลงตามความต้องการของตลาด ภายใต้กำลังการกลั่นสูงสุด 150,125 บาร์เรลต่อวัน หรือ 20,500 ตันต่อวัน (7,482,500 ตันต่อปี) คิดที่ชั่วโมงการทำงาน 365 วันหรือ 8,760 ตันต่อปี

ที่มา: บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) พ.ศ.2566

2.4 กระบวนการผลิต

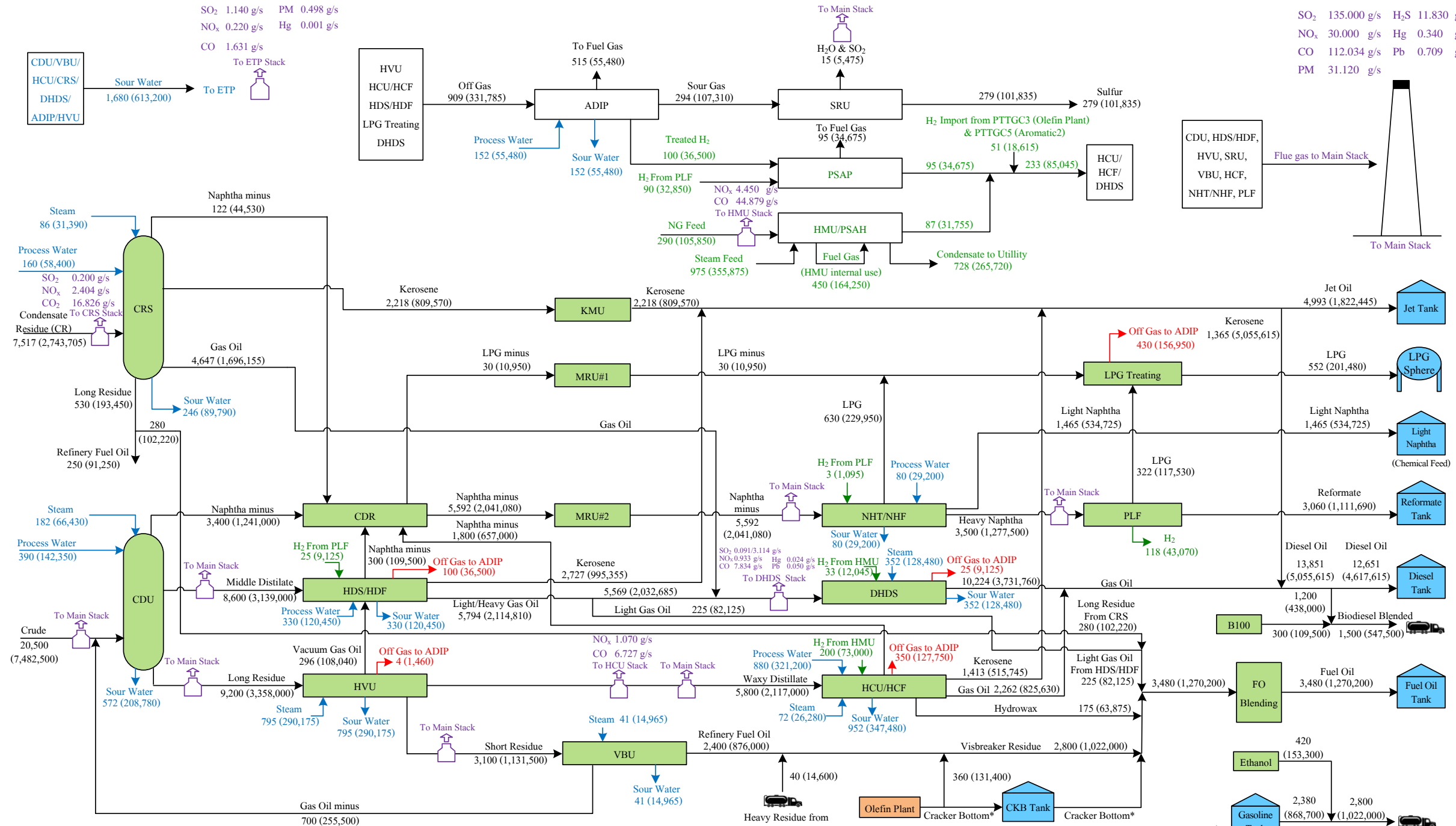
ผลิตภัณฑ์ของโครงการโรงกลั่นน้ำมันภายหลังมีระบบควบคุมไอน้ำมันเชื้อเพลิง และการเพิ่มประเภทผลิตภัณฑ์ไบโอดีเซล ประกอบด้วย

(1)	Fuel Gas	610	ตันต่อวัน
(2)	LPG	552	ตันต่อวัน
(3)	Light Naphtha (Chemical Feed)	1,465	ตันต่อวัน
(4)	Reformate	3,060	ตันต่อวัน
(5)	Kerosene/Jet	4,993	ตันต่อวัน
(6)	Gas Oil/Diesel Oil	12,651	ตันต่อวัน
(7)	Fuel Oil	3,535	ตันต่อวัน
(8)	Gasohol	2,800	ตันต่อวัน
(9)	Biodiesel (โดยการผสม)	1,500	ตันต่อวัน
(10)	Liquid Sulfur	279	ตันต่อวัน

กระบวนการกลั่นน้ำมันของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน ประกอบด้วยหน่วยผลิตต่างๆ ดังนี้

- (1) หน่วยผลิตหลักของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน ประกอบด้วย CDU (Crude Distillation Unit) CDR (Crude Re-contacting Unit) และ HVU (High Vacuum Unit)
- (2) หน่วยปรับปรุงคุณภาพของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน ประกอบด้วย VBU (Visbreaker Unit) HCU Hydrocracking Unit) HDS (Hydrodesulphurization Unit) NHT (Naphtha Hydrotreater) PLF (Platformer Unit) LPG Treating Unit CRS (Condensate Residue Splitter) MRU (Mercury Removal Unit) KMU (Kerosene Merox Unit) และ DHDS (Deep Hydrodesulphurization Unit)
- (3) หน่วยเสริมการผลิตของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน ประกอบด้วย ADIP (ADIP Regeneration Unit) SRU (Sulfur Recovery Unit) และ HMU (Hydrogen Manufacturing Unit)

รายละเอียดดังแสดงในรูปที่ 2.4-1 และรูปที่ 2.4-2

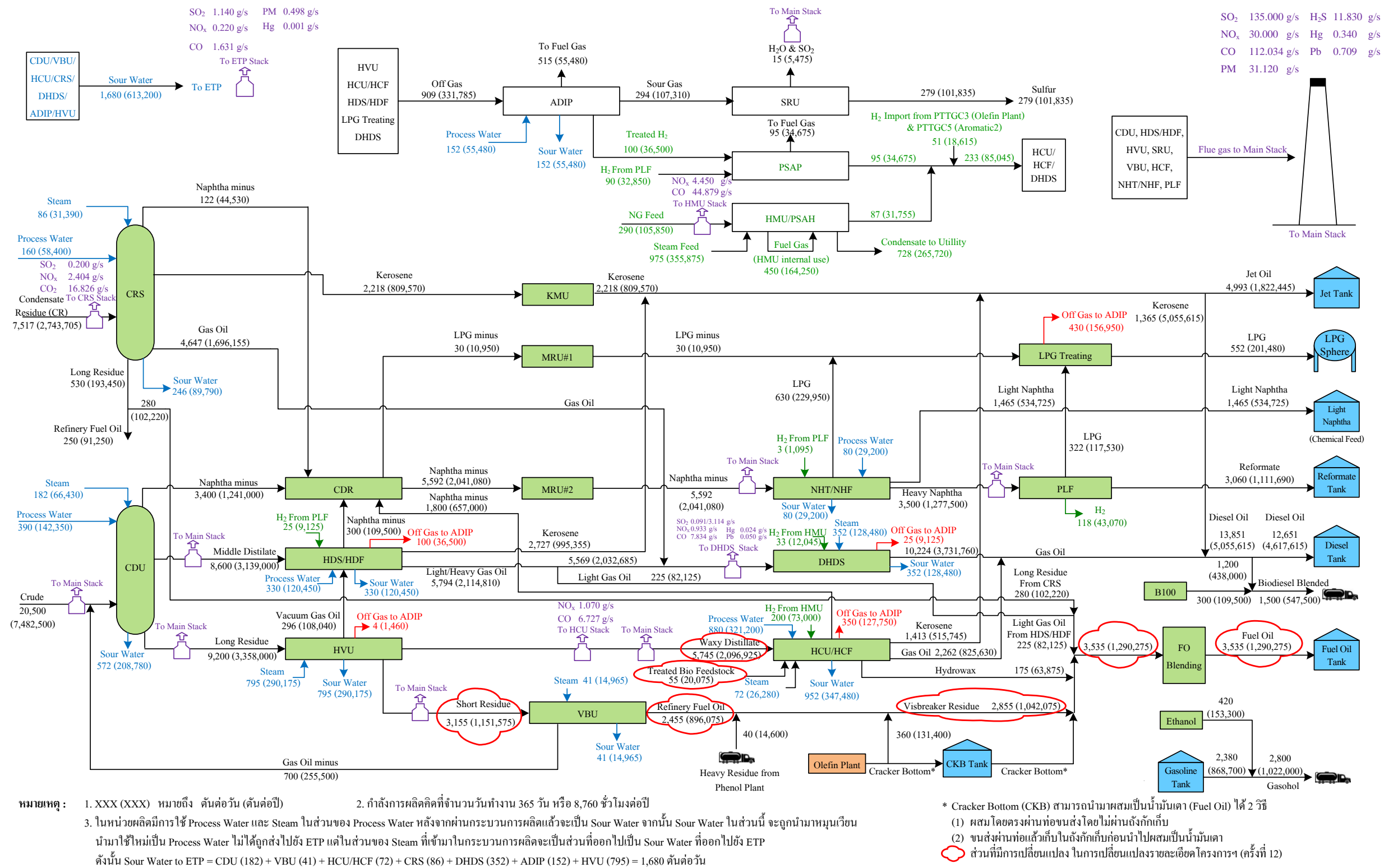


- หมายเหตุ : 1. XXX (XXX) หมายถึง ต้นต่อวัน (ต้นต่อปี)
2. กำลังการผลิตที่จำนวนวันทำงาน 365 วัน หรือ 8,760 ชั่วโมงต่อปี
3. ในหน่วยผลิตมีการใช้ Process Water และ Steam ในส่วนของ Process Water หลังจากผ่านกระบวนการผลิตแล้วจะเป็น Sour Water จากนั้น Sour Water ในส่วนนี้ จะถูกนำมาหมุนเวียนนำมาใช้ใหม่เป็น Process Water ไม่ได้ถูกส่งไปยัง ETP แต่ในส่วนของ Steam ที่เข้ามาในกระบวนการผลิตจะเป็นส่วนที่ออกไปเป็น Sour Water ที่ออกไปยัง ETP ดังนั้น Sour Water to ETP = CDU (182) + VBU (41) + HCU/HCF (72) + CRS (86) + DHDS (352) + ADIP (152) + HVU (795) = 1,680 ต้นต่อวัน
4. ก่อนและภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ (ครั้งที่ 10) ข้อมูลการผลิตไม่เปลี่ยนแปลง
* Cracker Bottom (CKB) สามารถนำมาผสมเป็นน้ำมันเตา (Fuel Oil) ได้ 2 วิธี
(1) ผสมโดยตรงผ่านท่อขนส่งโดยไม่ผ่านถังกักเก็บ
(2) ขนส่งผ่านท่อแล้วเก็บในถังกักเก็บก่อนนำไปผสมเป็นน้ำมันเตา

รูปที่ 2.4-1 ข้อมูลและแผนผังกระบวนการผลิต กรณีดำเนินการผลิตปกติ กรณีไม่มีการใช้ Treated Bio Feedstock

โครงการโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)





รูปที่ 2.4-2 คุณมวลและแผนผังกระบวนการผลิต granulizer ใช้วัตถุดิบชีวภาพที่ผ่านการบำบัดแล้ว (Treated Bio Feedstock) ร่วมกระบวนการผลิต



2.4.1 หน่วยผลิตหลักของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน

(1) **Crude Distillation Unit (CDU)** เป็นหน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบที่ความดันบรรยากาศ โดยสารตั้งต้นของหน่วยการผลิตนี้คือ น้ำมันดิบ และ Gas Oil Minus จาก VBU (Visbreaker Unit) ผลิตภัณฑ์หลัก 3 กลุ่มใหญ่ของหน่วยผลิตนี้ คือ

- 1) Naphtha Minus จะส่งไปยังหน่วย CDR ก่อนที่จะทำการปรับปรุงคุณภาพต่อไป
- 2) Middle Distillate (MD) ออกทางส่วนกลางของหอกลั่น จะส่งไปยังหน่วย HDS เพื่อกำจัดกำมะถัน
- 3) Long Residue (LR) ออกทางส่วนล่างของหอกลั่น จะส่งต่อไปยัง HVU

(2) **Crude Re-contacting Unit (CDR Unit)** เป็นหน่วยที่ทำการรวบรวม Naphtha Minus จาก CDU, HDS/HDF, HCU/HCF, CRS และ DHDS ในหน่วยผลิตนี้จะมีการแยกก๊าซซึ่งมีคุณสมบัติเป็น LPG Minus ส่งต่อไปยัง LPG Treating Unit โดยผ่าน MRU ที่จะติดตั้งใหม่ และของเหลวที่เหลือจากการแยกจะส่งไปยัง NHT/NHF โดยผ่าน MRU อีกชุดหนึ่งที่จะติดตั้งใหม่ เพื่อทำการปรับปรุงคุณภาพต่อไป

(3) **High Vacuum Unit (HVU)** เป็นหน่วยกลั่นแยกภายใต้ความดันสูญญากาศ โดยมีสารตั้งต้นคือ LR ที่ได้จาก CDU ผลิตภัณฑ์หลักของหน่วยผลิตนี้ คือ

- 1) Waste Gas จะส่งไปยัง Vacuum Package
- 2) Vacuum Gas Oil (VGO) จะส่งไปยัง HDS/HDF
- 3) Waxy Distillate (WD) จะส่งไปยัง HCU/HCF เพื่อปรับปรุงคุณภาพต่อไป
- 4) Short Residue (SR) เป็นผลิตภัณฑ์ที่หนักที่สุดของกระบวนการผลิต HVU จะส่งต่อไปยัง VBU เพื่อปรับปรุงคุณภาพต่อไป

กรณีที่ใช้วัตถุดิบชีวภาพที่ผ่านการบำบัดแล้ว (Treated Bio Feedstock) ร่วมในกระบวนการผลิต จะมีการปรับสัดส่วนของ Waxy Distillate และ Short Residue

2.4.2 หน่วยปรับปรุงคุณภาพของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน

(1) **Visbreaker Unit (VBU)** เป็นหน่วยที่ทำหน้าที่ลดปริมาณความหนืดของ Shot Residue (SR) จากหน่วยกลั่นสุญญากาศ (HVU) ด้วยปฏิกิริยาการแตกโมเลกุลด้วยความร้อน โดยผลิตภัณฑ์หลักของหน่วยผลิตนี้ คือ

- 1) Gas Oil Minus ส่งกลับเข้า CDU เพื่อทำการกลั่นแยกต่อไป
- 2) Visbroken Residue (VBR) เป็นกากน้ำมันหนัก ซึ่งจะนำไปผสมกับ Light Gas Oil (LGO) ที่ได้จากหน่วย HDS/HDF และ Hydro Wax (HW) ที่ได้จาก HCU/HCF เพื่อผลิตเป็นน้ำมันเตาต่อไป

(2) **Hydrocracking Unit (HCU)** เป็นหน่วยแตกโมเลกุลหนักโดยใช้ก๊าซไฮโดรเจนร่วมให้ได้เป็นผลิตภัณฑ์น้ำมันเบา โดยวัตถุดิบที่เป็นของเหลวทั้งหมด ได้แก่ Waxy Distillate Recycle Hydrowax และวัตถุดิบชีวภาพที่ผ่านการบำบัดแล้ว (Treated Bio Feedstock) จะถูกป้อนเข้าที่ถังความดันร่วมกับ Combined Gas ที่มาจากเตาให้ความร้อน จากนั้นของผสมระหว่าง Waxy Distillate, Recycle Hydrowax วัตถุดิบชีวภาพที่ผ่านการบำบัดแล้ว (Treated Bio Feedstock) และ Combined Gas จะถูกส่งต่อไปที่ถังปฏิกรณ์ที่บรรจุตัวเร่งปฏิกิริยาชนิดของแข็งไว้ โดยวัตถุดิบที่เป็นของเหลวจะทำปฏิกิริยากับไฮโดรเจนและถูกเปลี่ยนเป็นผลิตภัณฑ์หลัก ดังนี้

- 1) Naphtha Minus จะส่งไปยังหน่วย CDR ก่อนที่จะทำการปรับปรุงคุณภาพต่อไป
- 2) Kerosene จะส่งไปรวมกับ Kerosene ที่ได้จาก HDS/HDF และ KMU ที่ทำการติดตั้งใหม่ เพื่อนำมาผสมเป็นน้ำมันอากาศยาน
- 3) Gas Oil จะส่งไปรวมกับ Gas Oil ที่ได้จากหน่วย DHDS ที่ทำการติดตั้งใหม่ เพื่อนำมาผสมเป็นน้ำมันดีเซล
- 4) Hydro Wax (HW) จะนำไปผสมกับ VBR ที่ได้จาก VBU และ LGO ที่ได้จาก HDS/HDF เพื่อผลิตเป็นน้ำมันเตาต่อไป รายละเอียดดังแสดงในรูปที่ 2.4-2

(3) **Hydrodesulphurization Unit (HDS Unit)** เป็นหน่วยกำจัดกำมะถันใน MD สารตั้งต้นของกระบวนการผลิตนี้ ได้แก่ MD จาก CDU และ VGO จาก HVU ส่วนผลิตภัณฑ์ของกระบวนการจะถูกนำไปกลั่นแยกต่อที่หน่วย HDF เพื่อให้ได้ผลิตภัณฑ์ คือ

- 1) Naphtha Minus จะส่งไปยังหน่วย CDR ก่อนที่จะทำการปรับปรุงคุณภาพต่อไป
 - 2) Kerosene จะส่งไปรวมกับ Kerosene ที่ได้จาก HCU/HCF และ KMU ที่ทำการติดตั้งใหม่ เพื่อนำมาผสมเป็นน้ำมันอากาศยาน
 - 3) Light Gas Oil (LGO) ส่วนหนึ่งจะส่งไปเพิ่มการบำบัดกำมะถันให้เหลือ 50 ppm ที่หน่วย DHDS เพื่อให้ได้คุณภาพตามมาตรฐานน้ำมันดีเซล ของกรมธุรกิจพลังงาน ปี พ.ศ.2555 และ LGO อีกส่วนหนึ่งจะนำไปผสมกับ VBR เพื่อผลิตน้ำมันเตา
 - 4) Heavy Gas Oil (HGO) จะส่งไปเพิ่มการบำบัดกำมะถันให้เหลือ 50 ppm ที่หน่วย DHDS เพื่อให้ได้คุณภาพตามมาตรฐานน้ำมันดีเซล ของกรมธุรกิจพลังงาน ปี พ.ศ.2555
- (4) **Naphtha Hydrotreater (NHT)** เป็นหน่วยกำจัดกำมะถันในแนฟทา ให้มีกำมะถันเหลืออยู่ ไม่เกิน 0.5 ppm สารตั้งต้นของกระบวนการนี้ ได้แก่ Naphtha Minus จากหน่วย CDR ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากกระบวนการนี้จะถูกส่งต่อไปยังหน่วย NHF

ผลิตภัณฑ์หลักของหน่วยผลิตนี้ คือ

- 1) Liquefied Petroleum Gas (LPG) จะส่งไปยัง LPG Treating Unit เพื่อกำจัดก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์
- 2) Light Naphtha เป็นผลิตภัณฑ์พร้อมจำหน่าย
- 3) Heavy Naphtha จะส่งไปยัง PLF

(5) **Platformer Unit (PLF Unit)** เป็นหน่วยผลิตรีฟอร์มเมต (Reformat) โดยมีสารตั้งต้นเป็น Heavy Naphtha จาก NHT/NHF ผลิตภัณฑ์หลักของหน่วยผลิตนี้ คือ

- 1) Hydrogen (H_2) จะนำไปใช้เป็นสารตั้งต้นของหน่วย HDS, NHT, HCU และหน่วย DHDS ที่จะทำการติดตั้งใหม่
- 2) LPG จะส่งไปปรับปรุงคุณภาพที่ LPG Treating Unit
- 3) Reformat ปัจจุบันส่งขายเป็น Reformat และในอนาคตจะส่งไปยัง Platformer Splitter (PLF Splitter) ที่ทำการติดตั้งใหม่ เพื่อแยกเป็น Light Reformat และ Heavy Reformat เป็นผลิตภัณฑ์พร้อมจำหน่าย

(6) **LPG Treating Unit** เป็นหน่วยปรับปรุงคุณภาพก๊าซ LPG โดยมีสารตั้งต้นคือ LPG minus จากหน่วย CDR และ LPG ที่มีก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ปนเปื้อนจาก NHT/NHF และหน่วย PLF

ผลิตภัณฑ์หลักของหน่วยผลิตนี้ คือ

- 1) Off Gas จะส่งไปกำจัดก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ที่หน่วย ADIP
- 2) LPG จะส่งขายเป็นผลิตภัณฑ์พร้อมจำหน่าย

กระบวนการปรับปรุงคุณภาพก๊าซ LPG คือ การใช้สารละลายเอมีนดูดซึมก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์

(7) **Condensate Residue Splitter (CRS)** เป็นหน่วยกลั่นแยก Condensate Residue (CR) ที่บรรยากาศโดยรับ Condensate Residue (CR) มาจากสาขา 4 โรงอะโรเมติกส์ 1 (PTTGC4) และสาขา 5 โรงอะโรเมติกส์ 2 (PTTGC5) ผลิตภัณฑ์หลักของหน่วยผลิตนี้ คือ

- 1) Naphtha Minus ที่ออกจากยอดหอกกลั่นหลัก (C-2501)
- 2) Kerosene เมื่อถูกดึงออกจากทางด้านข้างของหอกกลั่นหลัก (C-2501) จะถูกส่งต่อไปยังหอกกลั่น Kerosene (C-2502)
- 3) Oil Gas จะถูกดึงออกจากทางด้านข้างของหอกกลั่นหลัก (C-2501) ก่อนส่งไปยังหอกกลั่น Light Gas Oil (LGO) (C-2503) และหอกกลั่น Heavy Gas Oil (HGO) (C-2504)
- 4) Long Residue (LR) จากส่วนล่างของหอกกลั่นหลัก (C-2501)

(8) **Mercury Removal Unit (MRU)** เป็นหน่วยกำจัดปรอท โดยใช้ตัวดูดซับ (Adsorbent) ทำการดูดซับปรอทที่เจือปนอยู่ใน LPG และ Naphtha Minus เนื่องจากแหล่งกำเนิดของคอนเดนเสทที่มาจากอ่าวไทย เป็นแหล่งกำเนิดที่ให้ Condensate Residue (CR) ที่มีโอกาสปนเปื้อนปรอท

(9) **Kerosene Merox Unit (KMU)** เป็นหน่วยปรับปรุงคุณภาพ Kerosene ที่ได้จากหน่วย Condensate Residue Splitter (CRS) ซึ่งจะช่วยลดปริมาณสารเมอร์แคปแทน (Mercaptan) น้ำและสิ่งเจือปนอื่นๆ ออกจาก Kerosene

(10) **Deep Hydrodesulphurization Unit (DHDS)** เป็นหน่วยกำจัดกำมะถันออกจาก Gas Oil ที่รับมาจากหน่วย Condensate Residue Splitter (CRS) และ Light Gas Oil (LGO) / Heavy Gas Oil (HGO) จากหน่วย Hydrodesulphurization and Fractionation (HDS/HDF)

2.4.3 หน่วยเสริมการผลิตของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน

(1) **ADIP Regenerating Unit (ADIP Unit)** เป็นหน่วยกำจัดก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) ออกจาก Off Gas ที่เกิดจากหน่วย HVU, หน่วย HDS/HDF, หน่วย HCU/HCF, หน่วย LPG Treating และหน่วย DHDS

ผลิตภัณฑ์หลักของหน่วยผลิตนี้ คือ

1) ก๊าซกรดที่มีไฮโดรเจนซัลไฟด์เหลืออยู่ไม่เกิน 50 ppm จะส่งไปเป็นเชื้อเพลิง (Fuel Gas) ภายในโครงการโรงกลั่นน้ำมัน

2) ก๊าซกรดที่มีไฮโดรเจนซัลไฟด์ มากกว่า 50 ppm จะถูกส่งไป Regenerator

(2) **Sulphur Recovery Unit (SRU)** เป็นหน่วยผลิตกำมะถันเหลว โดยมีสารตั้งต้น คือ ก๊าซกรดจากหน่วย ADIP ภายใน SRU ประกอบด้วย 3 กระบวนการย่อย คือ

1) **Claus Process** เป็นกระบวนการเปลี่ยนก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ ให้เป็นกำมะถันเหลว

2) **SCOT Process (Shell Claus Off-gas Treating)** เป็นกระบวนการเพิ่มประสิทธิภาพในการเปลี่ยนก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ให้เป็นกำมะถันเหลว จาก ร้อยละ 95 เป็น ร้อยละ 99.8 โดยรับก๊าซที่ออกจาก Claus Process ซึ่งเป็นก๊าซผสมของ H_2S SO_2 และสารประกอบกำมะถันทุกประเภท เพื่อเปลี่ยนให้เป็นก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ทั้งหมด จากนั้นจึงใช้สารละลายเอมีนดูดซึมก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ที่เกิดขึ้น และถูกเปลี่ยนรูปให้เป็นกำมะถันเหลวที่ Claus Process

3) **Catalytic Incinerating Process** เป็นกระบวนการเปลี่ยนก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ที่เหลือจากการดูดซึมด้วยสารละลายเอมีนที่ SCOT Process ให้เป็น SO_2 เนื่องจากก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ส่วนนี้ไม่สามารถนำกลับไปเป็นกำมะถันเหลวได้อีก กระบวนการนี้เกิดขึ้นที่อุณหภูมิประมาณ 300 องศาเซลเซียส ขึ้นไป โดยมีตัวเร่งปฏิกิริยาช่วย

สำหรับก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่เกิดขึ้นจะถูกส่งไปรวมระบายออกที่ Main Stack

(3) **Hydrogen Manufacturing Unit (HMU)** เป็นหน่วยผลิตก๊าซไฮโดรเจน (H_2) สำหรับใช้ในกระบวนการผลิตของ Hydrocracking Unit (HCU) และ Deep Hydrodesulphurization Unit (DHDS) โดยใช้ก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas) เป็นสารตั้งต้นในกระบวนการผลิต

2.5 ระบบสาธารณูปโภค

2.5.1 ประเภทและปริมาณการใช้ระบบสาธารณูปโภค

ระบบสาธารณูปโภคที่ใช้ในโครงการฯ ในระยะดำเนินการ ประกอบด้วย ระบบไฟฟ้า ระบบก๊าซเชื้อเพลิง ระบบน้ำใช้ ระบบน้ำหล่อเย็น ระบบไอน้ำ ก๊าซไนโตรเจน ก๊าซไฮโดรเจน ระบบระบายอากาศ และระบบห่อเผา โดยสรุปปริมาณการใช้และแหล่งที่มาของระบบสาธารณูปโภค ดังแสดงในตารางที่ 2.5-1

ตารางที่ 2.5-1 ประเภทและปริมาณการใช้ระบบสาธารณูปโภค

โครงการโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

ระบบสาธารณูปโภค	ปริมาณการใช้	แหล่งที่มา	ปริมาณที่ส่งให้/ ผลิตได้เองสูงสุด
1. ระบบไฟฟ้า	62.64 เมกะวัตต์	- ผลิตเองจากเครื่องกำเนิด ไฟฟ้ากังหันก๊าซ จำนวน 3 หน่วย และเครื่อง ผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำ จำนวน 2 หน่วย	- 90 เมกะวัตต์
2. ระบบเชื้อเพลิง 2.1 น้ำมันเตา (Fuel Oil) - กระบวนการผลิต	250 ตันต่อวัน	- ผลิตเองจากหน่วย CRS	- 530 ตันต่อวัน
2.2 ก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas) - กระบวนการผลิต - หน่วยเสริมการผลิต	515 ตันต่อวัน 95 ตันต่อวัน	- ผลิตเองจาก • หน่วย ADIP • หน่วย PSAP	- 515 ตันต่อวัน - 95 ตันต่อวัน
2.3 ก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas) - หน่วยเสริมการผลิต	422 ตันต่อวัน	- บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)	- 2,000 ตันต่อวัน
3. ระบบน้ำใช้ 3.1 น้ำใช้ในอาคารสำนักงาน 3.2 น้ำใช้ในกระบวนการผลิต	28.84 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน 5,800 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน	- ระบบน้ำประปาของนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด - น้ำดิบจากนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	- 480 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน - 9,600 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน
4. ระบบน้ำหล่อเย็น	3,720 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน	- ผลิตเองจาก Raw Water Treatment Unit (U3120)	- 5,112 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน
5. ระบบผลิตไอน้ำ 5.1 ไอน้ำความดันสูง (High Pressure Steam)	211.35 ตันต่อชั่วโมง	- ผลิตเองจาก • Heat Recovery Steam Generator (HRSG) จำนวน 3 หน่วย • HMU และ Platformer	- 300 ตันต่อชั่วโมง - 120 ตันต่อชั่วโมง
5.2 ไอน้ำความดันปานกลาง (Medium Pressure Steam)	22.15 ตันต่อชั่วโมง	• หน่วย SRU • ระบบไอน้ำความดันสูง (High Pressure Steam System)	- 30.25 ตันต่อชั่วโมง

ตารางที่ 2.5-1 ประเภทและปริมาณการใช้ระบบสาธารณูปโภค (ต่อ)

ระบบสาธารณูปโภค	ปริมาณการใช้	แหล่งที่มา	ปริมาณที่ส่งให้/ ผลิตได้เองสูงสุด
6. ก๊าซไนโตรเจน	6,587 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง	- รับจาก BIG	- 15,026 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง
7. ก๊าซไฮโดรเจน	233 ตันต่อวัน	- ผลิตเองจาก <ul style="list-style-type: none"> • หน่วย HMU • หน่วย PSAP - รับจาก PTTGC3 และ PTTGC5	- 124 ตันต่อวัน - 98 ตันต่อวัน - 51 ตันต่อวัน
8. ระบบหอเผา (Flare) ปริมาณก๊าซที่ส่งไปที่หอเผา			
8.1 HC Flare 2 หอ (A-5802/A-5803)	498,384 กิโลกรัมต่อชั่วโมง	- ก๊าซจากหน่วย CDU, หน่วย NHT, หน่วย Platformer, หน่วย LPG Recovery & Treater	ความสามารถของหอเผา - 498,384 กิโลกรัมต่อชั่วโมง
8.2 H ₂ S Flare (A-5804)	228,078 กิโลกรัมต่อชั่วโมง	- ก๊าซจากหน่วย ADIP, หน่วย SRU, หน่วย SCOT, หน่วย SWS, หน่วย DHDS	- 228,078 กิโลกรัมต่อชั่วโมง
8.3 Ground Flare ที่ ETP 2 หอ (F-5531/F-5581)	6,500 กิโลกรัมต่อชั่วโมง	- ก๊าซจากถังเก็บกักและระบบบำบัดน้ำเสีย	- 7,500 กิโลกรัมต่อชั่วโมง
8.4 Vapor Combustion Unit (หอเผาชนิด Enclosed Combustion Ground Flare) 2 หน่วย - VCU-1 - VCU-2	2,845 กิโลกรัมต่อชั่วโมง 100 กิโลกรัมต่อชั่วโมง	- ไอไฮโดรคาร์บอนจากถังเก็บกัก - ไอระเหยจากการขนถ่ายสินค้าลงเรือบรรทุกน้ำมัน ที่บริเวณท่าเทียบเรือ ของ โรงกลั่นน้ำมัน - ไอไฮโดรคาร์บอนจากถังเก็บกัก Wastewater (ถัง T-5412)	- 3,500 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง - 12,654 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง

หมายเหตุ : PTTGC3 คือ บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) สาขาที่ 3 โรงโเลฟินส์ 2
PTTGC5 คือ บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) สาขาที่ 5 โรงอะโรเมติกส์ 2
BIG คือ บริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด

ที่มา : บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน), พ.ศ.2566

2.6 สารมลพิษและการจัดการ

2.6.1 มลพิษทางอากาศ

โครงการโรงกลั่นน้ำมันมีแหล่งระบายมลพิษทางอากาศที่เกิดขึ้น แบ่งออกเป็น 2 แหล่งหลัก ได้แก่ แหล่งกำเนิดที่มีกระบวนการเผาไหม้ และแหล่งกำเนิดสารอินทรีย์ระเหยง่าย (VOCs) มีรายละเอียดดังนี้

2.6.1.1 แหล่งกำเนิดที่มีกระบวนการเผาไหม้

ปัจจุบันโครงการโรงกลั่นน้ำมันมีปล่องระบายมลพิษทางอากาศ จากแหล่งกำเนิดที่มีกระบวนการเผาไหม้ จำนวน 9 ปล่อง ได้แก่

(1) Main Stack เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้ของเตาให้ความร้อนสำหรับหน่วยผลิตต่างๆ ในกระบวนการผลิต ได้แก่ หน่วย CDU, หน่วย HDS/HDF, หน่วย HVU, หน่วย SRU, หน่วย VBU, หน่วย HCU/HCF, หน่วย NHT/NHF, หน่วย PLF

(2) HCU Stack เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้ของเตาให้ความร้อนที่หน่วย HCU

(3) HMU Stack เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้ของเตาให้ความร้อนที่หน่วย HMU

(4) Gas Turbine 1 Stack เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้เชื้อเพลิง ของ Gas Turbine 1 (หน่วยผลิตไฟฟ้า)

(5) Gas Turbine 2 Stack เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้เชื้อเพลิง ของ Gas Turbine 2 (หน่วยผลิตไฟฟ้า)

(6) Gas Turbine 3 Stack เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้เชื้อเพลิง ของ Gas Turbine 3 (หน่วยผลิตไฟฟ้า)

(7) ETP Incinerator Stack เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้กากตะกอนจากระบบบำบัดน้ำเสียของ Incinerator

(8) CRS Stack เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้ของเตาให้ความร้อนที่หน่วย CRS

(9) DHDS Stack เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้ของเตาให้ความร้อนที่หน่วย DHDS

2.6.1.2 แหล่งกำเนิดสารอินทรีย์ระเหยง่าย (VOCs)

โครงการโรงกลั่นน้ำมันได้ตรวจสอบบัญชีรายชื่อสารอินทรีย์ระเหยง่าย (VOCs) ในบรรยากาศโดยทั่วไป (9 ชนิด) ที่กำหนดค่ามาตรฐาน 1 ปี ตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ ฉบับที่ 30 (พ.ศ.2550) และสารอินทรีย์ระเหยง่ายที่ต้องเฝ้าระวัง (19 ชนิด) ตามบัญชีรายชื่อสารอินทรีย์ระเหยง่ายในบรรยากาศโดยทั่วไป ที่กำหนดค่าเฝ้าระวัง 24 ชั่วโมง ตามประกาศกรมควบคุมมลพิษ (พ.ศ.2552) พบว่า โครงการโรงกลั่นน้ำมันมีการระบายสารอินทรีย์ระเหยง่ายตามประกาศดังกล่าวข้างต้น ได้แก่ สารเบนซีน (Benzene)

จากการสำรวจและตรวจวัดปริมาณสารอินทรีย์ระเหยง่ายของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน เพื่อจัดทำเป็นฐานข้อมูลการระบายสารอินทรีย์ระเหยง่ายของโรงกลั่นน้ำมัน (VOCs Inventory) และประเมินการระบายสารอินทรีย์ระเหยง่ายจากแหล่งกำเนิด ตามคู่มือการประเมินการระบายสารอินทรีย์ระเหยง่ายจากแหล่งกำเนิดของโรงงานอุตสาหกรรม ของกรมโรงงานอุตสาหกรรม จำนวน 6 แหล่ง คือ แหล่งกำเนิดชนิดฟุ้งกระจาย (Fugitive Emission) การเผาไหม้ (Combustion) ระบบหอเผา (Flare) ถังเก็บกัก (Storage Tank) ระบบบำบัดน้ำเสีย (Wastewater Treatment) และระบบการขนถ่าย (Loading) เป็นต้น

2.6.2 มลพิษทางน้ำ

2.6.2.1 แหล่งกำเนิดและปริมาณน้ำเสีย

น้ำเสียที่เกิดขึ้น สามารถแบ่งเป็น 8 แหล่ง โดยรายละเอียดของแหล่งกำเนิดและปริมาณน้ำเสียที่เกิดขึ้นที่โครงการโรงกลั่นน้ำมัน มีดังนี้

(1) น้ำเสียจากการใช้น้ำในอาคารสำนักงานประมาณ 150 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ส่งไปบำบัดที่ระบบบำบัดน้ำเสียทางชีวภาพ (Biological Treatment) เพื่อบำบัดน้ำเสียจนมีคุณภาพได้ตามมาตรฐานน้ำทิ้ง

(2) น้ำเสียที่เกิดจากกระบวนการผลิตประมาณ 2,500 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ส่งไปยังหน่วยกำจัดสารปนเปื้อนระเหยได้ หน่วยกำจัดเกลือ ระบบแยกน้ำมัน (CPI) ระบบ Neutralization Basin ระบบ H_2S Oxidation ระบบสร้างและตกตะกอน ระบบกำจัดปรอทและสารหนู ก่อนส่งเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียทางชีวภาพ (Biological Treatment) เพื่อบำบัดน้ำเสียจนมีคุณภาพได้ตามมาตรฐานน้ำทิ้ง

(3) น้ำเสียจากกันถังน้ำมันดิบ และน้ำเสียที่มีการปนเปื้อนน้ำมันอย่างต่อเนื่อง (Continuously Oil Contaminated ; COC) ประมาณ 1,000 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน รวบรวมน้ำเสียไว้ในถังเก็บ Ballast Water ก่อนส่งไปยังระบบแยกน้ำมัน (CPI) ระบบ Neutralization Basin ระบบ H₂S Oxidation ระบบสร้างและตกตะกอน ระบบกำจัดปรอทและสารหนู ก่อนส่งเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียทางชีวภาพ (Biological Treatment) เพื่อบำบัดน้ำเสียจนมีคุณภาพได้ตามมาตรฐานน้ำทิ้ง

(4) น้ำเสียจากการกำจัดตะกอนประมาณ 50 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ส่งไปยังระบบแยกน้ำมัน (CPI) ระบบ Neutralization Basin ระบบ H₂S Oxidation ระบบสร้างและตกตะกอน ระบบกำจัดปรอทและสารหนู ก่อนส่งเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียทางชีวภาพ (Biological Treatment) เพื่อบำบัดน้ำเสียจนมีคุณภาพได้ตามมาตรฐานน้ำทิ้ง

(5) น้ำทิ้งที่มีคุณภาพได้ตามมาตรฐานน้ำทิ้ง จะระบายไปยังบ่อควบคุมการระบายน้ำทิ้ง (Observation Basin) และระบายออกสู่ภายนอก ซึ่งปัจจุบันระบายออกทางด้านทิศใต้ของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน โดยแหล่งรองรับน้ำเป็นทะเล ทั้งนี้ เมื่อโครงการโรงกลั่นน้ำมันมีการปรับปรุงรางระบายน้ำทิ้งแล้วเสร็จ จะมีการระบายน้ำลงทะเลที่บริเวณท่าเทียบเรือที่ 4 แทน

(6) น้ำเสียที่เกิดจากน้ำ Blowdown จากระบบหล่อเย็น (Cooling Tower) และระบบผลิตไอน้ำ (Boiler) ประมาณ 1,800 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ระบายสู่ระบบควบคุมการระบายน้ำทิ้ง (Last Line of Defend Basin : LLOD) และทำการตรวจสอบคุณภาพน้ำก่อนเปิดวาล์ว เพื่อระบายน้ำออกสู่แหล่งรองรับภายนอกซึ่งเป็นทะเลทุกวัน ทั้งนี้ หากพบว่าคุณภาพน้ำไม่เป็นไปตามค่ามาตรฐานน้ำทิ้งกำหนด จะส่งน้ำไปบำบัดใหม่ที่ระบบบำบัดน้ำเสียให้ได้ตามค่ามาตรฐานที่กำหนด ก่อนระบายออกสู่ภายนอกต่อไป

(7) น้ำเสียปนเปื้อนน้ำมันจากเรือ เกิดขึ้นเป็นครั้งคราวไม่ต่อเนื่อง ประมาณ 1,100 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน หากมีน้ำเสียเกิดขึ้นจะถูกส่งไปยังถังเก็บ Ballast Water โดยจะมีการตรวจสอบคุณภาพน้ำดังกล่าว ก่อนส่งเข้าระบบ Corrugated Plate Interceptor (CPI) และระบบบำบัดน้ำเสียอื่นๆ ของระบบบำบัดน้ำเสียของโรงกลั่นน้ำมัน เพื่อบำบัดน้ำเสียจนมีคุณภาพได้ตามมาตรฐานน้ำทิ้ง จากนั้นระบายไปยังบ่อควบคุมการระบายน้ำทิ้ง (Observation Basin) และระบายออกสู่ภายนอก ซึ่งปัจจุบันระบายออกทางด้านทิศใต้ของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน โดยแหล่งรองรับน้ำเป็นทะเล ทั้งนี้ เมื่อโรงกลั่นน้ำมันมีการปรับปรุงรางระบายน้ำทิ้งแล้วเสร็จ จะมีการระบายน้ำลงทะเลที่บริเวณท่าเทียบเรือที่ 4 แทน

(8) น้ำเสียจากกันถังคอนเดนเสทประมาณ 1,300 ลูกบาศก์เมตรต่อ 3 เดือน ซึ่งจะเกิดขึ้นจากการเก็บกักในช่วงเวลา 3 เดือน รวบรวมไว้ในถังเก็บที่มีอยู่เดิม จำนวน 2 ถัง คือ ถัง T-5411 และถัง T-5412 ก่อนส่งไปบำบัดที่ระบบบำบัดน้ำเสียของโครงการ โรงกลั่นน้ำมัน หรือทำการสูบน้ำส่งลงรถบรรทุก ก่อนส่งไปกำจัดด้วยวิธีทำเป็นเชื้อเพลิงผสมไปยังโรงงานปูนซีเมนต์ โดยหน่วยงานภายนอกที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการรับไปกำจัดต่อไป

(9) น้ำเสียจากรางระบายน้ำฝนที่มีโอกาสปนเปื้อน (Accidentally Oil Contaminate Run Off ; AOC) (เกิดขึ้นเป็นครั้งคราวไม่ต่อเนื่อง) ประมาณ 27,890 ลูกบาศก์เมตรต่อ 15 นาทีแรก จะระบายสู่ระบบควบคุมการระบายน้ำทิ้ง (Last Line of Defend Basin : LLOD) และทำการตรวจสอบคุณภาพน้ำก่อนเปิดวาล์วเพื่อระบายน้ำออกสู่แหล่งรองรับภายนอกซึ่งเป็นทะเลทุกวัน ทั้งนี้ หากพบว่าคุณภาพน้ำไม่เป็นไปตามค่ามาตรฐานน้ำทิ้ง จะส่งน้ำไปบำบัดใหม่ที่ระบบบำบัดน้ำเสียให้ได้ตามค่ามาตรฐานที่กำหนดก่อนระบายออกสู่ภายนอกต่อไป

2.6.2.2 ระบบบำบัดน้ำเสีย

ระบบบำบัดน้ำเสียของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน เริ่มจากระบบ Corrugated Plate Interceptor (CPI) ระบบ Neutralization Basin ระบบ H₂S Oxidation ระบบ Flocculation-Flotation Unit (FFU) ระบบกำจัดสารปรอทและสารหนู ระบบบำบัดน้ำเสียทางชีวภาพ 1 ระบบบำบัดน้ำเสียทางชีวภาพ 2 ตามลำดับ ส่วนหน่วย Sour Water Stripper (SWS) เป็นหน่วยกำจัดพวกสารปนเปื้อนที่ระเหยได้ (Volatile Impurity) ออกจาก Sour Water และหน่วย Desalter เป็นหน่วยกำจัดพวกเกลือที่ละลายน้ำได้ที่ปะปนมาในน้ำมันดิบ โดยน้ำเสียที่ออกจากหน่วย SWS และหน่วย Desalter จะถูกส่งเข้ากระบวนการบำบัดต่อไป ซึ่งโครงการโรงกลั่นน้ำมัน สามารถแบ่งกลุ่มน้ำเสียตามประเภทที่เข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียเพื่อปรับปรุงคุณภาพน้ำได้ดังนี้

(1) ระบบบำบัดน้ำเสียจากกระบวนการผลิต และจากอาคารสำนักงาน ประกอบด้วย

- 1) Sour Water Stripper (SWS)
- 2) Desalter
- 3) ระบบ Corrugated Plate Interceptor (CPI)
- 4) ระบบ Neutralization Basin

- 5) ระบบ H_2S Oxidation
- 6) ระบบ Flocculation-Flotation (FFU)
- 7) ระบบบำบัดสารหนู (As) และปรอท (Hg)
- 8) ระบบบำบัดน้ำเสียทางชีวภาพ 1 (Denitrification-Nitrification Biotreater : DNB)

- 9) ระบบบำบัดน้ำเสียทางชีวภาพ 2 (Nitrification Biotreater : NB)

(2) ระบบบำบัดน้ำฝนที่มีโอกาสปนเปื้อนน้ำมัน

1) น้ำเสียประเภท Accidentally Oil Contaminated Water (AOC) เป็นน้ำเสียที่มาจากบริเวณพื้นที่ส่วนการผลิตจากลานถังเก็บกักและท่าเทียบเรือ

2) น้ำเสียประเภท Continuously Oil Contaminated Water (COC) เป็นน้ำเสียที่ปนเปื้อนน้ำมันอย่างต่อเนื่องในกระบวนการผลิต ซึ่งเกิดจากน้ำเสียจากกันถังน้ำมันดิบ หรือกิจกรรมทำความสะอาดถังหรืออุปกรณ์ต่างๆ

(3) การบำบัดน้ำเสียจาก Ballast Tank น้ำเสียปนเปื้อนน้ำมันจากเรือ เกิดขึ้นเป็นครั้งคราวไม่ต่อเนื่อง มีปริมาณไม่เกิน 1,100 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน

- 1) น้ำเสียปนเปื้อนน้ำมันจากเรือหรือน้ำถ่วงเรือ (Segregated Ballast Water)
- 2) น้ำปนเปื้อนน้ำมันจากห้องเครื่องยนต์ของเรือ หรือน้ำท้องเรือ (Oil-Contaminated Bilge Water)

(4) การบำบัดน้ำ Blowdown ซึ่งมาจากระบบหอหล่อเย็น (Cooling Tower) และระบบผลิตไอน้ำ (Boiler) มีปริมาณรวมกันสูงสุดประมาณ 1,800 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน

ปัจจุบันน้ำเสียที่ผ่านการบำบัดจากระบบบำบัดน้ำเสียส่วนกลาง ของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน มีปริมาณเฉลี่ยประมาณ 2,240 ลูกบาศก์เมตร จะถูกส่งไปยังบ่อพักน้ำ (Observation Basin) มีความจุ 1,000 ลูกบาศก์เมตร ซึ่งสามารถรองรับน้ำทิ้งที่ผ่านการบำบัดได้ประมาณ 10 ชั่วโมง ก่อนปล่อยทิ้งลงสู่ทะเล ทั้งนี้ที่บริเวณทางเข้าของบ่อพักน้ำจะมีการติดตั้ง COD Online Analyzer ที่สามารถตรวจสอบคุณภาพน้ำได้อย่างต่อเนื่องก่อนปล่อยทิ้ง ข้อมูลนี้ได้เชื่อมต่อโดยตรงไปที่หน่วยงานการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย (กนอ.) หากพบว่า คุณภาพน้ำไม่เป็นไปตามเกณฑ์ควบคุม (Operational

Guideline) ของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน น้ำที่ดังกล่าวจะถูกส่งกลับเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียของโครงการโรงกลั่นน้ำมันเพื่อบำบัดใหม่อีกครั้งทันที เนื่องจากที่บ่อกักน้ำทิ้งจะมีท่อส่งน้ำกลับไปยังระบบบำบัดน้ำเสีย โดยน้ำทิ้งที่ไม่เป็นไปตามเกณฑ์ควบคุมจะถูกส่งเข้าระบบ Corrugated Plate Interceptor (CPI) และระบบบำบัดน้ำเสียอื่นๆ ของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน จนมีคุณภาพน้ำผ่านตามเกณฑ์ควบคุม จึงระบายน้ำทิ้งผ่านท่อไปยังจุดทิ้งน้ำลงสู่ทะเลที่เป็นแหล่งรองรับน้ำทิ้งได้ นอกจากนี้ โครงการโรงกลั่นน้ำมันยังได้กำหนดให้มีการตรวจวัดคุณภาพน้ำทิ้งแบบครั้งคราวจากหน่วยงานกลาง (Third Party) และพนักงาน ของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน ซึ่งโครงการโรงกลั่นน้ำมันได้กำหนดเกณฑ์ที่เข้มงวดกว่าค่ามาตรฐาน ตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง กำหนดมาตรฐานควบคุมการระบายน้ำทิ้งจากโรงงาน พ.ศ.2560

ทั้งนี้ ก่อนที่จะส่งน้ำเสียเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสีย โครงการโรงกลั่นน้ำมันจะมีการตรวจสอบคุณลักษณะของน้ำก่อนระบายเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสีย เพื่อหาสัดส่วนของปริมาณน้ำเข้าที่เหมาะสม เพื่อให้ระบบบำบัดน้ำเสียสามารถทำการบำบัดได้อย่างมีประสิทธิภาพ รวมทั้งได้มีการดำเนินการติดตามตรวจสอบคุณภาพน้ำทิ้งก่อนและภายหลังการบำบัดน้ำเสียอย่างต่อเนื่อง สำหรับขั้นตอนการบำบัดน้ำเสียและการตรวจวัดคุณภาพน้ำของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน โครงการโรงกลั่นน้ำมันได้ดำเนินการตรวจวัด ทั้งจากเจ้าหน้าที่โครงการโรงกลั่นน้ำมันเองและหน่วยงานกลาง ตามที่ได้กำหนดตามมาตรการฯ เดือนละ 1 ครั้ง ซึ่งได้กำหนดจุดตรวจวัดคุณภาพน้ำ จำนวน 5 จุด ได้แก่ บริเวณน้ำเสียก่อนผ่านเข้า Corrugated Plate Interceptor (CPI) (S1) น้ำเสียก่อนผ่านเข้า Neutralization Basin (S2) น้ำเสียหลังผ่านการบำบัดก่อนเข้า Observation Basin (S3) บ่อควบคุมการระบายน้ำทิ้งด้านทิศใต้ (Last Line of Defend Basin ; LLOD-S) (S4) และถังเก็บน้ำเสียปนเปื้อนน้ำมันจากเรือก่อนเข้าระบบ CPI (S5) ดังแสดงในรูปที่ 2.6-1

2.6.3 กากของเสียและการจัดการ

แหล่งที่มา ปริมาณ และการจัดการกากของเสีย รายละเอียดแสดงในตารางที่ 2.6-1

2.6.3.1 การจัดเก็บกากของเสีย

โครงการโรงกลั่นน้ำมันมีอาคารจัดเก็บกากของเสีย 1 อาคาร ได้แก่ อาคารจัดเก็บกากของเสียจากกระบวนการผลิต มีขนาดพื้นที่ 8,833.75 ตารางเมตร มีลักษณะเป็นอาคารที่มีหลังคาปิดคลุม บริเวณโดยรอบอาคารมีรางระบายน้ำและบ่อกักน้ำ (Sump) เพื่อรองรับน้ำที่อาจปนเปื้อนไม่ให้รั่วไหลออกนอกพื้นที่ โดยน้ำปนเปื้อนจะส่งไปบำบัดที่ระบบบำบัดน้ำเสียของโครงการโรงกลั่นน้ำมันต่อไป และโครงการโรงกลั่น

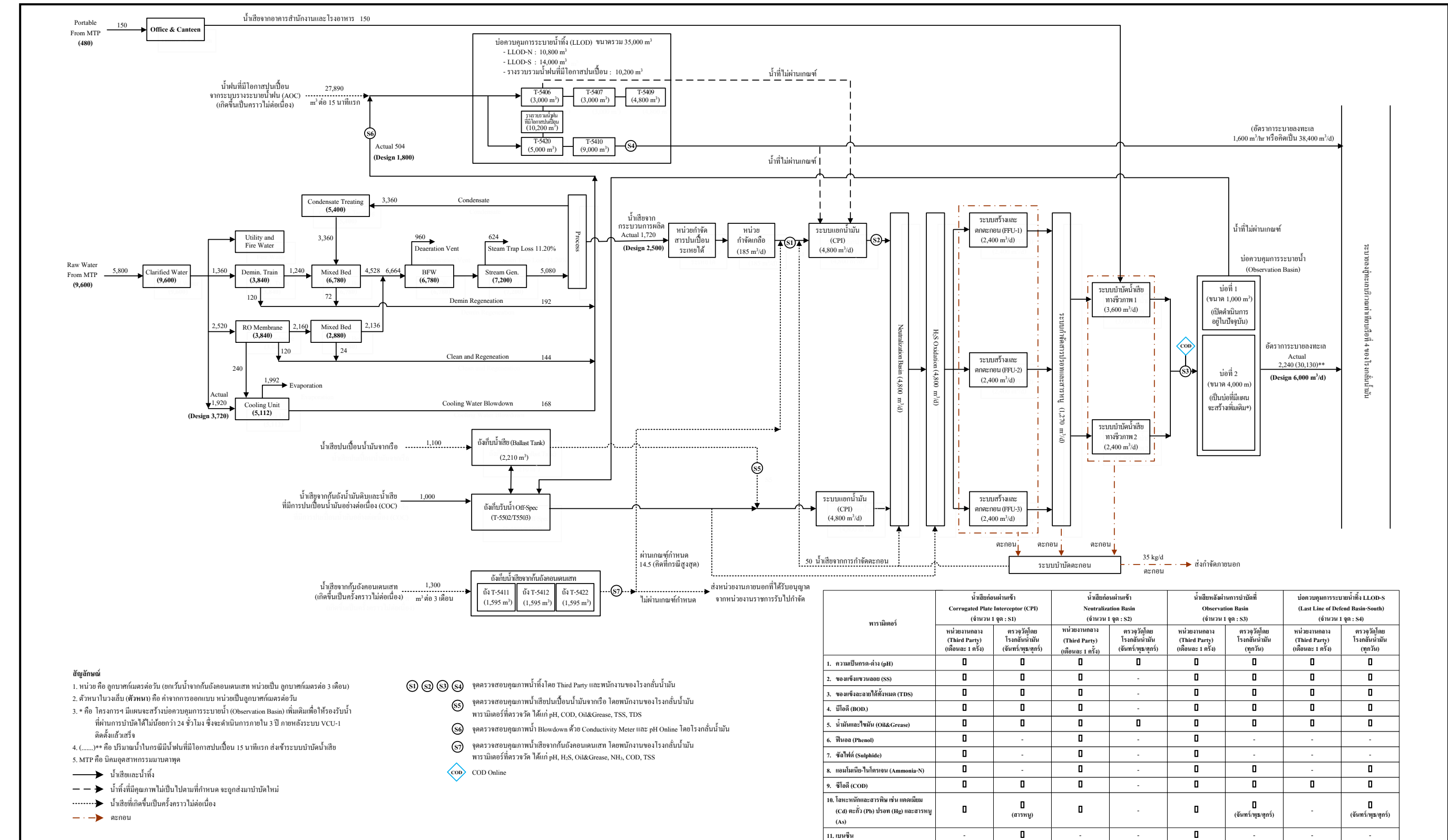
น้ำมันมีการตรวจสอบสภาพอาคารจัดเก็บกากของเสียจากกระบวนการผลิต สัปดาห์ละ 1 ครั้ง สำหรับภายในอาคาร มีการแบ่งพื้นที่การจัดเก็บ ออกเป็น 9 ส่วน ดังนี้

- (1) พื้นที่จัดเก็บกากของเสียที่ปนเปื้อนน้ำมัน
- (2) พื้นที่จัดเก็บกากของเสียประเภทสารไวไฟ
- (3) พื้นที่จัดเก็บกากของเสียประเภทกัดกร่อน
- (4) พื้นที่จัดเก็บกากของเสียประเภทสารออกซิไดเซอร์
- (5) พื้นที่จัดเก็บกากของเสียที่เป็นภาชนะปนเปื้อนสารเคมี
- (6) พื้นที่จัดเก็บกากของเสียประเภทที่เกิดปฏิกิริยาได้ง่าย
- (7) พื้นที่จัดเก็บเศษเหล็ก
- (8) พื้นที่จัดเก็บเศษไม้
- (9) พื้นที่สำหรับเครื่องมือบีบถัง

โดยโครงการโรงกลั่นน้ำมันจะนำส่งกากของเสียดังกล่าวไปยังผู้รับกำจัด ทั้งภายในและต่างประเทศที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการรับไปกำจัด ซึ่งสามารถรองรับกากของเสียที่เกิดขึ้นจากโครงการโรงกลั่นน้ำมันได้อย่างเพียงพอ

2.6.4 เสียง

จากการดำเนินการของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน พบว่า มีบริเวณที่อาจเกิดเสียงดัง ได้แก่ บริเวณ Air Compressor บริเวณ Air Blower บริเวณ Fan บริเวณ Steam Turbine และบริเวณ Generator ซึ่งมีอุปกรณ์ที่เป็นแหล่งกำเนิดเสียง เช่น ปั๊ม คอมเพรสเซอร์ เป็นต้น อย่างไรก็ตาม โครงการโรงกลั่นน้ำมันได้กำหนดมาตรการเพื่อเฝ้าระวังผลกระทบต่อชุมชนภายนอก ได้แก่ กำหนดให้ระดับเสียงที่บริเวณริมรั้วโครงการโรงกลั่นน้ำมันมีระดับเสียง ไม่เกิน 70 เดซิเบลเอ และกำหนดมาตรการเพื่อป้องกันผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อพนักงานที่ปฏิบัติงาน อย่างไรก็ตาม โครงการโรงกลั่นน้ำมันได้กำหนดค่าระดับเสียงของเครื่องจักรที่จะนำมาติดตั้ง ให้มีระดับเสียง ไม่เกิน 85 เดซิเบลเอ ที่ระยะ 1 เมตร จากเครื่องจักรนั้นๆ และจะยังคงปฏิบัติตามมาตรการเฝ้าระวัง และมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบด้านเสียงเช่นเดียวกับปัจจุบันอย่างเคร่งครัด



รูปที่ 2.6-1 แผนผังแสดงขั้นตอนการบำบัดน้ำเสีย

โครงการโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)



ตารางที่ 2.6-1 ชนิด แหล่งที่มา ปริมาณ และการจัดการกากของเสีย

โครงการโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

แหล่งที่มา	สถานะ	ปริมาณกากของเสีย	วิธีการรวบรวม/ลักษณะการจัดเก็บ/การบำบัด/กำจัด
1. กากของเสียจากอาคารสำนักงานและพนักงาน ได้แก่ เศษอาหาร เศษกระดาษ	ขยะเปียก/ขยะแห้ง	551 กิโลกรัมต่อวัน	- ขยะเปียก เช่น เศษอาหารจากโรงอาหาร เป็นต้น จะรวบรวมใส่ภาชนะปิด และนำไปจำหน่ายเป็นอาหารสัตว์ - ขยะแห้ง คัดแยกประเภท และจัดเก็บใส่ภาชนะปิดมิดชิด ขยะที่สามารถ รีไซเคิลจะถูกส่งให้ผู้รับกำจัดที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการ ส่วนขยะที่ไม่สามารถรีไซเคิลได้ จะถูกส่งให้เทศบาลเมืองมาบตาพุด
2. กากของเสียจากกระบวนการผลิต			
2.1 กากของเสียไม่อันตราย (Non-Hazardous Waste)	ไม่มี	ไม่มี	- ไม่มี
2.2 กากของเสียอันตราย (Hazardous Waste)			
(1) กากของเสียที่ปนเปื้อนน้ำมัน ได้แก่ เศษผ้า ปนเปื้อนน้ำมัน (Industrial Oily Debris)	ของแข็ง	1,500 กิโลกรัมต่อวัน	- รวบรวมในถังขยะเฉพาะสำหรับขยะปนเปื้อน และจัดเก็บไว้ในพื้นที่จัดเก็บ ของเสีย เพื่อส่งให้หน่วยงานรับกำจัดกากของเสียที่ได้รับอนุญาตจาก หน่วยงานราชการรับไปกำจัด
(2) กากของเสียจากสารเร่งปฏิกิริยาใช้แล้ว (Spent Catalyst)			
1) ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับกระบวนการ Hydrodesulphurization	ของแข็ง	96 ตันต่อครั้งต่อ 3-5 ปี	- รวบรวมใส่ภาชนะรองรับที่มีฝาปิดมิดชิด ตามประเภทความเป็นอันตราย ที่เหมาะสม และจัดเก็บไว้ในอาคารจัดเก็บกากของเสีย เพื่อส่งไปกำจัดยัง บริษัทผู้ผลิตทั้งในประเทศและต่างประเทศ หรือส่งให้หน่วยงานที่ได้รับ อนุญาตจากหน่วยงานราชการรับไปกำจัด
2) ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับกระบวนการ Naphtha Hydrotreating	ของแข็ง	53 ตันต่อครั้งต่อ 3-5 ปี	
3) ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับ Platformer	ของแข็ง	96.5 ตันต่อครั้งต่อ 3-5 ปี	
4) ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับกระบวนการ Hydrocracker Unit	ของแข็ง	327 ตันต่อครั้ง ต่อ 3-5 ปี	

ตารางที่ 2.6-1 ชนิด แหล่งที่มา ปริมาณ และการจัดการกากของเสีย (ต่อ)

แหล่งที่มา	สถานะ	ปริมาณกากของเสีย	วิธีการรวบรวม/ลักษณะการจัดเก็บ/การบำบัด/กำจัด
(2) กากของเสียจากสารเร่งปฏิกิริยาใช้แล้ว (Spent Catalyst) (ต่อ) 5) ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับหน่วยผลิตกำมะถัน (SRUs/SCOT) - Claus Reactor - SCOT Reactor	ของแข็ง	50 ตันต่อครั้ง ต่อ 3-5 ปี 18 ตันต่อครั้ง ต่อ 3-5 ปี	- รวบรวมใส่ภาชนะรองรับที่มีฝาปิดมิดชิด ตามประเภทความเป็นอันตรายที่เหมาะสม และจัดเก็บไว้ในอาคารจัดเก็บกากของเสีย เพื่อส่งไปกำจัดยังบริษัทผู้ผลิตทั้งในประเทศและต่างประเทศ หรือส่งให้หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการรับไปกำจัด
6) หน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันก๊าด (Kerosene Merox Unit (KMU))	ของแข็ง	194 ตันต่อครั้ง ต่อ 3-5 ปี	
7) หน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดีเซล (Deep Hydrodesulphurization (DHDS))	ของแข็ง	545 ตันต่อครั้ง ต่อ 3-5 ปี	
8) ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับหน่วยผลิตไฮโดรเจน (Hydrogen Manufacturing Unit (HMU))	ของแข็ง	545 ตันต่อครั้ง ต่อ 3-5 ปี	
2.2 สารดูดซับที่ใช้แล้วในกระบวนการผลิต (1) สารดูดซับปรอท (Spent Mercury Adsorbent) 1) ในก๊าซ 2) ใน NHT Feed 3) ใน Light Naphtha 4) ใน LPG	ของแข็ง ของแข็ง ของแข็ง ของแข็ง	0.45 ลูกบาศก์เมตรต่อปี 64 ลูกบาศก์เมตรต่อปี 3.2 ลูกบาศก์เมตรต่อปี 2.67 ลูกบาศก์เมตรต่อปี	- รวบรวมใส่ภาชนะรองรับที่มีฝาปิดมิดชิด ตามประเภทความเป็นอันตรายที่เหมาะสม และจัดเก็บไว้ในอาคารจัดเก็บกากของเสีย เพื่อส่งไปกำจัดยังบริษัทผู้ผลิตทั้งในประเทศและต่างประเทศ หรือส่งให้หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการรับไปกำจัด
(2) สารดูดซับไฮโดรคาร์บอน (Spent Hydrocarbon Adsorbent) 1) ใน PSAH 2) ใน PSAP	ของแข็ง ของแข็ง	327 ตันต่อครั้ง ต่อ 5-10 ปี 113 ตันต่อครั้ง ต่อ 5-10 ปี	
(3) สารดูดซับ COS ใน LPG (Spent Adsorbent)	ของแข็ง	15,130 กิโลกรัมต่อปี	

ตารางที่ 2.6-1 ชนิด แหล่งที่มา ปริมาณ และการจัดการกากของเสีย (ต่อ)

แหล่งที่มา	สถานะ	ปริมาณกากของเสีย	วิธีการรวบรวม/ลักษณะการจัดเก็บ/การบำบัด/กำจัด
2.3 สารดูดซับที่ใช้แล้วในกระบวนการผลิต (ต่อ)			- รวบรวมใส่ภาชนะรองรับที่มีฝาปิดมิดชิด ตามประเภทความเป็นอันตรายที่เหมาะสม และจัดเก็บไว้ในอาคารจัดเก็บกากของเสีย เพื่อส่งไปกำจัดยังบริษัทผู้ผลิตทั้งในประเทศและต่างประเทศ หรือส่งให้หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการรับไปกำจัด
(4) สารดูดซับคลอไรด์ (Spent Chloride Adsorbent)			
1) ใน Net Gas	ของแข็ง	31.5 ตันต่อปี	
2) ใน Reformate	ของแข็ง	25.4 ตันต่อปี	
3) ใน HMU	ของแข็ง	9.5 ตันต่อครั้ง ต่อ 5-10 ปี	
(5) สารดูดซับกำมะถันใน HMU	ของแข็ง	39.5 ตันต่อครั้ง ต่อ 5-10 ปี	
(6) Activated Carbon	ของแข็ง	8,000 กิโลกรัมต่อปี	- รวบรวมใส่ภาชนะรองรับที่มีฝาปิดมิดชิด ตามประเภทความเป็นอันตรายที่เหมาะสม และจัดเก็บไว้ในอาคารจัดเก็บกากของเสีย เพื่อส่งไปกำจัดยังบริษัทผู้ผลิตทั้งในประเทศและต่างประเทศ หรือส่งให้หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการรับไปกำจัด
(7) Activated Carbon ในระบบ VRU	ของแข็ง	24 ตันต่อ 10 ปี	
(8) Montmorillonite Clay	ของแข็ง	21.9 ลูกบาศก์เมตรต่อปี	
2.4 สารดูดซับที่ใช้แล้วในระบบสาหร่ายปลูก			
(1) Activated Alumina	ของแข็ง	6,600 ลิตรต่อ 3 ปี	
(2) Activated Carbon	ของแข็ง	18,000 ลิตรต่อ 5 ปี	
(3) Anthracite	ของแข็ง	38,090 ลิตรต่อ 5 ปี	
(4) Anion Exchange Resin	ของแข็ง		
1) Anion Exchange Resin สำหรับ Mixed Bed Exchanger	ของแข็ง	11,140 ลิตรต่อ 5 ปี	
2) Anion Exchange Resin สำหรับ Anion Exchanger	ของแข็ง	6,002 ลิตรต่อ 5 ปี	
(5) Cation Exchange Resin			
1) Cation Exchange Resin สำหรับ Cation Exchanger และ Mixed Bed Exchanger	ของแข็ง	17,855 ลิตรต่อ 5 ปี	

ตารางที่ 2.6-1 ชนิด แหล่งที่มา ปริมาณ และการจัดการกากของเสีย (ต่อ)

แหล่งที่มา	สถานะ	ปริมาณกากของเสีย	วิธีการรวบรวม/ลักษณะการจัดเก็บ/การบำบัด/กำจัด
(5) Cation Exchange Resin (ต่อ) 2) Cation Exchange Resin สำหรับ Mixed Bed Exchanger	ของแข็ง	7,815 ลิตรต่อ 5 ปี	- รวบรวมใส่ภาชนะรองรับที่มีฝาปิดมิดชิด ตามประเภทความเป็นอันตรายที่เหมาะสม และจัดเก็บไว้ในอาคารจัดเก็บกากของเสีย เพื่อส่งไปกำจัดยังบริษัทผู้ผลิตทั้งในประเทศและต่างประเทศ หรือส่งให้หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการรับไปกำจัด
(6) Sand and Gravel 1) Sand and Gravel สำหรับหน่วยบำบัดน้ำดิบ (Raw Water Treatment)	ของแข็ง	80,897 ลิตรต่อ 3 ปี	
2) Sand and Gravel สำหรับหน่วยผลิตน้ำป้อนหม้อต้มไอน้ำ	ของแข็ง	35,571 ลิตรต่อ 5 ปี	
(7) Low Silica Activated Carbon	ของแข็ง	35,571 ลิตรต่อ 5 ปี	

ที่มา : บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) พ.ศ.2566

2.7 การบริหารจัดการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย

2.7.1 นโยบายด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย

โครงการโรงกลั่นน้ำมันได้มีการจัดการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย โดยมีนโยบายและแนวทางดำเนินงานในการป้องกันสุขภาพและความปลอดภัยของพนักงาน ซึ่งอาจได้รับผลกระทบจากการทำงานทั้งทางตรงและทางอ้อม ควบคู่ไปกับการพิทักษ์สิ่งแวดล้อม โดยดำเนินการให้เป็นไปตามที่กฎหมายกำหนด รวมทั้งส่งเสริมให้พนักงานมีการปฏิบัติงานอย่างปลอดภัย โดยกำหนดให้ผู้บริหารทุกระดับและพนักงานทุกคน ปฏิบัติตามนโยบายด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัยในการทำงานโดยเคร่งครัด และเต็มความสามารถ ดังนี้

(1) ปฏิบัติตามกฎหมายและข้อกำหนดอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับระบบการจัดการอาชีวอนามัยและความปลอดภัยอย่างเคร่งครัด

(2) จัดให้มีมาตรการป้องกันและแก้ไขปัญหา ที่อาจส่งผลกระทบต่อสุขภาพอนามัยและความปลอดภัยของพนักงานและสาธารณชน อันเนื่องมาจากการดำเนินธุรกิจของบริษัทฯ เช่น น้ำทิ้ง กลิ่นรบกวน กากอุตสาหกรรม และการรั่วไหลของก๊าซและสารเคมี เป็นต้น โดยกำหนดวัตถุประสงค์และเป้าหมายในการดำเนินการอย่างชัดเจนและเป็นระบบ

(3) กำหนดให้ผลการปฏิบัติงานด้านสิ่งแวดล้อม สุขภาพอนามัย และความปลอดภัย เป็นหนึ่งในดัชนีบ่งชี้ประสิทธิภาพหลักของบริษัทฯ และการบริหารงานในด้านนี้เป็นหน้าที่สำคัญของสายงานบริหารในระดับต่างๆ

(4) บรรลุความเป็นเลิศด้านสิ่งแวดล้อม สุขภาพอนามัย และความปลอดภัย รวมถึงปฏิบัติตามกฎหมาย ระเบียบข้อบังคับ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับการประกอบกิจการของบริษัทฯ

(5) ให้ถือเป็นความรับผิดชอบโดยตรงของผู้บริหารและพนักงานทุกระดับ ในการรักษาและพัฒนากระบวนการจัดการอาชีวอนามัยและความปลอดภัยให้มีประสิทธิภาพอย่างต่อเนื่องและสม่ำเสมอ

(6) ใช้วิธีการป้องกันมลพิษที่ต้นเหตุ (Pollution Prevention) และการดำเนินการป้องกันเชิงรุก (Pro Active) เพื่อส่งเสริมความปลอดภัย ป้องกัน และลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและสุขภาพอนามัย

(7) ส่งเสริมให้พนักงานและผู้รับเหมาของบริษัทฯ มีความรู้ความเข้าใจ มีทัศนคติที่ดี และเข้าร่วมในโครงการด้านสิ่งแวดล้อม สุขภาพอนามัย และความปลอดภัย ผ่านทางการฝึกอบรมและการปรึกษาหารือ

(8) เสริมสร้างการสื่อสาร ความเข้าใจ และความร่วมมือภายในโรงกลั่นน้ำมัน และระหว่าง บริษัทฯ กับชุมชนใกล้เคียง องค์กรที่เกี่ยวข้อง และหน่วยงานของรัฐบาล ทางด้านสิ่งแวดล้อม สุขภาพ อนามัย และความปลอดภัย ทั้งนี้โดยครอบคลุมถึงวัตถุประสงค์และเป้าหมายที่กำหนดไว้

(9) จัดให้มีการทบทวน ตรวจสอบนโยบาย ระบบการจัดการ และโครงการด้านสิ่งแวดล้อม สุขภาพอนามัย และความปลอดภัย และดำเนินการปรับปรุงแก้ไข

(10) จัดให้มีการทบทวนนโยบายระบบการจัดการอาชีวอนามัยและความปลอดภัย ระบบการจัดการ โครงการด้านสิ่งแวดล้อม สุขภาพอนามัย และความปลอดภัย และตรวจประเมินความสอดคล้อง กับนโยบายทุกระยะตามความเหมาะสม

(11) พัฒนาการดำเนินงานด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัยอย่างต่อเนื่อง

(12) บริษัทฯ ให้การสนับสนุนด้านทรัพยากรอย่างเหมาะสม จัดให้มีการอบรมพนักงาน ทุกระดับ และสนับสนุนให้พนักงานมีส่วนร่วมในการแสดงความคิดเห็นในการจัดการอาชีวอนามัยและความปลอดภัย

2.7.2 อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล

โครงการโรงกลั่นน้ำมันได้จัดเตรียมอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลอย่างเหมาะสม และเพียงพอ สำหรับพนักงานทุกคน ทุกตำแหน่ง เพื่อความปลอดภัยในการทำงาน เช่น แวนตา นิรภัย ถุงมือ รองเท้านิรภัย หมวกนิรภัย ชุดกันสารเคมี หน้ากากป้องกันสารเคมี SCBA เป็นต้น และกำหนด ในกฎความปลอดภัยให้พนักงานสวมใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลทุกครั้ง เมื่อเข้าไปปฏิบัติงานสัมผัสกับสารเคมี

สำหรับพนักงานใหม่ทุกคนก่อนเริ่มการทำงาน จะต้องผ่านหลักสูตรการฝึกอบรม การเลือกใช้และบำรุงรักษาอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล ให้เหมาะสมต่อการใช้งานในแต่ละ กิจกรรม และกำหนดให้มีการฝึกอบรมซ้ำเป็นประจำ ทุก 2 ปี

2.7.3 ระบบป้องกันและระงับอัคคีภัย

ประเภทและจำนวนอุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัย และอุปกรณ์ด้านความปลอดภัย ดังแสดงในตารางที่ 2.7-1

ตารางที่ 2.7-1 ประเภทและจำนวนอุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัยและอุปกรณ์ด้านความปลอดภัย

โครงการโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

ประเภทของอุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัย	จำนวนระบบป้องกันและระงับอัคคีภัย (จุด)	NFPA Standard
บริเวณพื้นที่กระบวนการผลิต (Process Area)		
1. ระบบฉีดโฟมเข้าถัง (Sub Surface Foam (SSF) & Low Expansion Foam (LF) Injection Line)	10	NFPA 11
2. ระบบฉีดโฟมเข้าถัง (Semi Sub Surface Foam Injection Line)	1	NFPA 11
3. ระบบฉีดโฟมเข้าบนถัง (Foam Pourer)	3	NFPA 11
4. หัวจ่ายน้ำดับเพลิง (Fire Hydrant)	65	NFPA 25
5. Dry Raiser	25	NFPA 14
6. ตู้เก็บอุปกรณ์ดับเพลิง	30	NFPA 14,25
7. ตู้เก็บอุปกรณ์ดับเพลิง Dry Raiser	67	NFPA 14, 25
8. ตู้เก็บชุดดับเพลิง	3	N/A
9. หัวฉีดน้ำดับเพลิง	144	UL/FM
10. หัวฉีดโฟมแบบมือถือ (Foam Brance Pipe)	25	NFPA 11
11. Fixed Monitor สำหรับฉีดน้ำ 120 ลบ.ม./ชม.	56	UL/FM
12. Mobile Monitor สำหรับฉีดน้ำและโฟม 120 ลบ.ม./ชม	3	UL/FM
13. Ground Monitor สำหรับฉีดน้ำและโฟม	5	UL/FM
14. ระบบโฟมเคลื่อนที่ (Foam Cart)	17	NFPA 11
15. ถังดับเพลิงแบบ CO ₂ แบบเคลื่อนที่ ขนาด 6 กิโลกรัม	60	NFPA 10
16. ผ้าคลุมดับเพลิง (Fire Blanket)	43	N/A
17. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้งแบบเคลื่อนที่ ขนาด 9 กิโลกรัม	340	NFPA 10
18. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้งแบบเคลื่อนที่ ขนาด 63 กิโลกรัม	17	NFPA 10
19. ระบบฉีดฝอยน้ำหล่อเย็น (Water Spray System)	37	NFPA 15
20. อุปกรณ์ตรวจจับเพลิงไหม้ ชนิด Tube System	42	NFPA 72
21. อุปกรณ์ตรวจจับเพลิงไหม้ ชนิด VESDA System	7	NFPA 72
22. อุปกรณ์ตรวจจับเพลิงไหม้ 2 Flame and 2 Heat Detector (GT)	3	NFPA 72
23. อุปกรณ์ตรวจจับเพลิงไหม้ Fire Detector	3	NFPA 72
24. ระบบฉีดแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์	3	NFPA 12
25. ระบบฉีดแก๊ส Inergen	5	NFPA 2001
26. CCTV Zoom Cameras	22	N/A

ตารางที่ 2.7-1 ประเภทและจำนวนอุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัยและอุปกรณ์ด้านความปลอดภัย (ต่อ)

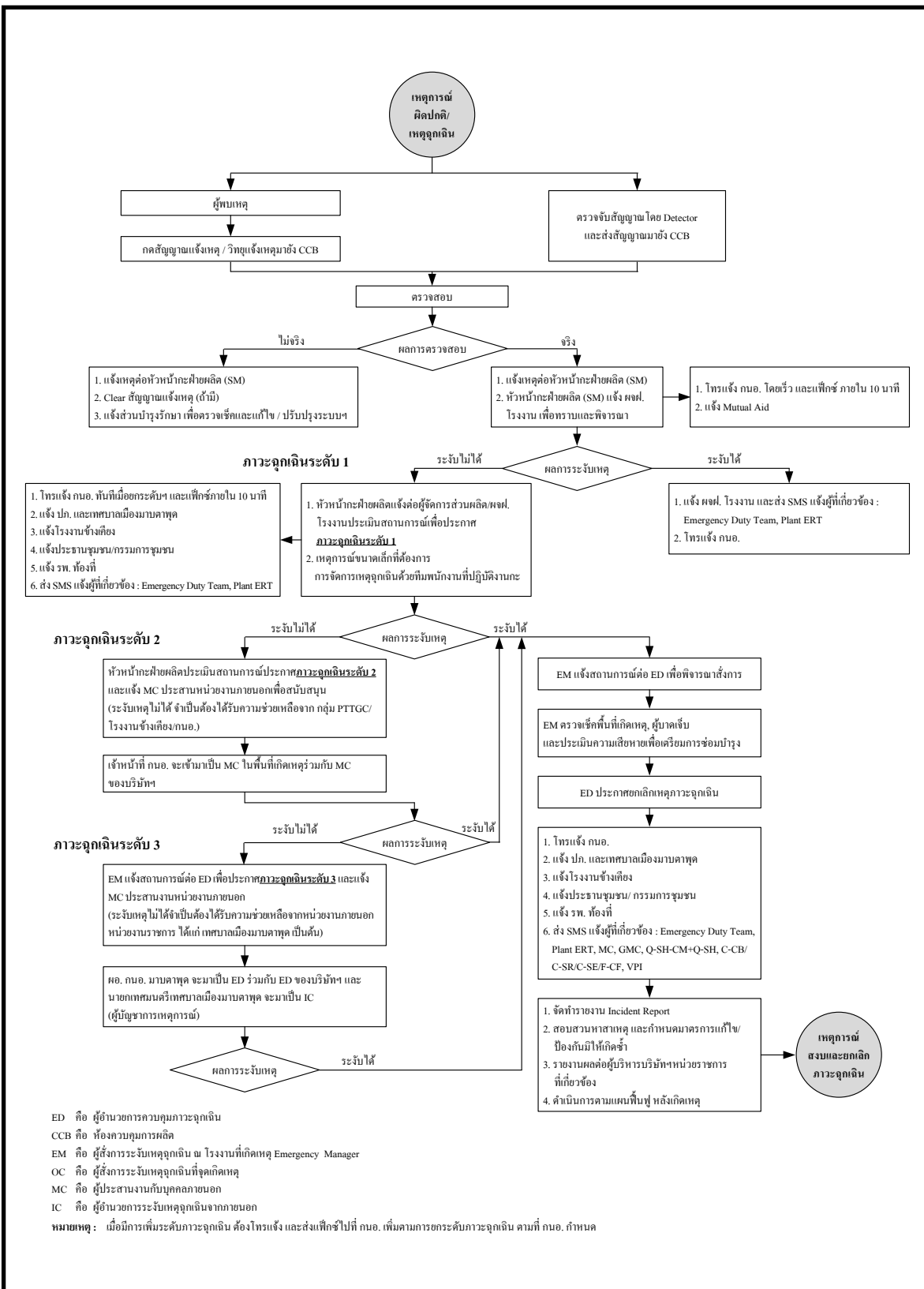
ประเภทของอุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัย	จำนวนระบบป้องกันและระงับอัคคีภัย (จุด)	NFPA Standard
บริเวณพื้นที่ลานเก็บผลิตภัณฑ์ (Tank Farm)		
1. ระบบฉีดโฟมเข้าถัง (Sub Surface Foam (SSF) & Low Expansion Foam (LF) Injection Line)	51	NFPA 11
2. ระบบฉีดโฟมเข้าถัง (Semi Sub Surface Foam Injection Line)	1	NFPA 11
3. หัวจ่ายน้ำดับเพลิง (Fire Hydrant)	130	NFPA 25
4. ตู้เก็บอุปกรณ์ดับเพลิง	44	NFPA 25
5. หัวฉีดน้ำดับเพลิง	44	UL/FM
6. หัวฉีดโฟมแบบมือถือ (Foam Brance Pipe)	4	NFPA 11
7. Fixed Monitor สำหรับฉีดน้ำ 120 ลบ.ม./ชม.	23	UL/FM
8. ระบบโฟมเคลื่อนที่ (Foam Cart)	18	NFPA 11
9. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้งแบบเคลื่อนที่ ขนาด 9 กิโลกรัม	108	NFPA 10
10. ระบบฉีดฝอยน้ำหล่อเย็น (Water Spray System)	62	NFPA 15
บริเวณระบบ Vapor Combustion Unit หน่วยที่ 1 (VCU-1)		
1. หัวจ่ายน้ำดับเพลิง (Fire Hydrant)	2	NFPA 25
2. Fixed Monitor สำหรับฉีดน้ำ 120 ลบ.ม./ชม.	2	UL/FM
3. Ground Monitor สำหรับฉีดน้ำและโฟม	1	NFPA 11
4. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้งแบบเคลื่อนที่ ขนาด 9 กิโลกรัม	4	NFPA 10
5. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้งแบบเคลื่อนที่ ขนาด 63 กิโลกรัม	1	NFPA 10
บริเวณระบบ Vapor Combustion Unit หน่วยที่ 2 (VCU-2)		
1. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้งแบบเคลื่อนที่ ขนาด 9 กิโลกรัม	2	NFPA 10
2. อุปกรณ์ตรวจจับเปลวไฟ ชนิด Open Path	1	NFPA 72
3. สัญญาณเตือนภัย	1	NFPA 72

ที่มา : บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน), พ.ศ.2566

2.7.4 แผนปฏิบัติการภาวะฉุกเฉิน

แผนควบคุมภาวะฉุกเฉินของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) จัดทำขึ้นเพื่อใช้เป็นแนวทางปฏิบัติในการเตรียมความพร้อม การป้องกัน และใช้เพื่อการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน มีการกำหนดบทบาทหน้าที่ของบุคลากรในการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน รวมถึงขั้นตอนการปฏิบัติเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉินที่อาจเกิดขึ้นภายในหน่วยผลิต ลานถังเก็บกัก และพื้นที่อื่นๆ ภายในโครงการโรงกลั่นน้ำมัน ให้สอดคล้องกับแผนปฏิบัติการในภาวะฉุกเฉิน ของการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย และกรมป้องกันและบรรเทาสาธารณภัย นอกจากนี้โครงการโรงกลั่นน้ำมันได้กำหนดให้มีการฝึกซ้อมตามแผนเป็นประจำ อย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง โดยระดับของภาวะฉุกเฉินภายในโครงการโรงกลั่นน้ำมัน แบ่งออกเป็น 3 ระดับ ดังแสดงในรูปที่ 2.7-1

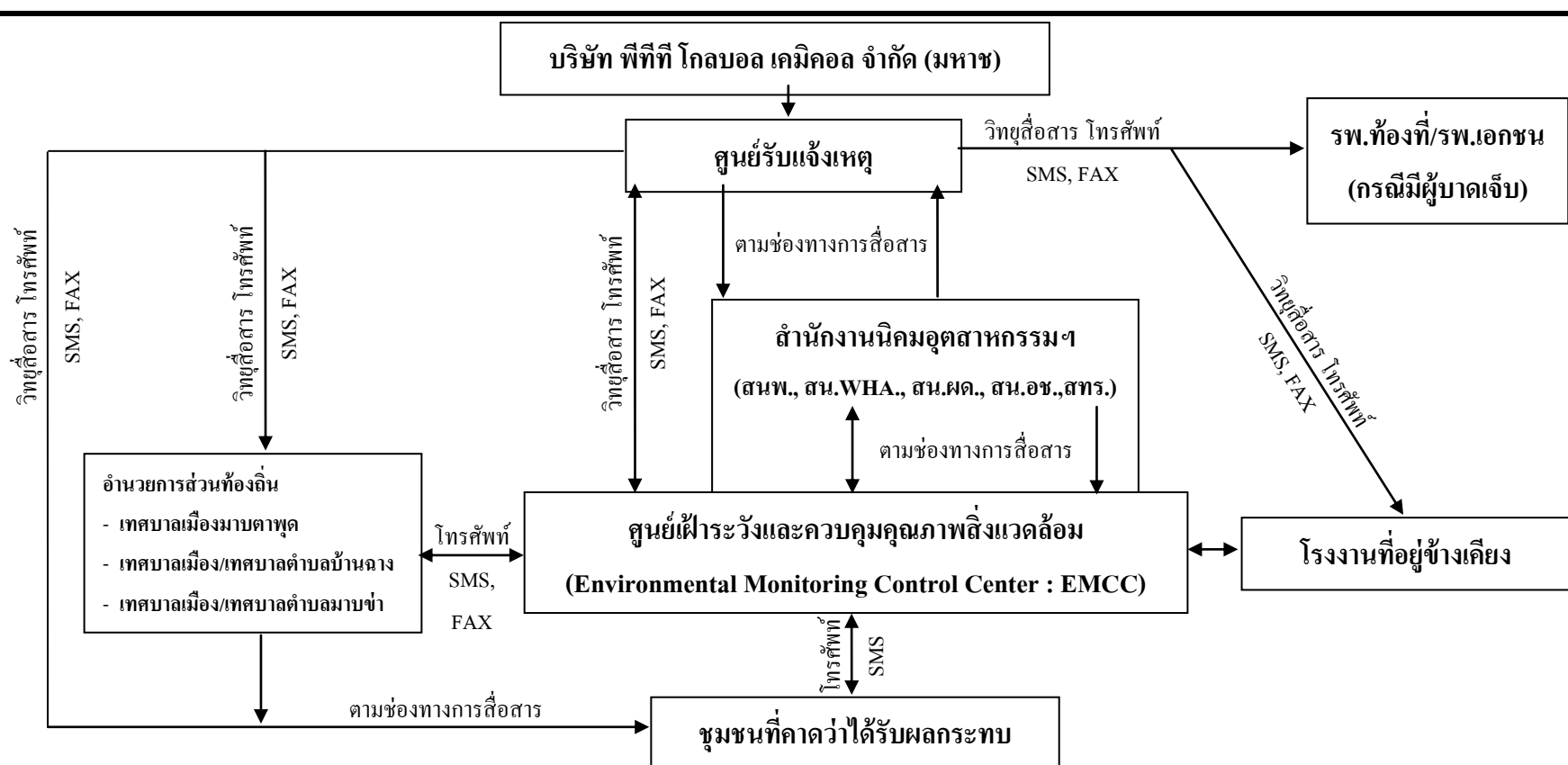
ในกรณีเกิดภาวะฉุกเฉิน โครงการโรงกลั่นน้ำมันจะปฏิบัติตามแผนควบคุมภาวะฉุกเฉินของบริษัทฯ และแผนควบคุมภาวะฉุกเฉินจังหวัดระยอง โดยมีช่องทางการติดต่อสื่อสารผ่านทางวิทยุสื่อสาร โทรศัพท์ ข้อความ (SMS) และการส่งโทรสาร (FAX) เพื่อติดต่อประสานงานและแจ้งเหตุให้กับหน่วยงานต่างๆ ได้รับทราบสถานการณ์ ได้แก่ โรงพยาบาลท้องที่ สำนักงานนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด ศูนย์เฝ้าระวังและควบคุมคุณภาพสิ่งแวดล้อมส่วนท้องถิ่น โรงงานข้างเคียง และชุมชนที่คาดว่าจะได้รับผลกระทบ เพื่อให้ตอบสนองต่อสถานการณ์ได้อย่างทันที่ ดังแสดงในรูปที่ 2.7-2



รูปที่ 2.7-1 แผนปฏิบัติการควบคุมเหตุผิดปกติ และภาวะฉุกเฉิน

โครงการโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด





สนพ. หมายถึง สำนักงานนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด สน.WHA หมายถึง สำนักงานนิคมอุตสาหกรรม WHA ตะวันออก (มาบตาพุด) สน.ผด. หมายถึง สำนักงานนิคมอุตสาหกรรมผาแดง
 สน.อช. หมายถึง สำนักงานนิคมอุตสาหกรรมเอเชีย สทร. หมายถึง สำนักงานท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุด

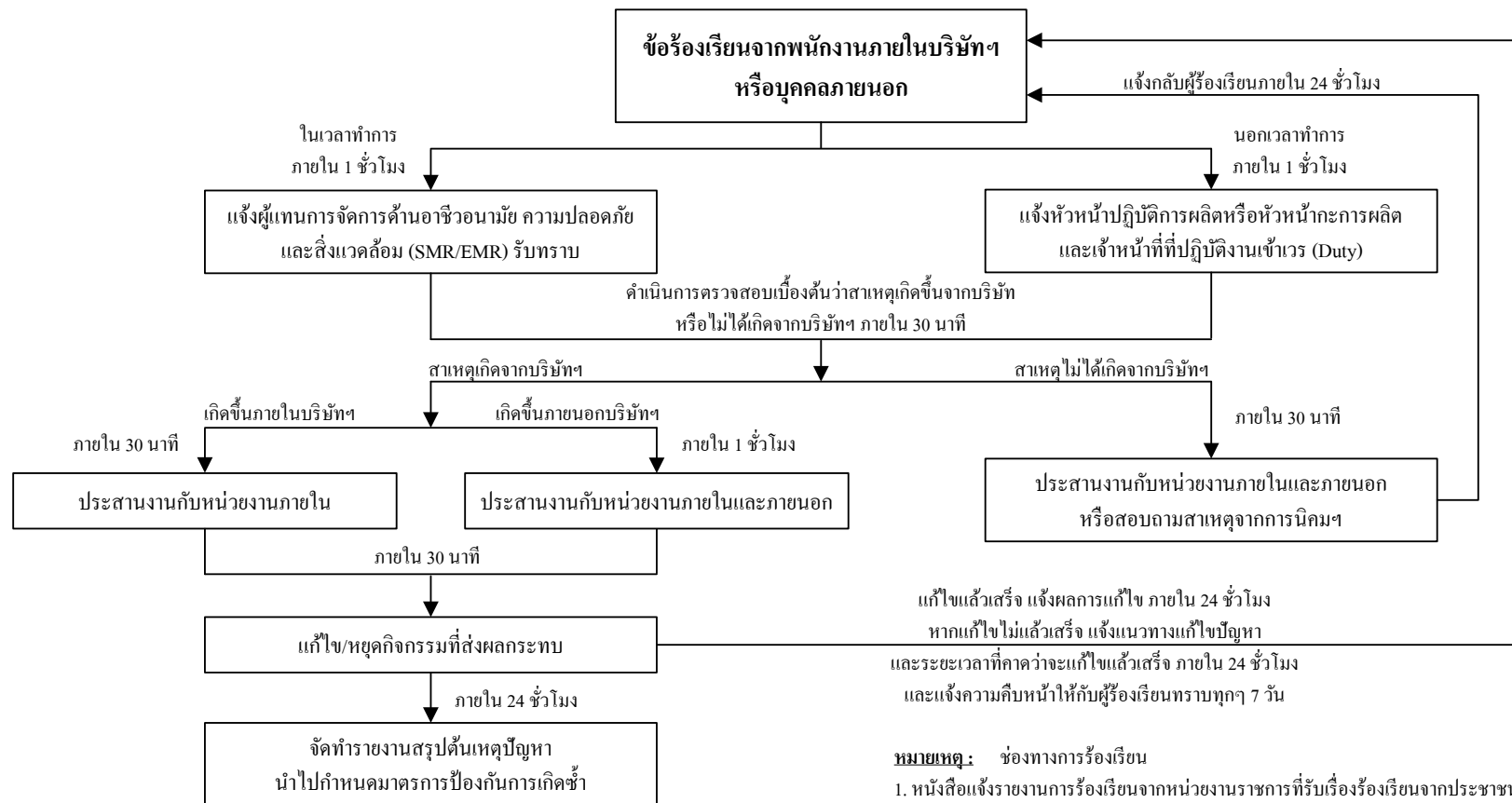
รูปที่ 2.7-2 แผนผังการติดต่อสื่อสารในภาวะฉุกเฉิน
 โครงการโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

2.7.5 แผนการรับเรื่องร้องเรียน

การรับเรื่องร้องเรียนของโครงการฯ ได้ปฏิบัติตามแผนการรับเรื่องร้องเรียนของบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) ซึ่งครอบคลุมการรับเรื่องร้องเรียนจากพนักงานภายในบริษัทฯ หรือบุคคลภายนอกเพื่อนำไปปฏิบัติเมื่อได้รับเหตุร้องเรียน โดยช่องทางการร้องเรียน ได้แก่ หนังสือแจ้งจากหน่วยงานราชการที่รับเรื่องร้องเรียนจากประชาชน การร้องเรียนมายังโครงการฯ โดยตรง เช่น ทางโทรศัพท์หรือเข้ามาร้องเรียนที่โครงการฯ (Walk in) เป็นต้น และการแจ้งผ่านผู้นำชุมชน หรือพนักงานที่รับฟังมา ดังแสดงในรูปที่ 2.7-3

ขั้นตอนการปฏิบัติเมื่อมีการร้องเรียนมายังบริษัทฯ ในเวลาทำการ จะมีการแจ้งไปยังผู้แทนการจัดการด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อม (SMR/EMR) รับทราบ แต่หากมีการร้องเรียนนอกเวลาทำการ จะต้องแจ้งหัวหน้าปฏิบัติการผลิตหรือหัวหน้ากะการผลิต และเจ้าหน้าที่ที่ปฏิบัติงานเข้าเวร (Duty) จากนั้นภายในเวลา 30 นาที บริษัทฯ จะดำเนินการตรวจสอบเบื้องต้นว่าสาเหตุเกิดจากการดำเนินการของบริษัทฯ หรือไม่ หากไม่ได้เกิดจากการดำเนินการของบริษัทฯ จะมีการประสานงานไปยังหน่วยงานภายในและภายนอกของบริษัทฯ หรือสอบถามสาเหตุจากการนิคมฯ และแจ้งกลับไปยังผู้ร้องเรียนให้ทราบ ภายใน 24 ชั่วโมง แต่หากพบว่าสาเหตุเกิดจากการดำเนินการของบริษัทฯ และมีสาเหตุที่เกิดขึ้นภายในจะต้องมีการประสานกับหน่วยงานภายใน ในเวลา 30 นาที หากมีสาเหตุเกิดขึ้นภายนอก บริษัทฯ จะต้องมีการประสานงานกับหน่วยงานทั้งภายในและภายนอก ในเวลา 1 ชั่วโมง หลังจากการประสานงานแล้ว บริษัทฯ จะต้องดำเนินการแก้ไขหรือหยุดกิจกรรมที่ส่งผลกระทบภายใน 30 นาที

เมื่อการดำเนินการแก้ไขแล้วเสร็จ บริษัทฯ ต้องแจ้งกลับไปยังผู้ร้องเรียนให้ทราบภายใน 24 ชั่วโมง แต่หากแก้ไขไม่แล้วเสร็จ บริษัทฯ ต้องแจ้งแนวทางการแก้ไขและระยะเวลาที่คาดว่าจะแก้ไขแล้วเสร็จยังผู้ร้องเรียนภายใน 24 ชั่วโมง และแจ้งความคืบหน้าทุก 7 วัน นอกจากนี้ หลังจากแก้ไขแล้ว ภายใน 24 ชั่วโมง บริษัทฯ ต้องมีการจัดทำรายงานสรุปต้นเหตุของการร้องเรียน เพื่อนำมากำหนดมาตรการป้องกันการเกิดซ้ำ



หมายเหตุ: ช่องทางการร้องเรียน

1. หนังสือแจ้งรายงานการร้องเรียนจากหน่วยงานราชการที่รับเรื่องร้องเรียนจากประชาชน
2. ทางวาจาและทางโทรศัพท์ (038-973333) หรือการ Walk in จากผู้ร้องเรียน
3. การแจ้งผ่านผู้นำชุมชนหรือพนักงานที่รับฟังมา

รูปที่ 2.7-3 แผนผังการรับเรื่องร้องเรียน

โครงการโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)



2.7.6 การจัดการพื้นที่สีเขียว

ปัจจุบันโครงการโรงกลั่นน้ำมันได้จัดให้มีพื้นที่สีเขียว ประมาณ 43 ไร่ หรือประมาณร้อยละ 5.47 ของพื้นที่โครงการโรงกลั่นน้ำมันทั้งหมด โดยทำการปลูกไม้ยืนต้น เช่น ต้นอโศก ต้นทุกระจง ต้นหมากเหลือง ต้นนนทรี เป็นต้น และจัดให้มีสวนหย่อม สวนไม้ประดับ และไม้พุ่ม โดยโครงการพิจารณาคัดเลือกพันธุ์ไม้ที่เหมาะสมในพื้นที่ใกล้แหล่งมลพิษทางอากาศ สามารถดูดซับมลพิษมาปลูกในพื้นที่สีเขียวของโครงการ และจัดให้มีแผนในการบำรุงรักษาด้านไม้ในบริเวณพื้นที่สีเขียวภายในพื้นที่โรงกลั่นน้ำมัน โดยหากต้นไม้เกิดความเสียหายหรือตายจะมีการปลูกทดแทนต้นเดิม ดังแสดงในรูปที่ 2.1-2

2.8 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ

กับรายละเอียดที่เสนอไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม

รายละเอียดที่เสนอไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม กับการเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) ดังแสดงในตารางที่ 2.8-1

**ตารางที่ 2.8.1 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ
กับรายละเอียดที่เสนอไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม
โครงการโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)**

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการ ที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่าง จากรายงาน EIA ⁽¹⁾
1. ที่ตั้งโครงการ	- นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมือง ระยอง จังหวัดระยอง	- ไม่เปลี่ยนแปลง
2. ขนาดพื้นที่โครงการ	- 785 ไร่ 2 งาน 67.86 ตารางวา	- ไม่เปลี่ยนแปลง
3. การจัดผังพื้นที่	- พื้นที่ส่วนการผลิตประมาณ 102.14 ไร่ หรือคิดเป็น ร้อยละ 13.00 ของพื้นที่โรงกลั่นน้ำมันทั้งหมด	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	- พื้นที่อาคารสำนักงานและลานจอดรถ ประมาณ 8.93 ไร่ หรือ คิดเป็น ร้อยละ 1.14 ของพื้นที่โรงกลั่นน้ำมันทั้งหมด	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	- พื้นที่ถึงเก็บกักวัตถุดิบและผลิตภัณฑ์ ประมาณ 222.34 ไร่ หรือคิดเป็น ร้อยละ 28.30 ของพื้นที่โรงกลั่นน้ำมันทั้งหมด	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	- พื้นที่ระบบสาธารณูปโภค ประมาณ 67.96 ไร่ หรือคิดเป็น ร้อยละ 78.65 ของพื้นที่โรงกลั่นน้ำมันทั้งหมด	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	- พื้นที่ว่างสำหรับโครงการในอนาคต ประมาณ 56.85 ไร่ หรือ คิดเป็น ร้อยละ 7.24 ของพื้นที่โรงกลั่นน้ำมันทั้งหมด	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	- พื้นที่อันปราศจากหลังคาหรือสิ่งก่อสร้างปกคลุม (พื้นที่ถนน) ประมาณ 284.45 ไร่ หรือคิดเป็น ร้อยละ 36.20 ของพื้นที่ โรงกลั่นน้ำมันทั้งหมด	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	- พื้นที่สีเขียวประมาณ 43 ไร่ หรือคิดเป็น ร้อยละ 5.47 ของ พื้นที่โรงกลั่นน้ำมันทั้งหมด	- ไม่เปลี่ยนแปลง
4. วัตถุดิบและ ผลิตภัณฑ์	- วัตถุดิบหลัก มีดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> • น้ำมันดิบ (Crude Oil) • คอนเดนเสทเรซิดิว (Condensate Residue ; CR) 	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	- วัตถุดิบชีวภาพที่ผ่านการปรับสภาพแล้ว <ul style="list-style-type: none"> • ตัวเร่งปฏิกิริยา มีดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> • ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับกระบวนการHydrosulphurization • ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับกระบวนการ Naphtha Hydrotreating • ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับ Platformer • ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับกระบวนการ Hydrocracking • ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับหน่วยผลิตกำมะถัน (SRUs/SCOT) : Claus Reactor : SCOT Reactor • ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับหน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันก๊าด (Kerosene Merox Unit (KMU)) 	- ไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.8.1 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ (ต่อ)

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾
4. วัตถุดิบและผลิตภัณฑ์ (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> • ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับหน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดีเซล (Deep Hydrodesulphurization (DHDS)) • ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับหน่วยผลิตไฮโดรเจน (Hydrogen Manufacturing Unit (HMU)) 	
	<ul style="list-style-type: none"> - สารเคมีที่ใช้ในกระบวนการผลิต • Demulsifier สำหรับหน่วยกลั่นน้ำมันดิบและหน่วยกลั่น Condensate Residue • Demulsifier สำหรับหน่วย Crude Distillation Recontacting • Reverse Demulsifier • Asphaltene Stabilizer • สารต้านการก่อตะกอนอุดตัน • สารเคมีป้องกันการเกิดปฏิกิริยาออกซิเดชันในน้ำมันอากาศยาน (IONOL75) • Antifoam • DIISOPROPANOLAMINE 85% (DIPA) • Olefin Sulfide (SULFRZOL®54) • ISOFORM* Isomerization Grade Perchloroethylene NAFTA • B-100 • เอทานอล • Heavy Residue • Cracker Bottom 	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	<ul style="list-style-type: none"> - สารเคมีที่ใช้ในระบบสาธารณูปโภค • สารช่วยปรับ pH ในระบบไอน้ำ • สารเคมีในหม้อน้ำเพื่อทำความสะอาด • สารป้องกันการกัดกร่อนที่ระบบน้ำหล่อเย็น • สารยับยั้งการกัดกร่อนในระบบน้ำหล่อเย็นแบบปิด • สารกำจัดออกซิเจน • สารกำจัดหรือยับยั้งการเจริญเติบโตของแบคทีเรียที่ระบบน้ำหล่อเย็น • สารยับยั้งการกัดกร่อนและการเกิดตะกอนในระบบน้ำหล่อเย็น • สารช่วยเพิ่มขนาดตะกอนในระบบบำบัดน้ำดิบ • Alum (8%) 	- ไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.8.1 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ (ต่อ)

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾
4. วัตถุดิบและผลิตภัณฑ์ (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> • NaOCl (10%) • HCl (35%) • NaOH (50%) • สารช่วยลดปริมาณคลอรีน • สารช่วยตกตะกอน • สารป้องกันการเกิดตะกรันและการอุดตันบนเยื่อกรอง • สารช่วยยับยั้งการจับตัวเป็นก้อนและลดการเกิดตะกรันหรือตะกอนที่บด • สารทำความสะอาดเยื่อกรอง <ul style="list-style-type: none"> : สารทำความสะอาดเยื่อกรองแบบ Primary Membrane (Nitrilotriacetic Acid) : สารทำความสะอาดเยื่อกรองแบบ Primary Membrane (Citric Acid) • สารล้าง Gas Turbine 	
	<ul style="list-style-type: none"> - สารดูดซับที่ใช้ในกระบวนการผลิต <ul style="list-style-type: none"> • สารดูดซับปรอทในก๊าซ • สารดูดซับปรอทใน NHT Feed • สารดูดซับปรอทใน Light Naphtha • สารดูดซับปรอทใน LPG • สารดูดซับใน PSAH • สารดูดซับใน PSAP • สารดูดซับ COS ใน LPG • สารดูดซับคลอรีนใน Net Gas • สารดูดซับคลอรีนใน Reformate • สารดูดซับคลอรีนใน HMU • สารดูดซับกำมะถันใน HMU • Activated Carbon • Activated Carbon ในระบบ VRU • เกลือหิน • Montmorillonite Clay 	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	<ul style="list-style-type: none"> - สารดูดซับที่ใช้ในระบบสาหร่ายปลูก • Activated Alumina • Activated Carbon • Anthracite 	- ไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.8.1 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ (ต่อ)

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾
4. วัตถุดิบและผลิตภัณฑ์ (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> - สารดูดซับที่ใช้ในระบบสาธารณูปโภค (ต่อ) <ul style="list-style-type: none"> • Anion Exchange Resin <ul style="list-style-type: none"> : Anion Exchange Resin สำหรับ Mixed Bed Exchanger : Anion Exchange Resin สำหรับ Anion Exchanger • Cation Exchange Resin <ul style="list-style-type: none"> : Cation Exchange Resin สำหรับ Cation Exchanger และ Mixed Bed Exchanger : Cation Exchange Resin สำหรับ Mixed Bed Exchanger • Sand and Gravel <ul style="list-style-type: none"> : Sand and Gravel สำหรับหน่วยบำบัดน้ำดิบ (Raw Water Treatment) : Sand and Gravel สำหรับหน่วยผลิตน้ำป้อนหม้อต้มไอน้ำ • Low Silica Activated Carbon 	
	<ul style="list-style-type: none"> - ผลิตภัณฑ์หลัก <ul style="list-style-type: none"> • ก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas) • ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) • แนฟทาเบา (Light Naphtha) • รีฟอร์มเมท (Reformate) • น้ำมันอากาศยาน (Kerosene/Jet) • น้ำมันเชื้อเพลิงเครื่องยนต์น้ำมันดีเซล (Gas Oil/Diesel Oil) • น้ำมันเตา (Fuel Oil) • แก๊สโซฮอล์ (Gasohol) • ไบโอดีเซล (โดยการผสม) 	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	<ul style="list-style-type: none"> - ผลิตภัณฑ์พลอยได้ <ul style="list-style-type: none"> • กำมะถันเหลว (Liquid Sulfur) 	- ไม่เปลี่ยนแปลง
5. การเก็บกัก	<ul style="list-style-type: none"> - ถังเก็บกักบริเวณลานถังหรือพื้นที่คั่งน้ำมัน จำนวน 67 ถัง - ถังเก็บกักบริเวณกลุ่มลานถัง (Day Tank Pit) มีถังเก็บกักจำนวน 13 ถัง 	- ไม่เปลี่ยนแปลง
6. การขนส่ง	<ul style="list-style-type: none"> - การขนส่งทางท่อ - การขนส่งทางรถ - การขนส่งทางเรือ - การขนส่งทางรถไฟ 	- ไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.8.1 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ (ต่อ)

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾
7. กระบวนการผลิต	<ul style="list-style-type: none"> - ส่วนการผลิตหลัก <ul style="list-style-type: none"> • Crude Distillation Unit (CDU) ทำหน้าที่กลั่นแยกน้ำมันดิบที่ความดันบรรยากาศ • Crude Re-contacting Unit (CDR) ทำหน้าที่รวบรวม Naphtha minus และแยกก๊าซ ซึ่งมีคุณสมบัติเป็น LPG minus เพื่อทำการปรับปรุงคุณภาพต่อไป • High Vacuum Unit (HVU) เป็นหน่วยกลั่นแยก LR (Long Residue) ภายใต้อากาศสุญญากาศ 	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	<ul style="list-style-type: none"> - ส่วนการปรับปรุงคุณภาพ <ul style="list-style-type: none"> • Visbreaker Unit (VBU) เป็นหน่วยที่ทำหน้าที่ลดปริมาณความหนืดของ Short Residue (SR) จากหน่วยกลั่นสุญญากาศ (HVU) ด้วยปฏิกิริยาการแตกโมเลกุลด้วยความร้อน • Hydrocracking Unit (HCU) เป็นหน่วยแตกโมเลกุลหนักของน้ำมันหนักประเภท Waxy Distillate (WD) ที่ได้จากหน่วยกลั่นสุญญากาศ (HVU) • Hydrodesulphurization Unit (HDS) เป็นหน่วยกำจัดกำมะถันใน Middle Distillate (MD) • Naphtha Hydrotreater (NHT) เป็นหน่วยกำจัดกำมะถันและไนโตรเจนในเนฟทา • Platformer Unit (PLF) เป็นหน่วยที่ทำหน้าที่ในการเพิ่ม Octane ให้กับ Heavy Naphtha • LPG Treating Unit เป็นหน่วยปรับปรุงคุณภาพก๊าซหุงต้ม (LPG) • Condensate Residue Splitter (CRS) เป็นหน่วยกลั่นแยก Condensate Residue (CR) ที่ความดันบรรยากาศ • Mercury Removal Unit (MRU) เป็นหน่วยกำจัดปรอทโดยใช้ตัวดูดซับ (Absorbent) ทำการดูดซับปรอทที่เจือปนอยู่ใน LPG minus และ Naphtha minus • Kerosene Merox Unit (KMU) เป็นหน่วยปรับปรุงคุณภาพ Kerosene ซึ่งจะช่วยลดปริมาณสารเมอร์แคปแทน (Mercaptan) น้ำ และสิ่งเจือปนอื่นๆ ออกจาก Kerosene • Deep Hydrodesulphurization Unit (DHDS) เป็นหน่วยกำจัดกำมะถันออกจาก Gas Oil ที่รับมาจากหน่วย CRS (Condensate Residue Splitter) และ Light/Heavy Gas Oil จากหน่วย HDS/HDF 	- ไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.8.1 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ (ต่อ)

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾
7. กระบวนการผลิต (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> - ส่วนเสริมการผลิต • ADIP Regeneration Unit (ADIP) เป็นหน่วยกำจัดก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H₂S) ออกจาก Off Gas ที่เกิดจากหน่วย HVU, หน่วย HDS/HDF, หน่วย HCU/HCF, หน่วย LPG Treating Unit และหน่วย DHDS • Sulfur Recovery Unit (SRU) เป็นหน่วยผลิตกำมะถันเหลว โดยมีสารตั้งต้น คือ Sour Gas จากหน่วย ADIP • Hydrogen Manufacturing Unit (HMU) เป็นหน่วยผลิตก๊าซไฮโดรเจนสำหรับใช้ในกระบวนการผลิตของหน่วย HCU และหน่วย DHDS โดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นสารตั้งต้นในกระบวนการผลิต 	- ไม่เปลี่ยนแปลง
8. ระบบสาธารณูปโภค	<ul style="list-style-type: none"> - ระบบไฟฟ้า (ผลิตเองจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซจำนวน 3 หน่วย และเครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำ จำนวน 2 หน่วย ปริมาตรรวม 90 เมกะวัตต์) - ระบบเชื้อเพลิง <ul style="list-style-type: none"> • น้ำมันเตา (Fuel Oil) • ก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas) • ก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas) - ระบบน้ำใช้ <ul style="list-style-type: none"> • น้ำใช้ในอาคารสำนักงาน • น้ำใช้ในกระบวนการผลิต - ระบบน้ำหล่อเย็น - ระบบผลิตไอน้ำ <ul style="list-style-type: none"> • ไอน้ำความดันสูง (High Pressure Steam) • ไอน้ำความดันปานกลาง (Medium Pressure Steam) - ก๊าซไนโตรเจน - ก๊าซไฮโดรเจน - ระบบหอเผา (Flare) 	- ไม่เปลี่ยนแปลง
9. มลพิษทางอากาศ	<ul style="list-style-type: none"> - โรงกลั่นน้ำมันมีปล่องระบายมลพิษทางอากาศ จากแหล่งกำเนิดที่มี กระบวนการเผาไหม้ จำนวน 9 ปล่อง ดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> • Main Stack เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้ของเตาให้ความร้อนสำหรับหน่วยผลิตต่างๆ ในกระบวนการผลิต ได้แก่ หน่วย CDU, หน่วย HDS/HDF, หน่วย HVU, หน่วย SRU, หน่วย VBU, หน่วย HCU/HCF, หน่วย NHT/NHF, หน่วย PLF 	- ไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.8.1 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ (ต่อ)

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾
9. มลพิษทางอากาศ (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> HCU Stack เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้ของเตาให้ความร้อนที่หน่วย HCU HMU Stack เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้ของเตาให้ความร้อนที่หน่วย HMU Gas Turbine 1 Stack เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงของ Gas Turbine 1 (หน่วยผลิตไฟฟ้า) Gas Turbine 2 Stack เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงของ Gas Turbine 2 (หน่วยผลิตไฟฟ้า) Gas Turbine 3 Stack เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงของ Gas Turbine 3 (หน่วยผลิตไฟฟ้า) ETP Incinerator Stack เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้กากตะกอนจากระบบบำบัดน้ำเสียของ Incinerator CRS Stack เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้ของเตาให้ความร้อนที่หน่วย CRS DHDS Stack เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้ของเตาให้ความร้อนที่หน่วย DHDS 	
	- หน่วยบำบัดไอระเหยจากถังกักเก็บ <ul style="list-style-type: none"> Sulfur Scrubber เป็นหน่วยดักจับไอกำมะถันที่ถังกักเก็บกำมะถัน VRU บริเวณ Tank Farm VRU บริเวณ Truck Loading ระบบ VRU เป็นหน่วยดักจับไอไฮโดรคาร์บอน	- ไม่เปลี่ยนแปลง
10. มลพิษทางน้ำ	- โครงการโรงกลั่นน้ำมันมีประเภทน้ำเสียที่เกิดขึ้นดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> น้ำเสียจากการใช้น้ำอาคารสำนักงานและโรงอาหาร ถูกส่งไปบำบัดที่ระบบบำบัดน้ำเสียทางชีวภาพ (Biological Treatment) เพื่อบำบัดน้ำเสียจนมีคุณภาพได้ตามมาตรฐานน้ำทิ้งอุตสาหกรรม น้ำเสียจากกระบวนการผลิต ถูกส่งไปยังหน่วยกำจัดสารปนเปื้อนระเหยได้ หน่วยกำจัดเกลือ ระบบแยกน้ำมัน (CPI) ระบบ Neutralization Basin ระบบ H₂S Oxidation ระบบสเปรย์และตกตะกอน ระบบกำจัดปรอทและสารหนู ก่อนส่งเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียทางชีวภาพ (Biological Treatment) เพื่อบำบัดน้ำเสียจนมีคุณภาพได้ตามมาตรฐานน้ำทิ้งอุตสาหกรรม 	- ไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.8.1 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ (ต่อ)

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾
10. มลพิษทางน้ำ (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> น้ำเสียจากกันตังน้ำมันดิบและน้ำเสียจากการกำจัดตะกอนถูกส่งไปยังระบบแยกน้ำมัน (CPI) ระบบ Neutralization Basin ระบบ H₂S Oxidation ระบบสร้างและตกตะกอนระบบกำจัดปรอทและสารหนู ก่อนส่งเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียทางชีวภาพ (Biological Treatment) เพื่อบำบัดน้ำเสียจนมีคุณภาพได้ตามมาตรฐานน้ำทิ้งอุตสาหกรรม น้ำทิ้งที่มีคุณภาพได้ตามมาตรฐานน้ำทิ้งจะระบายไปยังบ่อควบคุมการระบายน้ำทิ้ง (Observation Basin) และแหล่งรองรับน้ำทางด้านทิศใต้ซึ่งเป็นทะเลต่อไป น้ำ Blowdown จากระบบหล่อเย็นและระบบผลิตไอน้ำ จะถูกระบายสู่ระบบควบคุมการระบายน้ำทิ้ง (Last Line of Defend Basin : LLOD) ซึ่งออกแบบให้มีความสามารถในการรองรับน้ำได้รวมประมาณ 35,000 ลูกบาศก์เมตร ทั้งนี้ โรงกลั่นน้ำมันจะมีการตรวจสอบคุณภาพน้ำก่อนเปิดวาล์วเพื่อระบายน้ำจากบ่อควบคุมการระบายน้ำทิ้ง (Last Line of Defend Basin ; LLOD) ออกสู่แหล่งรองรับภายนอกซึ่งเป็นทะเลทุกวัน หากพบว่าคุณภาพน้ำไม่เป็นไปตามค่ามาตรฐาน ตามประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมกำหนด จะส่งน้ำไปบำบัดใหม่ที่ระบบบำบัดน้ำเสีย ของโครงการ โรงกลั่นน้ำมัน เพื่อบำบัดให้ได้ตามค่ามาตรฐานที่กำหนดก่อนระบายออกสู่ภายนอกต่อไป น้ำเสียปนเปื้อนน้ำมันจากเรือ เกิดขึ้นเป็นครั้งคราวไม่ต่อเนื่อง หากมีน้ำเสียปนเปื้อนน้ำมันจากเรือเกิดขึ้นจะถูกส่งไปยัง Ballast Tank ขนาด 2,200 ลูกบาศก์เมตร ที่ใช้สำหรับกักเก็บน้ำเสียปนเปื้อนน้ำมันที่รับมาจากเรือ โดยจะมีการตรวจสอบคุณภาพน้ำดังกล่าว ก่อนส่งเข้าระบบ Corrugated Plate Interceptor (CPI) และระบบบำบัดน้ำเสียอื่นๆ ของระบบบำบัดน้ำเสียของโครงการ โรงกลั่นน้ำมัน เพื่อบำบัดน้ำเสียจนมีคุณภาพได้ตามมาตรฐานน้ำทิ้งอุตสาหกรรมจากนั้นระบายไปยังบ่อควบคุมการระบายน้ำทิ้ง (Observation Basin) และแหล่งรองรับน้ำทางด้านทิศใต้ ซึ่งเป็นทะเลต่อไป 	

ตารางที่ 2.8.1 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ (ต่อ)

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾
10. มลพิษทางน้ำ (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> น้ำเสียจากกันดั้มคอนเดนเสท รวบรวมไว้ในถังเก็บ (T-5410 และ T-5411) และทำการสูบถ่ายลงรถบรรทุก ก่อนส่งไปกำจัดด้วยวิธีทำเป็นเชื้อเพลิงผสมไปยังโรงงานปูนซีเมนต์ โดยหน่วยงานภายนอกที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการรับไปกำจัดต่อไป 	
11. กากของเสีย	<ul style="list-style-type: none"> - โครงการโรงกลั่นน้ำมันมีประเภทกากของเสียที่เกิดขึ้นดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> กากของเสียจากอาคารสำนักงานและพนักงาน (ขยะเปียก จะรวบรวมใส่ภาชนะปิดและนำไปจำหน่ายเป็นอาหารสัตว์ สำหรับขยะแห้ง เก็บรวบรวมใส่ภาชนะรองรับที่มีฝาปิดมิดชิดที่มีอย่างทั่วถึงภายในพื้นที่โครงการโรงกลั่นน้ำมัน จากนั้นทำการเก็บรวบรวมเพื่อส่งให้เทศบาลเมืองมาบตาพุด หรือหน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการรับไปกำจัดต่อไป) กากของเสียจากกระบวนการผลิต <ul style="list-style-type: none"> : กากของเสียที่ปนเปื้อนน้ำมัน (ส่งให้หน่วยงานรับกำจัดกากของเสียที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการรับไปกำจัด) : กากของเสียจากสารเร่งปฏิกิริยาที่ใช้แล้ว (รวบรวมและส่งไปกำจัดยังบริษัทผู้ผลิตทั้งในประเทศและต่างประเทศ หรือส่งให้หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการรับไปกำจัด) : สารดูดซับที่ใช้แล้วในกระบวนการผลิต (รวบรวมและส่งไปกำจัดยังบริษัทผู้ผลิตทั้งในประเทศและต่างประเทศ หรือส่งให้หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการรับไปกำจัด) : สารดูดซับที่ใช้แล้วในระบบสาธารณูปโภค (รวบรวมและส่งไปกำจัดยังบริษัทผู้ผลิตทั้งในประเทศและต่างประเทศ หรือส่งให้หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการรับไปกำจัด) 	- ไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.8.1 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ (ต่อ)

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾
12. อุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัย (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> - บริเวณพื้นที่กระบวนการผลิต (Process Area) <ul style="list-style-type: none"> • ระบบฉีดโฟมเข้าถัง (Sub Surface Foam Injection Line) จำนวน 10 จุด • ระบบฉีดโฟมเข้าถัง (Semi Sub Surface Foam Injection Line) จำนวน 1 จุด • ระบบฉีดโฟมเข้าบ้นถัง (Foam Pourer) จำนวน 3 จุด • หัวจ่ายน้ำดับเพลิง (Fire Hydrant) จำนวน 65 จุด • Dry Raiser จำนวน 25 จุด • ตู้เก็บอุปกรณ์ดับเพลิง จำนวน 30 จุด • ตู้เก็บอุปกรณ์ดับเพลิง Dry Raiser จำนวน 67 จุด • ตู้เก็บชุดดับเพลิง จำนวน 3 จุด • หัวฉีดน้ำดับเพลิง จำนวน 144 จุด • หัวฉีดโฟมแบบมือถือ (Foam Branch Pipe) จำนวน 25 จุด • Fixed Monitor สำหรับฉีดน้ำ 120 ลบ.ม./ชม. จำนวน 56 จุด • Mobile Monitor สำหรับฉีดน้ำและโฟม 120 ลบ.ม./ชม. จำนวน 3 จุด • Ground Monitor สำหรับฉีดน้ำและโฟม จำนวน 5 จุด • ระบบโฟมเคลื่อนที่ (Foam Cart) จำนวน 17 จุด • ถังดับเพลิงแบบ CO₂ แบบเคลื่อนที่ ขนาด 6 กิโลกรัม จำนวน 60 จุด • ผ้าคลุมดับเพลิง (Fire Blanket) จำนวน 43 จุด • ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้งแบบเคลื่อนที่ ขนาด 9 กิโลกรัม จำนวน 340 จุด • ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้งแบบเคลื่อนที่ ขนาด 63 กิโลกรัม จำนวน 17 จุด • ระบบฉีดฝอยน้ำหล่อเย็น (Water Spray System) จำนวน 37 จุด • อุปกรณ์ตรวจจับเพลิงไหม้ ชนิด Tube System จำนวน 42 จุด • อุปกรณ์ตรวจจับเพลิงไหม้ ชนิด VESDA System จำนวน 7 จุด • อุปกรณ์ตรวจจับเพลิงไหม้ 2 Flame and 2 Heat Detector (GT) จำนวน 3 จุด 	- ไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.8.1 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ (ต่อ)

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾
12. อุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัย (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> - บริเวณพื้นที่กระบวนการผลิต (Process Area) (ต่อ) <ul style="list-style-type: none"> • อุปกรณ์ตรวจจับเพลิงไหม้ UV Fire Detector จำนวน 3 จุด • ระบบฉีดแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ จำนวน 3 จุด • ระบบฉีดแก๊ส Inergen จำนวน 5 จุด • CCTV Zoom Cameras จำนวน 22 จุด - บริเวณพื้นที่ลานถังเก็บกักผลิตภัณฑ์ (Tank Farm) <ul style="list-style-type: none"> • ระบบฉีดโฟมเข้าถัง (Sub Surface Foam (SSF) & Low Expansion Foam (LF) Injection Line) จำนวน 51 จุด • ระบบฉีดโฟมเข้าถัง (Sub Surface Foam Injection Line) จำนวน 1 จุด • หัวจ่ายน้ำดับเพลิง (Fire Hydrant) จำนวน 130 จุด • ตู้เก็บอุปกรณ์ดับเพลิง จำนวน 44 จุด • หัวฉีดน้ำดับเพลิง จำนวน 44 จุด • หัวฉีดโฟมแบบมือถือ (Foam Brance Pipe) จำนวน 4 จุด • Fixed Monitor สำหรับฉีดน้ำ 120 ลบ.ม./ชม. จำนวน 23 จุด • ระบบโฟมเคลื่อนที่ (Foam Cart) จำนวน 18 จุด • ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้งแบบเคลื่อนที่ ขนาด 9 กิโลกรัม จำนวน 108 จุด • ระบบฉีดฝอยน้ำหล่อเย็น (Water Spray System) จำนวน 62 จุด 	
	<ul style="list-style-type: none"> - บริเวณระบบ Vapor Combustion Unit หน่วยที่ 1 (VCU-1) <ul style="list-style-type: none"> • หัวจ่ายน้ำดับเพลิง (Fire Hydrant) จำนวน 2 จุด • Fixed Monitor สำหรับฉีดน้ำ 120 ลบ.ม./ชม. จำนวน 2 จุด • Ground Monitor สำหรับฉีดน้ำและโฟม จำนวน 1 จุด • ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้งแบบเคลื่อนที่ ขนาด 9 กิโลกรัม จำนวน 4 จุด • ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้งแบบเคลื่อนที่ ขนาด 63 กิโลกรัม จำนวน 1 จุด 	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	<ul style="list-style-type: none"> - บริเวณระบบ Vapor Combustion Unit หน่วยที่ 2 (VCU-2) <ul style="list-style-type: none"> • ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้งแบบเคลื่อนที่ ขนาด 9 กิโลกรัม จำนวน 2 จุด 	- ยังไม่ได้ดำเนินการก่อสร้าง

ตารางที่ 2.8.1 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ (ต่อ)

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾
12. อุปกรณ์ป้องกันและระบบดับเพลิง (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> - บริเวณระบบ Vapor Combustion Unit หน่วยที่ 2 (VCU-2) (ต่อ) • อุปกรณ์ตรวจจับเปลวไฟ ชนิด Open Path จำนวน 1 จุด • สัญญาณเตือนภัย จำนวน 1 จุด 	
13. การจัดการพื้นที่สีเขียว	<ul style="list-style-type: none"> - จัดให้มีพื้นที่สีเขียว ประมาณ 43 ไร่ หรือประมาณ ร้อยละ 5.47 ของพื้นที่โครงการ โรงกลั่นน้ำมันทั้งหมด โดยทำการปลูกไม้ยืนต้น เช่น ต้นอโศก ต้นหูกระจง ต้นหมากเหลือง ต้นนนทรี เป็นต้น และจัดให้มีสวนหย่อม สวนไม้ประดับ และไม้พุ่ม โดยโครงการพิจารณาคัดเลือกพันธุ์ไม้ที่เหมาะสมในพื้นที่ใกล้แหล่งมลพิษทางอากาศ สามารถดูดซับมลพิษ มาปลูกในพื้นที่สีเขียวของโครงการ 	- ไม่เปลี่ยนแปลง

ที่มา : ⁽¹⁾บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)