

บทที่ 2

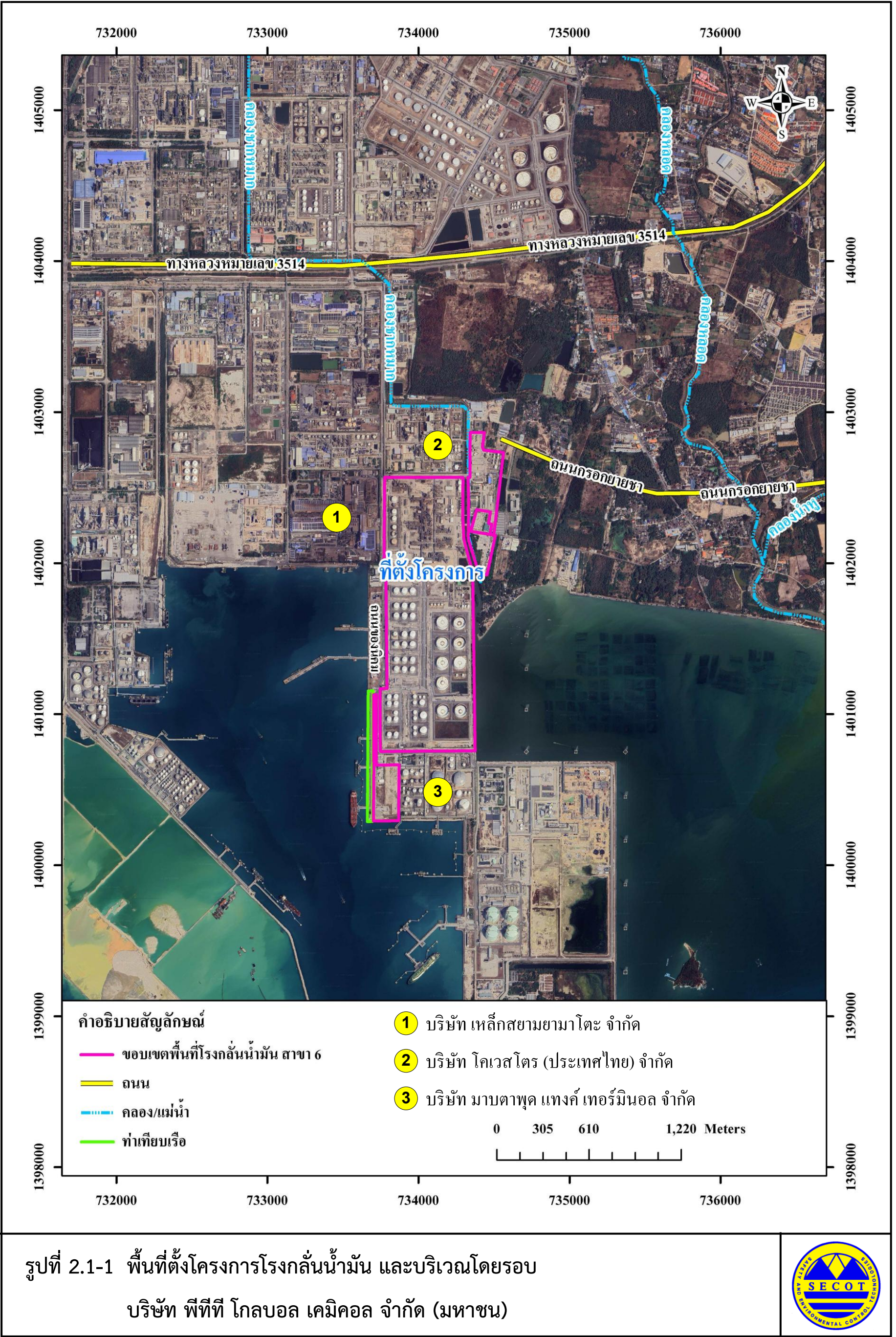
รายละเอียดโครงการ

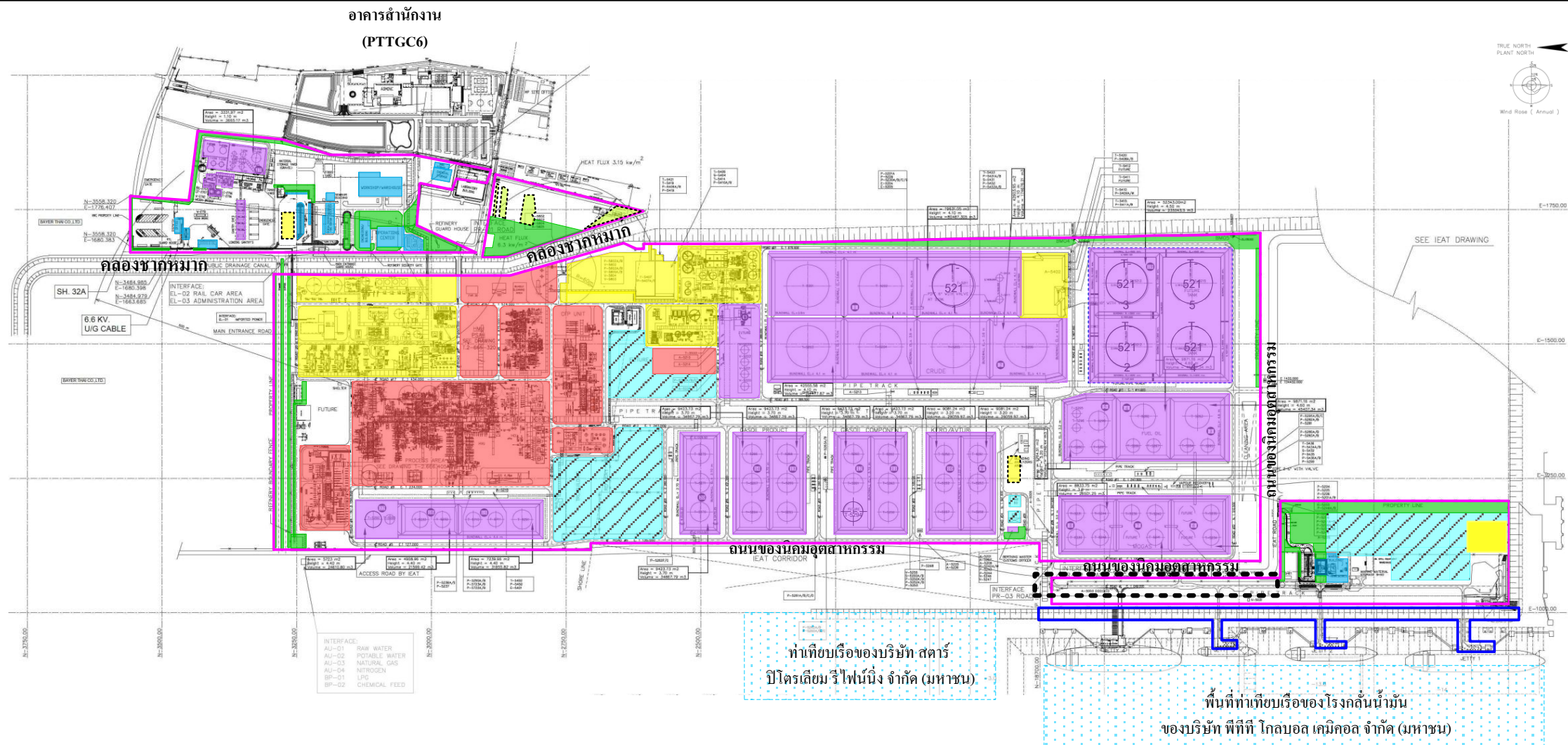
2.1 ที่ตั้งโครงการและการใช้ประโยชน์พื้นที่โครงการ

โครงการโรงกลั่นน้ำมัน ของบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) ตั้งอยู่เลขที่ 8 ถนน ไอ-แปด นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง มีขนาดพื้นที่ทั้งหมดประมาณ 785.67 ไร่ (785 ไร่ 2 งาน 67.86 ตารางวา) โดยพื้นที่ที่ตั้งของโครงการโรงกลั่นน้ำมันด้านใต้เป็นพื้นที่ที่เกิดจากการถมทะเลของการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย อยู่เหนือระดับน้ำทะเลปานกลาง 3.2 เมตร ซึ่งโครงการโรงกลั่นน้ำมันได้ใช้พื้นที่ส่วนหนึ่งในการพัฒนาให้เป็นพื้นที่ลานถัง (Tank Farm) (พื้นที่ของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน) 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 พื้นที่อันปราศจากหลังคาหรือสิ่งก่อสร้างปกคลุม (ถนน) และพื้นที่สีเขียว รายละเอียดดังแสดงในรูปที่ 2.1-2





สัญลักษณ์

- | | |
|--|---|
| พื้นที่ส่วนการผลิต | พื้นที่ว่างสำหรับพัฒนาในอนาคต |
| พื้นที่อาคารปฏิบัติการและลานจอดรถ | พื้นที่อันตรายจากหลังคาหรือสิ่งก่อสร้างปกคลุม |
| พื้นที่ถังเก็บแก๊วและผลิตภัณฑ์ | พื้นที่สีเขียว |
| พื้นที่ระบบสาธารณูปโภค | พื้นที่สีเขียวที่ปลูกทดแทนบริเวณที่ตัดไม้เพื่อโครงการโรงกลั่นน้ำมัน |
| ขอบเขตพื้นที่โรงกลั่นน้ำมันที่ได้รับแจ้งในใบรับแจ้งการประกอบอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรม | ขอบเขตพื้นที่ทำเหมืองแร่ของโรงกลั่นน้ำมัน |
| พื้นที่ส่วนที่มีการเปลี่ยนแปลงภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ (ครั้งที่ 14) | |

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 รายละเอียดดังแสดงใน ตารางที่ 2.2-2

2.3 การเก็บกัก และการขนส่ง

2.3.1 การเก็บกัก

โครงการโรงกลั่นน้ำมันมีระบบการจัดเก็บวัตถุดิบ สารเคมี และผลิตภัณฑ์ในถังเก็บกัก ทั้งหมด 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	สถานที่และวิธีการกักเก็บ
1. วัตถุดิบ 1.1 วัตถุดิบปิโตรเลียม (Petroleum Feedstock) ^{1/} - วัตถุดิบปิโตรเลียมที่ส่งเข้าหน่วย CDU (1.8 %S)	- นำไปเป็นวัตถุดิบในการกลั่นน้ำมันที่หน่วยกลั่นน้ำมันดิบ (Crude Distillation Unit)	7,482,500 ตันต่อปี	- จากต่างประเทศ - บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียงผ่านทางท่อมายังถังเก็บกัก - ขนส่งทางเรือลำเลียงผ่านทางท่อมายังถังเก็บกัก - ขนส่งโดยทางรถไฟ - ขนส่งผ่านทางรถ	เก็บในถังเก็บกัก จำนวน 6 ถัง
- วัตถุดิบปิโตรเลียมที่ส่งเข้าหน่วย CRS (1 %S)	- นำไปเป็นวัตถุดิบตั้งต้นในการกลั่นน้ำมันที่หน่วยกลั่นแยก Condensate Residue	2,743,705 ตันต่อปี	- จากต่างประเทศ - บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียงผ่านทางท่อมายังถังเก็บกัก - ขนส่งทางเรือลำเลียงผ่านทางท่อมายังถังเก็บกัก	เก็บในถังเก็บกักจำนวน 5 ถัง ก่อนส่งไปเป็นวัตถุดิบตั้งต้นที่หน่วยกลั่นแยก Condensate Residue
1.2 วัตถุดิบชีวภาพ (Bio Feedstock) ^{2/} - วัตถุดิบชีวภาพที่ผ่านการปรับสภาพแล้ว (Treated Bio Feedstock)	- นำไปเป็นวัตถุดิบร่วมในการกลั่นน้ำมันที่หน่วยแตกโมเลกุลหนักโดยใช้ก๊าซไฮโดรเจนร่วม (Hydrocracking Unit (HCU))	211,700 ตันต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านทางรถ	เก็บในถังเก็บกักวัตถุดิบชีวภาพที่ผ่านการบำบัดแล้ว (T-5260)

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

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง	สถานที่และวิธีการกักเก็บ
1. วัตถุดิบ (ต่อ) 1.2 วัตถุดิบชีวภาพ (Bio Feedstock) ^{2/} (ต่อ) - วัตถุดิบชีวภาพที่ยังไม่ผ่านการบำบัด (Untreated Bio Feedstock)	- นำไปเป็นวัตถุดิบร่วมในการกลั่นน้ำมันที่หน่วยแตกโมเลกุลหนักโดยใช้ก๊าซไฮโดรเจนร่วม (Hydrocracking Unit (HCU))	223,745 ตันต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ - จากต่างประเทศ	- ขนส่งผ่านทางรถ - ขนส่งทางเรือลำเลียงผ่านทางท่อมายังถังเก็บกัก	เก็บในถังเก็บกักวัตถุดิบชีวภาพที่ยังไม่ผ่านการบำบัด (T-5240)
1.3 วัตถุดิบเทียบเคียงปิโตรเลียม - C9 อะโรมาติกส์	- นำไปเป็นวัตถุดิบในการกลั่นน้ำมัน	131,400 ตันต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านทางท่อ	ขนส่งทางท่อเข้ากระบวนการกลั่นน้ำมัน
2. ตัวเร่งปฏิกิริยา 2.1 ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับกระบวนการ Hydrodesulphurization	- ใช้เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาที่หน่วยกำจัดกำมะถัน (Hydrodesulphurization Unit (HDS))	96 ตันต่อครั้ง ต่อ 3-5 ปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียงและขนส่งผ่านรถบรรทุกมายังโรงกลั่นน้ำมัน - ขนส่งผ่านทางรถ	เก็บในถังปฏิกรณ์และ Warehouse
2.2 ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับกระบวนการ Naphtha Hydrotreating	- ใช้เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาที่หน่วยกำจัดกำมะถันในแนฟทา (Naphtha Hydrotreating Unit (NHT))	56 ตันต่อครั้ง ต่อ 3-5 ปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียงและขนส่งผ่านรถบรรทุกมายังโรงกลั่นน้ำมัน	เก็บในถังปฏิกรณ์และ Warehouse
2.3 ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับ Platformer	- ใช้เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาที่หน่วยผลิตรีฟอร์มเมต (Platformate Unit (PLF))	96.5 ตันต่อครั้ง ต่อ 3-5 ปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียงและขนส่งผ่านรถบรรทุกมายังโรงกลั่นน้ำมัน	เก็บในถังปฏิกรณ์และ Warehouse

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

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง	สถานที่และวิธีการกักเก็บ
2. ตัวเร่งปฏิกิริยา (ต่อ) 2.4 ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับกระบวนการ Hydrocracking	- ใช้เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาที่หน่วยแตกโมเลกุลหนัก โดยใช้ก๊าซไฮโดรเจนร่วม (Hydrocracking Unit (HCU))	327 ตันต่อครั้ง ต่อ 3-5 ปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียงและขนส่งผ่านรถบรรทุกมายังโรงกลั่นน้ำมัน	บรรจุในถังเก็บขนาด 200 ลิตร และจัดเก็บที่ Warehouse
2.5 ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับหน่วยผลิตกำมะถัน (SRUs/SCOT) - Claus Reactor	- ใช้เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาเพื่อปรับเปลี่ยนแก๊สกรดในช่วงอุณหภูมิต่ำ ที่หน่วยผลิตกำมะถัน (Sulfur Recovery Unit)	50 ตันต่อครั้ง ต่อ 3-5 ปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางรถ	เก็บในถังปฏิกรณ์ในหน่วยผลิต
- SCOT Reactor	- ใช้เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาเพื่อช่วยลดแก๊สกรดที่หน่วย Shell Claus Off-gas Treating (SCOT)	18 ตันต่อครั้ง ต่อ 3-5 ปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางรถ	เก็บในถังปฏิกรณ์ในหน่วยผลิต
2.6 ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับหน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันก๊าด (Kerosene Merox Unit (KMU))	- ใช้เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาที่หน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันก๊าด (Kerosene Merox Unit (KMU))	194 ตันต่อครั้ง ต่อ 3-5 ปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียงและขนส่งผ่านรถบรรทุกมายังโรงกลั่นน้ำมัน	บรรจุในถังเก็บขนาด 200 ลิตร และจัดเก็บที่ Warehouse
2.7 ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับหน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดีเซล (Deep Hydrodesulphurization (DHDS))	- ใช้เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับหน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดีเซล (Deep Hydrodesulphurization (DHDS))	545 ตันต่อครั้ง ต่อ 3-5 ปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียงและขนส่งผ่านรถบรรทุกมายังโรงกลั่นน้ำมัน	เก็บในถังปฏิกรณ์ในหน่วยผลิต

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

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง	สถานที่และวิธีการกักเก็บ
2. ตัวเร่งปฏิกิริยา (ต่อ) 2.8 ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับหน่วยผลิตไฮโดรเจน (Hydrogen Manufacturing Unit (HMU))	- ใช้เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับหน่วยผลิตไฮโดรเจน (Hydrogen Manufacturing Unit (HMU))	545 ตันต่อครั้ง ต่อ 3-5 ปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียงและขนส่งผ่านรถบรรทุกมายังโรงกลั่นน้ำมัน	เก็บในถังปฏิกรณ์ในหน่วยผลิต
3. สารเคมี 3.1 สารเคมีที่ใช้ในกระบวนการผลิต - Demulsifier • Demulsifier สำหรับหน่วยกลั่นน้ำมันดิบและหน่วยกลั่น Condensate Residue • Demulsifier สำหรับหน่วย Crude Distillation Recontacting	- ใช้กำจัดสาร Emulsion ในหน่วยกลั่นน้ำมันดิบและหน่วยกลั่น Condensate Residue - ใช้แยกน้ำออกจากน้ำมัน ในกระบวนการผลิต Crude Distillation Recontacting	67 ตันต่อปี 1 ตันต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ - บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ - ขนส่งทางรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	ถังบรรจุเก็บในคลังเก็บสารเคมีและถังเก็บกักในกระบวนการผลิต ถังบรรจุเก็บในคลังเก็บสารเคมีและถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- Reverse Demulsifer	- ใช้ป้องกันการเกิด Emulsion ย้อนกลับจากในกระบวนการผลิตของหน่วยกลั่นน้ำมันดิบและหน่วยกลั่น Condensate Residue	15.5 ตันต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	ถังบรรจุเก็บในคลังเก็บสารเคมีและถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- Asphaltene Stabilizer	- ป้องกันการเกิดตะกอนในกระบวนการกลั่นน้ำมันดิบที่หน่วยการกลั่นน้ำมันดิบ	36.7 ตันต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	ถังบรรจุเก็บในคลังเก็บสารเคมีและถังเก็บกักในกระบวนการผลิต

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

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง	สถานที่และวิธีการกักเก็บ
3. สารเคมี (ต่อ) 3.1 สารเคมีที่ใช้ในกระบวนการผลิต (ต่อ) - สารด้านการก่อตะกอนอุดตัน	- ป้องกันการเกิดตะกอนในเตาเผาที่หน่วยผลิต Refinery Fuel Oil	11 ตันต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งทางรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	ถังบรรจุเก็บในคลังเก็บสารเคมี และถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- สารป้องกันการเกิดปฏิกิริยาออกซิเดชันในน้ำมันอากาศยาน (IONOL75)	- ป้องกันการเกิดปฏิกิริยาออกซิเดชันในน้ำมันอากาศยาน ที่หน่วยกำจัดกำมะถัน และหน่วยแตกโมเลกุลหนักโดยใช้ก๊าซไฮโดรเจนร่วม	28.80 ตันต่อปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียงและขนส่งผ่านรถบรรทุกมายังโรงกลั่นน้ำมัน - ขนส่งทางรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	ถังบรรจุเก็บในคลังเก็บสารเคมี และถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- Antifoam	- ใช้ป้องกันการเกิดฟองที่กระบวนการผลิตเอมีน รีเจนเนอเรชั่น (Amine Regeneration Unit)	840 กิโลกรัม ต่อปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียงและขนส่งผ่านรถบรรทุกมายังโรงกลั่นน้ำมัน - ขนส่งทางรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บในถังปฏิกรณ์และ Warehouse
- DIISOPROPANOLAMINE 85% (DIPA)	- นำมาใช้ปรับสภาพก๊าซที่หน่วยผลิตเอมีน รีเจนเนอเรชั่น (Amine Regeneration Unit)	180 ตันต่อ ปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียงและขนส่งผ่านรถบรรทุกมายังโรงกลั่นน้ำมัน - ขนส่งทางรถบรรทุก	เก็บในถังปฏิกรณ์และ Warehouse

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

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง	สถานที่และวิธีการเก็บ
3. สารเคมี (ต่อ) 3.1 สารเคมีที่ใช้ในกระบวนการผลิต (ต่อ)					
- Olefin Sulfide (SULFRZOL®54)	- นำมาใช้ปรับปริมาณกำมะถันในสารป้อนเข้าที่เข้าสู่ Platformer Unit (PLF)	4 ลิตรต่อเดือน	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางรถบรรทุก	เก็บใน Warehouse และถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- ISOFORM*Isomerization Grade Perchloroethylene NAFTA	- นำมาใช้ปรับปริมาณคลอรีนในกระบวนการ Catalyst Regeneration ของ Platformer Unit (PLF)	3 กิโลกรัมต่อชั่วโมง	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียง และขนส่งผ่านรถบรรทุกมายังโรงกลั่นน้ำมัน - ขนส่งทางรถบรรทุก	เก็บใน Warehouse และถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- B-100 (Bio Diesel)	- นำมาใช้เป็นสารผสมในการผลิตไบโอดีเซล (โดยการผสม)	109,500 ตันต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 22 ล้อ	เก็บในถังเก็บกัก Bio Diesel จำนวน 2 ถัง บริเวณกลุ่มลานถังของโรงกลั่นน้ำมัน
- เอทานอล	- นำมาใช้เป็นสารผสมในการผลิตแก๊สโซฮอล์ (Gasohol)	153,300 ตันต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 22 ล้อ	เก็บในถังเก็บกัก Bio Diesel จำนวน 2 ถัง บริเวณกลุ่มลานถังของโรงกลั่นน้ำมัน
- Heavy Residue	- นำมาใช้เป็นสารผสมในการผลิตน้ำมันเตา	14,600 ตันต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 10 ล้อ	นำไปผสมกับ Cracker Bottom, Refinery Fuel Oil และน้ำมันอื่นๆ เป็น Visbreaker Residue (VBR) เก็บไว้ในถังเก็บกัก เพื่อเป็นสารตั้งต้นไปผสมเป็นน้ำมันเตา

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

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง	สถานที่และวิธีการกักเก็บ
3. สารเคมี (ต่อ) 3.1 สารเคมีที่ใช้ในกระบวนการผลิต (ต่อ) - Cracker Bottom	- นำมาใช้เป็นสารผสมในการผลิตน้ำมันเตา	131,400 ตันต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านทางท่อ	เก็บในถังเก็บกัก Cracker Bottom (T-5294) ก่อนนำไปผสมเป็นน้ำมันเตา หรือผสมโดยตรงในเส้นท่อโดยไม่ผ่าน ถังเก็บกัก โดยจะถูกนำไปผสมกับ Heavy Residue, Refinery Fuel Oil และน้ำมันอื่นๆ เป็น Visbreaker Residue (VBR) เก็บไว้ในถังเก็บกัก เพื่อเป็นสารตั้งต้นไปผสมเป็นน้ำมันเตา
- สารป้องกันการกัดกร่อนใน Corrosion Inhibitor Injection	- ใช้เป็นสารป้องกันการกัดกร่อนที่ระบบ Corrosion Inhibitor and Neutralizer Injection ในหน่วย Condensate Residue Splitter (CRS)	410 กิโลกรัมต่อเดือน	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บใน Warehouse และถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- Neutralizer	- ใช้เป็นสารควบคุมความเป็นกรด-ด่าง (pH) ที่ระบบ Corrosion Inhibitor and Neutralizer Injection ในหน่วย Condensate Residue Splitter (CRS)	18,360 กิโลกรัมต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บใน Warehouse และถังเก็บกักในกระบวนการผลิต

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

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง	สถานที่และวิธีการกักเก็บ
3. สารเคมี (ต่อ) 3.1 สารเคมีที่ใช้ในกระบวนการผลิต (ต่อ) - Citric Acid	- ใช้ในการปรับ pH ของวัตถุดิบชีวภาพ และใช้เป็นตัวทำละลายสารเหนียวข้น (Gum) ในวัตถุดิบชีวภาพ	635 ตันต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บใน Warehouse และถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- Filter Aid	- ใช้ในระบบการกรอง	635 ตันต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	นำมาเก็บไว้ใน Warehouse และถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
3.2 สารที่ใช้ในระบบสาธารณูปโภค - สารช่วยปรับ pH ในระบบไอน้ำ	- ใช้ในการปรับ pH ของ ไอน้ำที่ควบแน่นของหม้อไอน้ำ	4,128 กิโลกรัมต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บใน Warehouse และถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- สารเติมในหม้อน้ำเพื่อทำความสะอาด	- ใช้ในการทำมาสะอาดหม้อไอน้ำ	3,888 กิโลกรัมต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บใน Warehouse และถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- สารป้องกันการกัดกร่อนที่ระบบน้ำหล่อเย็น	- ใช้เป็นสารป้องกันการกัดกร่อนที่ระบบน้ำหล่อเย็น	8,640 กิโลกรัมต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บใน Warehouse และถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- สารยับยั้งการกัดกร่อนใช้ในระบบน้ำหล่อเย็นแบบปิด	- ใช้เป็นสารป้องกันการกัดกร่อนที่ระบบน้ำหล่อเย็นแบบปิด	1,200 กิโลกรัมต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บใน Warehouse และถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- สารกำจัดออกซิเจน	- ใช้ในการกำจัดออกซิเจนที่ขาออกของ Deaerator ก่อนป้อนเข้าหม้อต้มในหน่วยผลิตไอน้ำ	4,248 กิโลกรัมต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บใน Warehouse และถังเก็บกักในกระบวนการผลิต

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

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง	สถานที่และวิธีการกักเก็บ
3. สารเคมี (ต่อ) 3.2 สารที่ใช้ในระบบสาหร่ายบิโอค (ต่อ) - สารกำจัดหรือยับยั้งการเจริญเติบโตของแบคทีเรียที่ระบบน้ำหล่อเย็น	- ใช้เป็นสารกำจัดหรือยับยั้งการเจริญเติบโตของแบคทีเรียที่ระบบน้ำหล่อเย็น	2,400 กิโลกรัมต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บใน Warehouse และถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- สารยับยั้งการกัดกร่อนและการเกิดตะกอนในระบบน้ำหล่อเย็น	- ใช้เป็นสารกำจัดหรือยับยั้งการเจริญเติบโตของแบคทีเรียที่ระบบน้ำหล่อเย็น	6,480 กิโลกรัมต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บใน Warehouse และถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- สารช่วยเพิ่มขนาดตะกอนในระบบบำบัดน้ำดิบ	- ใช้เป็นสารยับยั้งการกัดกร่อนและการเกิดตะกอนในระบบน้ำหล่อเย็น	5,208 กิโลกรัมต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บใน Warehouse และถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- Alum (8%)	- ใช้เป็นสารช่วยเพิ่มขนาดตะกอนในระบบบำบัดน้ำดิบ	250 ตันต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บใน Warehouse และถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- NaOCl (10%)	- ใช้ในการบำบัดคุณภาพน้ำใช้	180 ตันต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บไว้ในถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- HCl (35%)	- นำมาใช้ปรับ pH ในระบบน้ำหล่อเย็นในตัวทำความสะอาดเยื่อกรองและเรซิน (Regeneration)	1,200 ตันต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บใน Warehouse และถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- NaOH (50%)	- นำมาใช้เป็นตัวทำความสะอาดเยื่อกรองและเรซิน (Regeneration)	2,123 ตันต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บในถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- สารช่วยลดปริมาณคลอรีน	- นำมาใช้ลดปริมาณคลอรีนในระบบ Reverse Osmosis	2,760 กิโลกรัมต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บใน Warehouse และถังเก็บกักในกระบวนการผลิต

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

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง	สถานที่และวิธีการกักเก็บ
3. สารเคมี (ต่อ) 3.2 สารที่ใช้ในระบบสาหร่ายบิโอค (ต่อ) - สารช่วยตกตะกอน	- นำมาใช้เป็นสารช่วยตกตะกอนที่ระบบ Reverse Osmosis	4,152 กิโลกรัมต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บใน Warehouse และถังเก็บ กักในกระบวนการผลิต
- สารป้องกันการเกิดตะกรันและการอุดตันบนเยื่อกรอง	- นำมาใช้ป้องกันการเกิดตะกรันและการอุดตันบนเยื่อกรอง	4,152 กิโลกรัมต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุกขนาด 6 ล้อ	เก็บใน Warehouse และถังเก็บ กักในกระบวนการผลิต
- สารช่วยยับยั้งการจับตัวเป็นก้อนและลดการเกิดตะกรันหรือตะกอนทับถม	- ใช้เป็นสารเคมีช่วยยับยั้งการจับตัวเป็นก้อนและลดการเกิดตะกรันหรือตะกอนทับถม	2,160 กิโลกรัมต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บใน Warehouse และถังเก็บ กักในกระบวนการผลิต
- สารทำความสะอาดเยื่อกรองแบบ Primary Membrane • Nitrilotriacetic Acid • Citric Acid	- ใช้ในการทำความสะอาดเยื่อกรอง - ใช้ในการทำความสะอาดเยื่อกรอง	1,500 กิโลกรัมต่อปี 7,488 กิโลกรัมต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ - บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ - ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บใน Warehouse และถังเก็บ กักในกระบวนการผลิต เก็บใน Warehouse และถังเก็บ กักในกระบวนการผลิต
- สารล้าง Gas Turbine	- ใช้ทำความสะอาด Gas Turbine	500 ลิตรต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บใน Warehouse และถังเก็บ กักในกระบวนการผลิต

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

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง	สถานที่และวิธีการกักเก็บ
4. สารดูดซับ 4.1 สารดูดซับที่ใช้ในกระบวนการผลิต - สารดูดซับปรอทในก๊าซ	- ใช้ดูดซับปรอทในก๊าซที่หน่วย Crude Distillation Recontacting	0.45 ลูกบาศก์เมตร ต่อปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียง และขนส่งผ่านรถบรรทุกมายังโรงกลั่นน้ำมัน - ขนส่งทางรถบรรทุก ขนาด 10 ล้อ	เก็บในถังปฏิกรณ์และ Warehouse และถังเก็บกัก ในกระบวนการผลิต
- สารดูดซับปรอทใน NHT Feed	- ใช้ดูดซับปรอทในน้ำมันที่ Naphtha Hydrotreater Unit (NHT)	64 ลูกบาศก์เมตร ต่อปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียง และขนส่งผ่านรถบรรทุกมายังโรงกลั่นน้ำมัน - ขนส่งทางรถบรรทุก ขนาด 10 ล้อ	เก็บในถังปฏิกรณ์และ Warehouse และถังเก็บกัก ในกระบวนการผลิต
- สารดูดซับปรอทใน Light Naphtha	- ใช้ดูดซับปรอทใน Light Naphtha ที่ Naphtha Hydrotreater Unit (NHT)	3.2 ลูกบาศก์เมตร ต่อปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียง และขนส่งผ่านรถบรรทุกมายังโรงกลั่นน้ำมัน - ขนส่งทางรถบรรทุก ขนาด 10 ล้อ	เก็บในถังปฏิกรณ์และ Warehouse และถังเก็บกัก ในกระบวนการผลิต
- สารดูดซับปรอทใน LPG	- ใช้ดูดซับปรอทใน LPG ที่ LPG Treating Unit	2.67 ลูกบาศก์เมตร ต่อปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียง และขนส่งผ่านรถบรรทุกมายังโรงกลั่นน้ำมัน	เก็บในถังปฏิกรณ์และ Warehouse และถังเก็บกัก ในกระบวนการผลิต

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

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง	สถานที่และวิธีการกักเก็บ
4. สารดูดซับ (ต่อ) 4.1 สารดูดซับที่ใช้ในกระบวนการผลิต (ต่อ)				- ขนส่งทางรถบรรทุก ขนาด 10 ล้อ	
- สารดูดซับใน PSAH	- ใช้เป็นสารดูดซับ CO และ CO ₂ ที่ PSAH	327 ตันต่อครั้ง ต่อ 5-10 ปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียง และขนส่งผ่านรถบรรทุก มายังโรงกลั่นน้ำมัน - ขนส่งทางรถบรรทุก ขนาด 10 ล้อ	เก็บในถังปฏิกรณ์และ Warehouse และถังเก็บกัก ใน กระบวนการผลิต
- สารดูดซับใน PSAP	- ใช้เป็นสารดูดซับไฮโดรคาร์บอนที่ PSAP	113 ตันต่อครั้ง ต่อ 5-10 ปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียง และขนส่งผ่านรถบรรทุก มายังโรงกลั่นน้ำมัน - ขนส่งทางรถบรรทุก ขนาด 10 ล้อ	เก็บในถังปฏิกรณ์และ Warehouse และถังเก็บกัก ใน กระบวนการผลิต
- สารดูดซับ COS ใน LPG	- นำมาใช้ดูดซับที่ LPG Treating Unit	15,130 กิโลกรัมต่อปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียง และขนส่งผ่านรถบรรทุก มายังโรงกลั่นน้ำมัน - ขนส่งทางรถบรรทุก ขนาด 10 ล้อ	เก็บในถังปฏิกรณ์และ Warehouse และถังเก็บกัก ใน กระบวนการผลิต

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

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง	สถานที่และวิธีการกักเก็บ
4. สารดูดซับ (ต่อ) 4.1 สารดูดซับที่ใช้ในกระบวนการผลิต (ต่อ) - สารดูดซับคลอไรด์ใน Net Gas	- นำมาใช้ดูดซับคลอไรด์ใน Net Gas ที่หน่วย Platformer	31.5 ตันต่อปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียงและขนส่งผ่านรถบรรทุกมายังโรงกลั่นน้ำมัน - ขนส่งทางรถบรรทุกขนาด 10 ล้อ	เก็บในถังปฏิกรณ์และ Warehouse และถังเก็บกัก ในกระบวนการผลิต
- สารดูดซับคลอไรด์ใน Reformat	- นำมาใช้ดูดซับคลอไรด์ใน Reformat ที่หน่วย Platformer	25.4 ตันต่อปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียงและขนส่งผ่านรถบรรทุกมายังโรงกลั่นน้ำมัน - ขนส่งทางรถบรรทุกขนาด 10 ล้อ	เก็บในถังปฏิกรณ์และ Warehouse และถังเก็บกัก ในกระบวนการผลิต
- สารดูดซับคลอไรด์ใน HMU	- นำมาใช้ดูดซับคลอไรด์ที่ Hydrogen Manufacturing Unit (HMU)	9.5 ตันต่อครั้ง ต่อ 5-10 ปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียงและขนส่งผ่านรถบรรทุกมายังโรงกลั่นน้ำมัน - ขนส่งทางรถบรรทุกขนาด 16 ล้อ	เก็บในถังปฏิกรณ์และ Warehouse และถังเก็บกัก ในกระบวนการผลิต
- สารดูดซับกำมะถันใน HMU	- นำมาใช้ดูดซับกำมะถันที่ Hydrogen Manufacturing Unit (HMU)	39.5 ตันต่อ ครั้ง ต่อ 5-10 ปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียงและขนส่งผ่านรถบรรทุกมายังโรงกลั่นน้ำมัน	เก็บในถังปฏิกรณ์และ Warehouse และถังเก็บกัก ในกระบวนการผลิต

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

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง	สถานที่และวิธีการกักเก็บ
4. สารดูดซับ (ต่อ) 4.1 สารดูดซับที่ใช้ในกระบวนการผลิต (ต่อ)				- ขนส่งทางรถบรรทุก ขนาด 16 ล้อ	
- Activated Carbon Coal	- ใช้เป็นสารดูดซับน้ำมันที่หน่วยเอมีนรีเจน- เนอเรชั่น (Amine Regeneration)	8,000 กิโลกรัมต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	
- Activated Carbon ในระบบ VRU	- ใช้เป็นสารดูดซับน้ำมันที่ระบบ VRU	24 ตันต่อ 10 ปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งทางเรือลำเลียงโดย ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 18 ล้อ	เก็บใน Warehouse และถังเก็บ กักในกระบวนการผลิต
- เกลือหิน	- ใช้เป็นสารดูดซับน้ำที่ Kerosene Merox Unit (KMU)	130 ลูกบาศก์เมตร ต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บใน Warehouse ก่อน นำไปใช้ในระบบ VRU ต่อไป
- Montmorillonite Clay	- ใช้เป็นสารดักจับสารลดแรงตึงผิว และ สิ่งเจือปนอื่นๆ ที่ Kerosene Merox Unit (KMU)	21.9 ลูกบาศก์เมตร ต่อปี	- จากต่างประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บใน Big Bag ภายใน Warehouse
- Bleaching Earth	- ใช้เป็นสารดูดซับสิ่งปนเปื้อนในวัตถุดิบชีวภาพ ที่ Pre Treatment Unit	4,234 ตันต่อปี	- บริษัทผู้จำหน่ายจาก ต่างประเทศและภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บใน Big Bag ภายใน Warehouse

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

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง	สถานที่และวิธีการกักเก็บ
4. สารดูดซับ (ต่อ) 4.2 สารเคมีที่ใช้ในระบบ สาธารณูปโภค					
- Activated Alumina	- ใช้เป็นสารดูดซับความชื้นที่ระบบ Instrument Air	6,600 ลิตรต่อ 3 ปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บในถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- Activated Carbon	- ใช้เป็นตัวดูดซับสารอินทรีย์ที่หน่วยผลิตน้ำ ป้อนหม้อไอน้ำ	18,000 ลิตร ต่อ 5 ปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บในถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- Anthracite	- ใช้เป็นตัวกรองและเป็นฐานรองสารดูดซับ ที่หน่วยบำบัดน้ำดิบ (Raw Water Treatment) และหน่วยผลิตน้ำป้อนหม้อ ไอน้ำ	38,090 ลิตร ต่อ 3 ปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บในถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- Anion Exchange Resin					
• Anion Exchange Resin สำหรับ Mixed Bed Exchanger	- ใช้แลกเปลี่ยนประจุลบในน้ำที่หน่วยผลิตน้ำ ป้อนหม้อไอน้ำ	11,140 ลิตร ต่อ 5 ปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บในถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
• Anion Exchange Resin สำหรับ Anion Exchanger	- ใช้แลกเปลี่ยนประจุลบในน้ำที่หน่วยผลิตน้ำ ป้อนหม้อไอน้ำ	6,002 ลิตรต่อ 5 ปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บในถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- Cation Exchange Resin					
• Cation Exchange Resin สำหรับ Cation Exchanger	- นำมาใช้แลกเปลี่ยนประจุบวกในน้ำที่หน่วย ผลิตน้ำป้อนหม้อไอน้ำ	17,855 ลิตร ต่อ 5 ปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บในถังเก็บกักในกระบวนการผลิต

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

วัตถุดิบ	การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้	แหล่งวัตถุดิบ	วิธีการขนส่ง	สถานที่และวิธีการกักเก็บ
4. สารดูดซับ (ต่อ) 4.2 สารเคมีที่ใช้ในระบบ สาธารณูปโภค (ต่อ) Cation Exchange Resin สำหรับ Mixed Bed Exchanger	- นำมาใช้แลกเปลี่ยนประจุบวกในน้ำที่หน่วยผลิตน้ำป้อนหม้อไอน้ำ	7,815 ลิตรต่อ 5 ปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บในถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- Sand and Gravel - Sand and Gravel สำหรับหน่วยบำบัดน้ำดิบ (Raw Water Treatment) - Sand and Gravel สำหรับหน่วยผลิตน้ำป้อนหม้อต้มไอน้ำ	- นำมาใช้เป็นตัวกรองและเป็นฐานรองสารดูดซับที่หน่วยบำบัดน้ำดิบ (Raw Water Treatment) - นำมาใช้เป็นตัวกรองและเป็นฐานรองสารดูดซับที่หน่วยผลิตน้ำป้อนหม้อต้มไอน้ำ	80,897 ลิตรต่อ 3 ปี 35,571 ลิตรต่อ 5 ปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ - บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ - ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บในถังเก็บกักในกระบวนการผลิต เก็บในถังเก็บกักในกระบวนการผลิต
- Low Silica Activated Carbon	- นำมาใช้เป็นตัวดูดซับสารอินทรีย์ที่หน่วยผลิตน้ำป้อนหม้อต้มไอน้ำ	141,580 ลิตรต่อ 5 ปี	- บริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศ	- ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนาด 6 ล้อ	เก็บในถังเก็บกักในกระบวนการผลิต

หมายเหตุ : 1. ^{1/}วัตถุดิบปิโตรเลียม เช่น น้ำมันดิบ คอนเดนเสทเรสซิดิว หรือวัตถุดิบที่มีคุณสมบัติเทียบเคียงกับวัตถุดิบปิโตรเลียม (C9 อะโรเมติกส์) เป็นต้น
 2. ^{2/} วัตถุดิบชีวภาพ เช่น Used Cooking Oil (UCO), Palm Fatty Acid Distillate (PFAD), Refined Palm Oil (RPO) และ Palm Oil Mill Effluent (POME) เป็นต้น

ที่มา : บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

ตารางที่ 2.2-2 สรุปชนิด ปริมาณ วิธีการขนส่ง และการใช้ประโยชน์ ของผลิตภัณฑ์

โครงการโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

ผลิตภัณฑ์หลักและผลิตภัณฑ์พลอยได้	กำลังการผลิต	วิธีการขนส่ง	การใช้ประโยชน์
1. ก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas)	222,650 ตันต่อปี	ระบบท่อขนส่ง	นำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงภายในโรงกลั่นน้ำมัน
2. ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)	201,480 ตันต่อปี	เรือบรรทุกสินค้า	จำหน่ายให้กับลูกค้าภายในประเทศ เพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงและก๊าซหุงต้ม
3. แนฟทาเบา (Light Naphtha)	534,725 ตันต่อปี	ระบบท่อขนส่งและเรือบรรทุกสินค้า	จำหน่ายให้กับลูกค้าทั้งภายในประเทศและต่างประเทศ เพื่อนำมาใช้เป็นสารตั้งต้นผลิตน้ำมันแก๊สโซลีน และสารตั้งต้นในโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ
4. รีฟอร์มเมท (Reformate)	1,116,900 ตันต่อปี	ระบบท่อขนส่งและเรือบรรทุกสินค้า	จำหน่ายให้กับลูกค้าทั้งภายในประเทศและต่างประเทศ เพื่อนำมาใช้เป็นสารตั้งต้นผลิตน้ำมันแก๊สโซลีน และสารตั้งต้นในโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ
5. น้ำมันอากาศยาน (Kerosene/Jet)	1,401,965- 1,822,445 ตันต่อปี	ระบบท่อขนส่งเรือบรรทุกสินค้าและทางรถยนต์	จำหน่ายให้กับลูกค้าทั้งภายในประเทศและต่างประเทศ เพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับอากาศยาน
6. น้ำมันเชื้อเพลิงเครื่องยนต์ดีเซล (Gas Oil/Diesel Oil)	4,189,470- 4,617,615 ตันต่อปี	ระบบท่อขนส่ง เรือบรรทุกสินค้าและทางรถยนต์	จำหน่ายให้กับลูกค้าทั้งภายในประเทศและต่างประเทศ เพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์และโรงงานอุตสาหกรรม
7. น้ำมันเตา (Fuel Oil)	1,023,825- 1,481,900 ตันต่อปี	ระบบท่อขนส่ง ก่อนส่งผ่านเรือบรรทุกสินค้า	จำหน่ายให้กับลูกค้าทั้งภายในประเทศและต่างประเทศ เพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเรือและโรงงานอุตสาหกรรม
8. แก๊สโซฮอล์ (Gasohol)	1,022,000 ตันต่อปี	ระบบท่อขนส่ง เรือบรรทุกสินค้า และทางรถยนต์	จำหน่ายให้กับลูกค้าทั้งภายในประเทศและต่างประเทศ เพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์
9. ไบโอดีเซล (โดยการผสม)	547,500 ตันต่อปี	ระบบการขนส่งทางรถยนต์	จำหน่ายให้กับลูกค้าทั้งภายในประเทศและต่างประเทศ เพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องยนต์ดีเซล
10. กำมะถันเหลว (Liquid Sulfur)	101,835 ตันต่อปี	ระบบท่อขนส่งไปยังเก็บกัก Day Tank ก่อนส่งผ่านทางรถบรรทุก	นำมาใช้เป็นสารตั้งต้นในการผลิตกรดซัลฟูริกและนำมาใช้ประโยชน์ในอุตสาหกรรมการทำปุ๋ย
11. Hydrowax	0-730,000 ตันต่อปี	ระบบท่อขนส่ง เรือบรรทุกสินค้า	จำหน่ายให้กับลูกค้าทั้งภายในประเทศและต่างประเทศ เพื่อนำมาใช้เป็นสารตั้งต้นผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน และสารตั้งต้นในโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ

ที่มา : บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

2.4 กระบวนการผลิต

กระบวนการกลั่นน้ำมันของโครงการฯ ประกอบด้วยหน่วยผลิตต่างๆ ดังนี้

(1) ส่วนการผลิตหลักของโครงการฯ ประกอบด้วย Crude Distillation Unit (CDU), Crude Re-contacting Unit (CDR), High Vacuum Unit (HVVU) และ Condensate Residue Splitter (CRS)

(2) ส่วนการปรับปรุงคุณภาพของโครงการฯ ประกอบด้วย Visbreaker Unit (VBU), Hydrocracking Unit (HCU), Hydrodesulphurization Unit (HDS), Naphtha Hydrotreater (NHT), Platformer Unit (PLF), LPG Treating Unit, Mercury Removal Unit (MRU), Kerosene Merox Unit (KMU) และ Deep Hydrodesulphurization Unit (DHDS)

(3) ส่วนเสริมการผลิตของโครงการฯ ประกอบด้วย ADIP Regeneration Unit (ADIP), Sulfur Recovery Unit (SRU) และ Hydrogen Manufacturing Unit (HMU) และ Pre-Treatment Unit (PTU)

รายละเอียดดังแสดงในรูปที่ 2.4-1 และรูปที่ 2.4-2

2.4.1 หน่วยผลิตหลัก

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

1) Naphtha Minus ที่ออกจากยอดหอกกลั่นหลัก โดยจะส่งไปยัง Crude Re-Contacting Unit (CDR) ก่อนที่จะนำไปทำการปรับปรุงคุณภาพต่อไป

2) Middle Distillate (MD) ออกทางส่วนกลางของหอกกลั่น จะส่งไปเก็บยัง Vessel (V-1003) และส่งไปยัง Hydrodesulphurization Unit (HDS) เพื่อกำจัดกำมะถัน

3) Long Residue (LR) ออกทางส่วนล่างของหอกกลั่น ส่งผ่านปั๊ม (P-1003) และจะส่งต่อไปยัง High Vacuum Unit (HVVU) ต่อไป

(2) **Crude Re-contacting Unit (CDR Unit)** เป็นหน่วยที่ทำการรวบรวม Naphtha Minus จากหน่วยการผลิตต่างๆ ซึ่งประกอบไปด้วย Crude Distillation Unit (CDU), Hydrodesulphurization and

Fractionation Unit (HDS/HDF), Hydrocracking and Fractionation Unit (HCU/HCF) และ Condensate Residue Splitter (CRS) หลังจากผ่านการรวบรวมแล้วสารทั้งหมดจะถูกแยกออกเป็น LPG Minus และ Naphtha Minus โดยถึงความดันต่างๆ ก่อนที่จะถูกส่งไปทำการปรับปรุงคุณภาพต่อไป

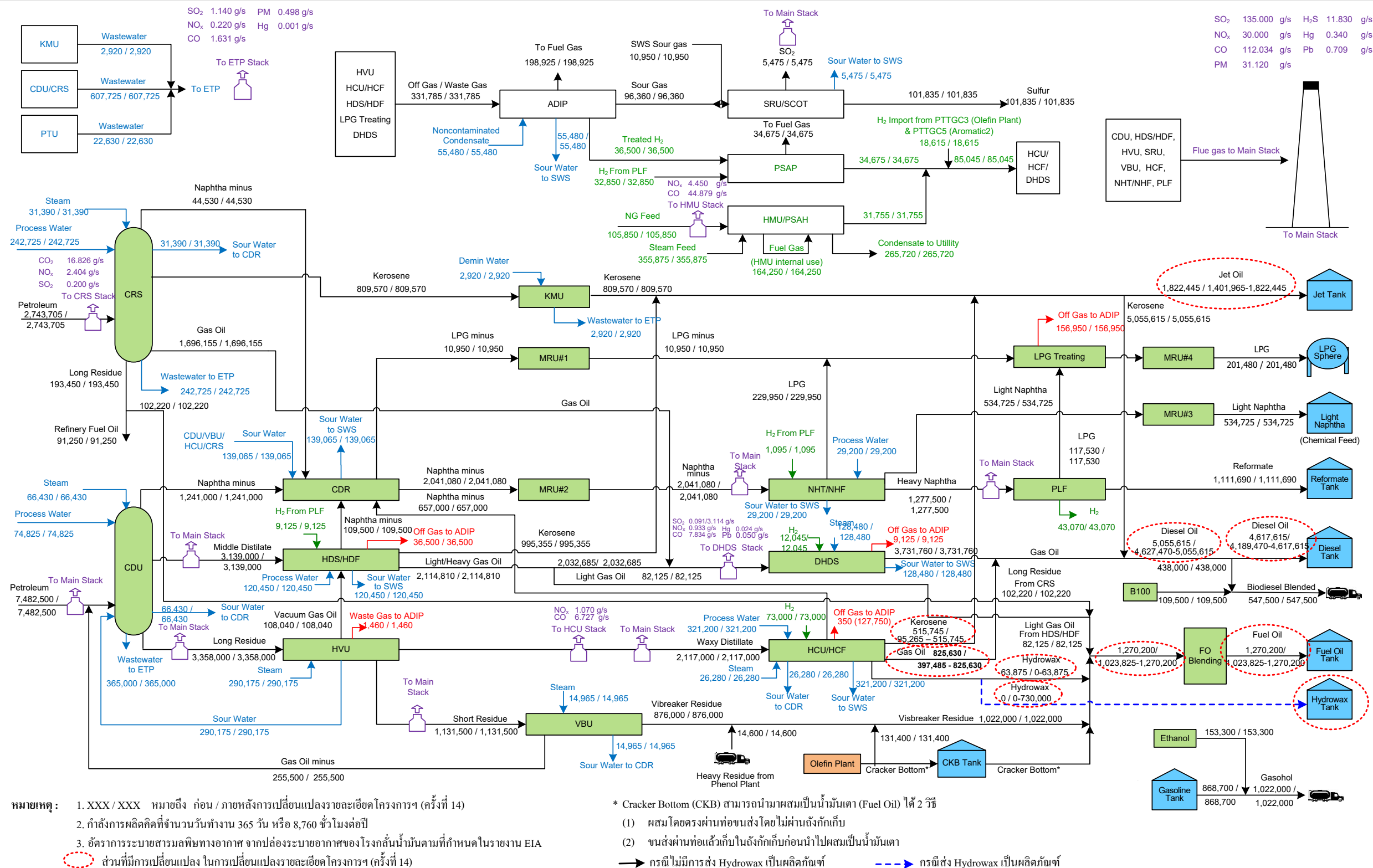
(3) **High Vacuum Unit (HVU)** เป็นหน่วยกลั่นแยกภายใต้ความดันสุญญากาศ โดยมีสารตั้งต้นคือ LR ที่ได้จาก CDU ผลิตภัณฑ์หลักของหน่วยผลิตนี้ คือ

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

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

(4) **Condensate Residue Splitter (CRS)** เป็นหน่วยกลั่นแยกวัตถุดิบปิโตรเลียมที่ส่งเข้า CDU ที่ความดันบรรยากาศ ผลิตภัณฑ์หลักของหน่วยผลิตนี้ คือ

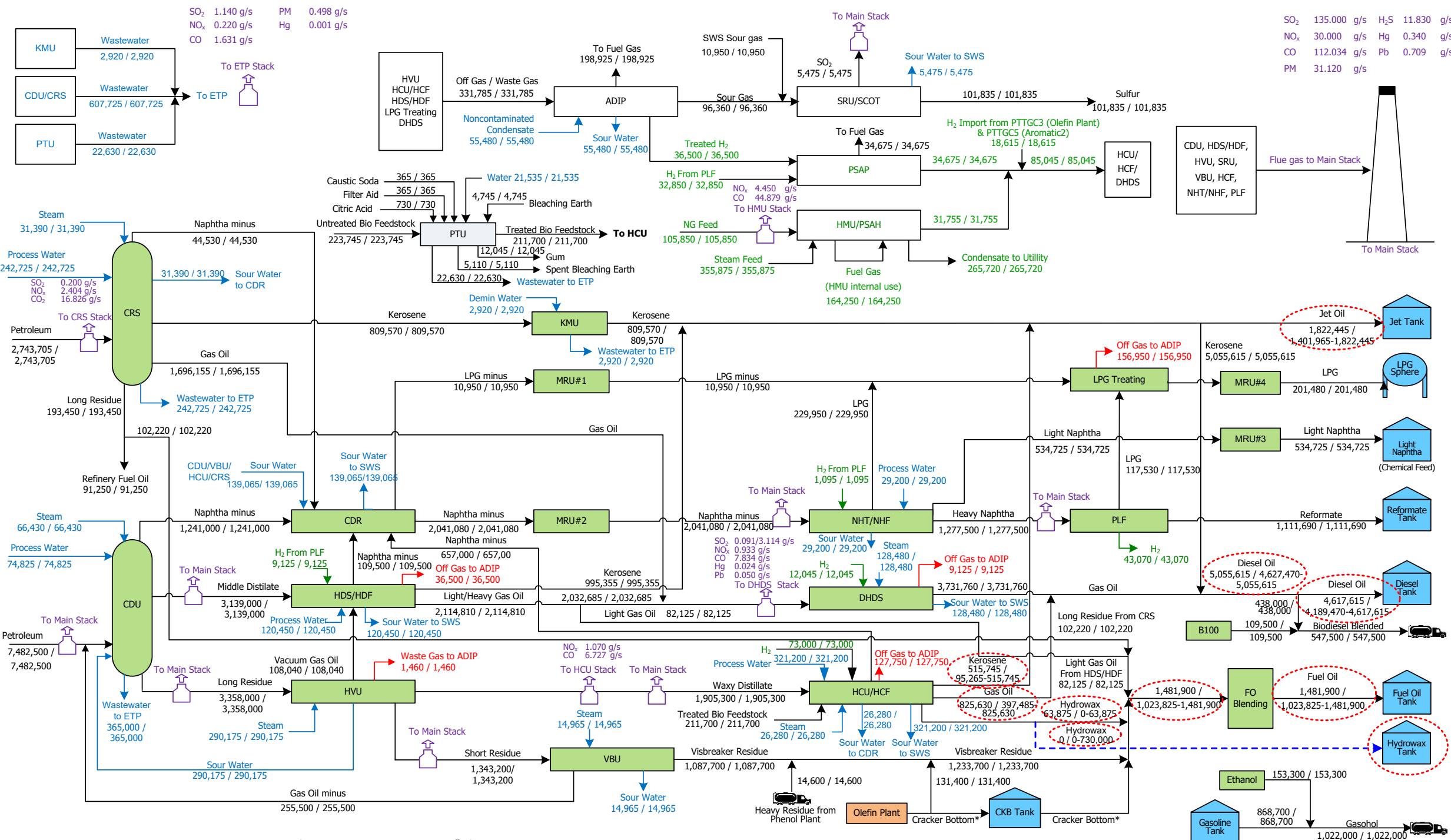
- 1) Naphtha Minus จะส่งไปที่ Crude Re-Contacting Unit (CDR) เพื่อทำการปรับปรุงคุณภาพต่อไป
- 2) Kerosene จะถูกส่งต่อไปปรับปรุงคุณภาพที่ Kerosene Merox Unit (KMU) จากนั้นจะถูกส่งไปรวมกับ Kerosene ที่ได้จากหน่วย HDS/HDF และ HCU/HCF เพื่อนำมาผสมเป็นน้ำมันอากาศยานต่อไป
- 3) Gas Oil จะถูกส่งไปปรับปรุงคุณภาพโดยบำบัดกำมะถัน ที่ Deep Hydrodesulphurization Unit (DHDS)
- 4) Long Residue (LR) จะถูกนำไปใช้เป็นน้ำมันเชื้อเพลิงเหลว (Back Up Refinery Fuel Oil) เพื่อให้ความร้อนตามหน่วยผลิตต่างๆ ภายในโรงกลั่นน้ำมัน และส่วนที่เหลือจะถูกส่งไปยัง Fuel Oil Blending เพื่อผลิตเป็นน้ำมันเตาต่อไป



รูปที่ 2.4-1 ข้อมูลและแผนผังกระบวนการผลิต กรณีดำเนินการผลิตปกติ กรณีไม่มีการใช้ Treated Bio Feedstock

โครงการโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)





หมายเหตุ : 1. XXX/XXX หมายถึง ก่อน / ภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ (ครั้งที่ 14)
 2. กำลังการผลิตที่จำนวนวันทำงาน 365 วัน หรือ 8,760 ชั่วโมงต่อปี
 3. อัตราการระบายสารมลพิษทางอากาศ จากปล่องระบายอากาศของโรงกลั่นน้ำมันตามที่กำหนดในรายงาน EIA
 ส่วนที่มีการเปลี่ยนแปลง ในการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ (ครั้งที่ 14)

* Cracker Bottom (CKB) สามารถนำมาผสมเป็นน้ำมันเตา (Fuel Oil) ได้ 2 วิธี
 (1) ผสมโดยตรงผ่านท่อขนส่งโดยไม่ผ่านถังกักเก็บ
 (2) ขนส่งผ่านท่อแล้วเก็บในถังกักเก็บก่อนนำไปผสมเป็นน้ำมันเตา

** ผลิตภัณฑ์หลักที่ได้จะจัดเป็นผลิตภัณฑ์ชีวภาพ (รายละเอียดชื่อทางการค้าของผลิตภัณฑ์ชีวภาพที่โรงกลั่นน้ำมันจำหน่ายให้กับลูกค้าภายนอก)

→ กรณีไม่มีการส่ง Hydrowax เป็นผลิตภัณฑ์
 - - - - - กรณีส่ง Hydrowax เป็นผลิตภัณฑ์

รูปที่ 2.4-2 ข้อมูลและแผนผังกระบวนการผลิต กรณีใช้วัตถุดิบชีวภาพที่ผ่านการบำบัดแล้ว (Treated Bio Feedstock) รวมกระบวนการผลิต

โครงการโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)



2.4.2 หน่วยปรับปรุงคุณภาพ

(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

กรณีที่ใช้วัตถุดิบชีวภาพที่ผ่านการบำบัดแล้ว (Treated Bio Feedstock) ร่วมในกระบวนการผลิต จะมีการเพิ่มสัดส่วนของ Short Residue (SR) ที่ส่งเข้า Visbreaker Unit (VBU) ทำให้โครงการโรงกลั่นน้ำมันผลิตน้ำมันเตาในสัดส่วนที่เพิ่มขึ้น

(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 โดยวัตถุดิบที่เป็นของเหลวจะทำปฏิกิริยากับไฮโดรเจน และถูกเปลี่ยนเป็นผลิตภัณฑ์หลัก 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) จะส่งผ่านท่อที่ผ่านเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนแบบระบายความร้อนด้วยอากาศ ก่อนถูกเก็บไว้ที่ถัง T-5284 เพื่อส่งออกไปขายเป็นผลิตภัณฑ์ผ่านทางเรือ หากไม่มีการส่งออกผ่านทางท่าเทียบเรือ โครงการฯ จะส่ง Hydrowax ไปผสมกับ Visbroken Residue (VBR) ที่ได้จาก Visbreaker Unit (VBU) และ Light Gas Oil (LGO) ที่ได้จาก Hydrodesulphurization and Fractionation Unit (HDS/HDF) เพื่อผลิตเป็นน้ำมันเตาต่อไป

กรณีที่ใช้วัตถุดิบชีวภาพที่ผ่านการบำบัดแล้ว (Treated Bio Feedstock) ร่วมในกระบวนการผลิต จะมีการปรับลดสัดส่วนของ Waxy Distillate ที่ป้อนเข้าหน่วย HCU

(3) **Hydrodesulphurization Unit (HDS Unit)** เป็นหน่วยกำจัดกำมะถัน โดยรับสารตั้งต้น คือ Middle Distillate (MD) จาก Crude Distillation Unit (CDU) และ Vacuum Gas Oil (VGO) จาก High Vacuum Unit (HVU)

(4) **Naphtha Hydrotreater (NHT)** เป็นหน่วยกำจัดกำมะถันและไนโตรเจนในแนฟทา ให้มีกำมะถันและไนโตรเจน

(5) **Platformer Unit (PLF Unit)** กระบวนการในการเพิ่ม Octane ให้กับ Heavy Naphtha เพื่อให้ได้ Octane ตามค่าที่กำหนดของน้ำมัน Gasoline

(6) **LPG Treating Unit** เป็นหน่วยปรับปรุงคุณภาพก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) โดยมีสารตั้งต้นคือ LPG minus มีก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) ปนเปื้อน โดย LPG Minus จาก Crude Re-Contacting Unit (CDR) และ LPG Minus ที่มีก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ปนเปื้อนจากหน่วย Naphtha Hydrotreater (NHF)

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

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

(9) **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 หน่วยเสริมการผลิต

(1) **ADIP Regenerating Unit (ADIP Unit)** เป็นหน่วยกำจัดก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) โดยใช้สารละลายเอมีน (Di-isopropanol Amine (DIPA)) ทำหน้าที่ดูดซึม H_2S ในหอดูดซึม (Absorber) ส่วนสารละลายเอมีนที่ออกจากหอดูดซึม จะถูกส่งเข้า Regenerator เพื่อทำการแยกก๊าซกรด (Sour Gas) ออกจากสารละลาย Amine (Fat Solvent) ก๊าซกรดที่ได้จาก Regenerator จะถูกส่งไปยังหน่วยผลิตกำมะถันเหลว เพื่อนำก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ไปผลิตเป็นกำมะถันเหลว

ผลิตภัณฑ์หลักของหน่วยผลิตนี้ คือ

- 1) หน่วย ADIP ส่วนที่ 1 ทำหน้าที่กำจัดก๊าซจาก Crude Distillation Unit (CDU)
- 2) หน่วย ADIP ส่วนที่ 2 ทำหน้าที่กำจัดก๊าซจาก Hydrodesulphurization and Fractionation Unit (HDS/HDF)
- 3) หน่วย ADIP ส่วนที่ 3 ทำหน้าที่กำจัดก๊าซจาก Deep Hydrodesulphurization Unit (DHDS)

(2) **Sulphur Recovery Unit (SRU)** เป็นหน่วยผลิตกำมะถันเหลวจากก๊าซกรด (Sour Gas) ที่มีไฮโดรเจนซัลไฟด์เป็นองค์ประกอบจากหน่วย ADIP และหน่วย Sour Water Stripper (SWS) ประกอบด้วย 3 กระบวนการย่อย คือ

- 1) **Claus Process** เป็นกระบวนการเปลี่ยนก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ ให้เป็นกำมะถันเหลว
- 2) **SCOT Process (Shell Claus Off-gas Treating)** เป็นกระบวนการเพิ่มประสิทธิภาพในการเปลี่ยนก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ให้เป็นกำมะถันเหลว
- 3) **Catalytic Incinerating Process** เป็นกระบวนการการเปลี่ยนก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ใน Off Gas จากหน่วย SCOT และ Vent Gas ของถังเก็บกำมะถันเหลว (V-2108) จากหน่วย SRU ให้กลายเป็นซัลเฟอร์ไดออกไซด์

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

(4) **หน่วยเตรียมวัตถุดิบชีวภาพ (Pre-Treatment Unit, PTU)** เป็นหน่วยปรับปรุงคุณภาพวัตถุดิบชีวภาพที่ยังไม่ผ่านการบำบัด (Untreated Bio Feedstock) เพื่อให้มีคุณสมบัติเป็นไปตามเกณฑ์ของสารป้อนเข้ากระบวนการผลิตของ Hydrocracking Unit (HCU) โดยลักษณะทางกายภาพของวัตถุดิบชีวภาพที่ยังไม่ผ่านการบำบัด (Untreated Bio Feedstock) เช่น น้ำมันพืชใช้แล้ว (Used Cooking Oil) กรดไขมันปาล์ม (PFAD) น้ำทิ้งจากกระบวนการกลั่นปาล์ม (POME) เป็นต้น

2.5 ระบบสาธารณูปโภค

2.5.1 ประเภทและปริมาณการใช้ระบบสาธารณูปโภค

ระบบสาธารณูปโภคที่ใช้ในโครงการฯ ประกอบด้วย ระบบไฟฟ้า ระบบก๊าซเชื้อเพลิง ระบบน้ำใช้ ระบบน้ำหล่อเย็น ระบบไอน้ำ ก๊าซไนโตรเจน และก๊าซไฮโดรเจน โดยสรุปปริมาณการใช้และแหล่งที่มาของระบบสาธารณูปโภค ดังแสดงในตารางที่ 2.5-1

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 และหน่วย 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 เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผากากตะกอนจากระบบบำบัดน้ำเสียของ 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) พบว่าโครงการโรงกลั่นน้ำมันมีการระบายสารอินทรีย์ระเหยง่ายตามประกาศดังกล่าวข้างต้น ได้แก่ สารเบนซีน (Benzene)

จากการสำรวจและตรวจวัดปริมาณสารอินทรีย์ระเหยง่ายของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน เพื่อจัดทำเป็นฐานข้อมูลการระบายสารอินทรีย์ระเหยง่ายของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน (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

ตารางที่ 2.5-1 ประเภทและปริมาณการใช้ระบบสาธารณูปโภค

โครงการโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

ระบบสาธารณูปโภค	ปริมาณการใช้	แหล่งที่มา	ปริมาณที่ส่งให้/ ผลิตได้เองสูงสุด
1. ระบบไฟฟ้า	64.34 เมกะวัตต์	- ผลิตเองจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ จำนวน 3 หน่วย และเครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำ 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	515 ตันต่อวัน	- ผลิตเองจาก	- 515 ตันต่อวัน
- หน่วยเสริมการผลิต	95 ตันต่อวัน	• หน่วย ADIP • หน่วย PSAP	- 95 ตันต่อวัน
2.3 ก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas)			
- หน่วยเสริมการผลิต	422 ตันต่อวัน	- บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)	- 2,000 ตันต่อวัน
3. ระบบน้ำใช้			
3.1 น้ำใช้ในอาคารสำนักงาน	28.84 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน	- ระบบน้ำประปาของนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	- 480 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน
3.2 น้ำใช้ในกระบวนการผลิต	5,800 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน	- น้ำดิบจากนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	- 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	- 300 ตันต่อชั่วโมง - 120 ตันต่อชั่วโมง
		• Heat Recovery Steam Generator (HRSG) จำนวน 3 หน่วย • HMU และ Platformer	
5.2 ไอน้ำความดันปานกลาง (Medium Pressure Steam)	23.45 ตันต่อชั่วโมง	• หน่วย SRU • ระบบไอน้ำความดันสูง (High Pressure Steam System)	- 30.25 ตันต่อชั่วโมง

ตารางที่ 2.5-1 ประเภทและปริมาณการใช้ระบบสาธารณูปโภค (ต่อ)

ระบบสาธารณูปโภค	ปริมาณการใช้	แหล่งที่มา	ปริมาณที่ส่งให้/ ผลิตได้เองสูงสุด
5.3 ไอน้ำความดันต่ำ (Low Pressure Steam)	112.77 ตันต่อชั่วโมง	- ผลิตเองจาก	- 223 ตันต่อชั่วโมง
6. ก๊าซไนโตรเจน	10,529 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง	- รับจาก BIG	- 15,026 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง
7. ก๊าซไฮโดรเจน	233 ตันต่อวัน	- ผลิตเองจาก • หน่วย HMU • หน่วย PSAP - รับจาก PTTGC3 และ PTTGC5	- 124 ตันต่อวัน - 98 ตันต่อวัน - 51 ตันต่อวัน

หมายเหตุ : PTTGC3 คือ บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) สาขาที่ 3 โรงโอเลฟินส์ 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)

2.6.2 มลพิษทางน้ำ

2.6.2.1 แหล่งกำเนิดและปริมาณน้ำเสีย

น้ำเสียที่เกิดขึ้น สามารถแบ่งเป็น 9 แหล่ง โดยรายละเอียดของแหล่งกำเนิดและปริมาณน้ำเสียที่เกิดขึ้นที่โครงการโรงกลั่นน้ำมัน มีดังนี้

- (1) น้ำเสียจากการใช้น้ำในอาคารสำนักงาน ประมาณ 150 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน
- (2) น้ำ Blowdown จากระบบหล่อเย็นและระบบผลิตไอน้ำ มีปริมาณรวมกันสูงสุดประมาณ 1,800 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน
- (3) น้ำเสียที่เกิดจากกระบวนการผลิต ประมาณ 2,500 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน
- (4) น้ำเสียปนเปื้อนน้ำมันจากเรือ (เกิดขึ้นเป็นครั้งคราวไม่ต่อเนื่อง) มีปริมาณสูงสุดประมาณ 1,100 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน
- (5) น้ำเสียจากกันถังเก็บกักน้ำมันดิบ และน้ำเสียที่มีการปนเปื้อนน้ำมันอย่างต่อเนื่องประมาณ 1,000 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน
- (6) น้ำเสียจากการกำจัดตะกอน ประมาณ 50 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน
- (7) น้ำเสียจากกันถังคอนเดนเสท ประมาณ 1,300 ลูกบาศก์เมตรต่อ 3 เดือน
- (8) น้ำเสียจากรางระบายน้ำฝนที่มีโอกาสปนเปื้อน (Accidentally Oil Contaminate Run Off ; AOC) (เกิดขึ้นเป็นครั้งคราวไม่ต่อเนื่อง) ประมาณ 27,890 ลูกบาศก์เมตรต่อ 15 นาทีแรก
- (9) น้ำเสียจากหน่วยเตรียมน้ำดิบ (Pre-Treatment Unit) ปริมาณ 62 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน

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 จะถูกส่งเข้า

กระบวนการบำบัดต่อไป ซึ่งโครงการโรงกลั่นน้ำมัน ได้แบ่งกลุ่มน้ำเสีย ตามประเภทที่เข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียเพื่อปรับปรุงคุณภาพน้ำ ดังนี้

(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) เป็นน้ำเสียที่มาจากบริเวณพื้นที่ส่วนการผลิต จากลานถึงเก็บกัก และท่าเทียบเรือ

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 ซึ่งมาจากระบบหล่อเย็น (Cooling Tower) และระบบผลิตไอน้ำ (Boiler) มีปริมาณรวมกันสูงสุดประมาณ 1,800 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ระบายลงสู่บ่อพักน้ำทิ้ง (T-5406) ออกแบบให้มีปริมาตรรองรับขนาด 3,000 ลูกบาศก์เมตร

สำหรับน้ำเสียที่ผ่านการบำบัด จากระบบบำบัดน้ำเสียส่วนกลาง ของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน มีปริมาณเฉลี่ย ประมาณ 2,240 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน จะถูกส่งไปยังบ่อควบคุมการระบายน้ำ (Observation Basin, T-5527) ที่มีความจุ 1,000 ลูกบาศก์เมตร ซึ่งสามารถรองรับน้ำทิ้งที่ผ่านการบำบัดได้ประมาณ 10 ชั่วโมง ทั้งนี้ บริเวณทางเข้าของบ่อควบคุมการระบายน้ำมีเครื่องวัดแบบต่อเนื่อง คือ COD Online Analyzer ที่สามารถตรวจสอบคุณภาพน้ำได้อย่างต่อเนื่อง และมีการเชื่อมโยงผลการตรวจวัดไปยังศูนย์เฝ้าระวังและควบคุมคุณภาพสิ่งแวดล้อม (Environmental Monitoring and Control Center : EMC²) ของการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย นอกจากนี้ โครงการฯ ยังมีการเก็บตัวอย่างเพื่อตรวจสอบคุณภาพน้ำ โดยเจ้าหน้าที่ของโครงการโรงกลั่นน้ำมันทุกวัน หากพบว่าคุณภาพน้ำไม่เป็นไปตามเกณฑ์ควบคุม (Operational Guideline) ของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน ซึ่งเป็นเกณฑ์ที่เข้มงวดกว่าค่ามาตรฐานน้ำทิ้ง ตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม น้ำทิ้งดังกล่าวจะถูกส่งผ่านทางท่อกลับเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสีย ของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน เพื่อบำบัดใหม่อีกครั้งทันที จนมีคุณภาพน้ำผ่านตามเกณฑ์ควบคุม จึงจะระบายน้ำทิ้งผ่านทางท่อไปยังจุดระบายน้ำทางด้านทิศใต้ของโครงการโรงกลั่นน้ำมันซึ่งเป็นทะเลต่อไป

ทั้งนี้ ก่อนที่จะส่งน้ำเสียเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสีย โครงการโรงกลั่นน้ำมันจะมีการตรวจสอบคุณลักษณะของน้ำ เพื่อหาสัดส่วนของปริมาณน้ำเข้าที่เหมาะสม เพื่อให้ระบบบำบัดน้ำเสียสามารถทำการบำบัดได้อย่างมีประสิทธิภาพ รวมทั้งได้มีการดำเนินการติดตามตรวจสอบคุณภาพน้ำทั้งก่อนและภายหลังการบำบัดน้ำเสียอย่างต่อเนื่อง 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) และถังเก็บน้ำเสียปนเปื้อนน้ำมันจากเรือก่อนเข้าสู่ระบบ CPI (S5) ดังแสดงในรูปที่ 2.6-1



โครงการโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)



2.6.3 กากของเสียและการจัดการ

กากของเสียที่เกิดจากการดำเนินการของโครงการ แบ่งออกเป็น 2 ประเภทหลักๆ ได้แก่

(1) กากของเสียจากอาคารสำนักงาน อาคารปฏิบัติการ และอาคารควบคุม ประกอบด้วย กากของเสียไม่อันตราย และกากของเสียอันตราย

(2) กากของเสียจากกระบวนการผลิตซึ่งเป็นกากของเสียอันตราย แบ่งเป็น 4 ประเภทหลัก ได้แก่ กากตะกอนที่ปนเปื้อนน้ำมัน กากของเสียจากสารเร่งปฏิกิริยาใช้แล้ว สารดูดซับที่ใช้แล้วในกระบวนการผลิต และสารดูดซับที่ใช้แล้วในระบบสาธารณูปโภค

2.6.3.1 การจัดเก็บกากของเสีย

พื้นที่จัดเก็บกากของเสีย สามารถแบ่งเป็น 3 พื้นที่ โดยรายละเอียดพื้นที่จัดเก็บกากของเสียที่เกิดขึ้นที่โครงการโรงกลั่นน้ำมัน มีดังนี้

(1) พื้นที่จัดเก็บกากของเสียจากอาคารสำนักงาน อาคารปฏิบัติการ และอาคารควบคุม ตั้งอยู่บริเวณทิศตะวันออกของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน

(2) พื้นที่จัดเก็บกากของเสียจากกระบวนการผลิต ตั้งอยู่บริเวณทิศใต้ของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน มีหลังคาปิดคลุม บริเวณโดยรอบอาคารมีรางระบายน้ำและบ่อพักน้ำ (Sump) เพื่อรองรับน้ำที่อาจปนเปื้อนไม่ให้รั่วไหลออกนอกพื้นที่ โดยน้ำปนเปื้อนจะส่งไปบำบัดที่ระบบบำบัดน้ำเสียของโครงการโรงกลั่นน้ำมันต่อไป และมีการตรวจสอบพื้นที่จัดเก็บกากของเสียจากกระบวนการผลิต สัปดาห์ละ 1 ครั้ง ปัจจุบันพื้นที่จัดเก็บกากของเสียจากกระบวนการผลิตของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน มีพื้นที่ 8,833.75 ตารางเมตร แบ่งออกเป็น 9 ส่วน ดังนี้

- 1) พื้นที่จัดเก็บกากของเสียที่ปนเปื้อนน้ำมัน
- 2) พื้นที่จัดเก็บกากของเสียประเภทสารไวไฟ
- 3) พื้นที่จัดเก็บกากของเสียประเภทกัดกร่อน
- 4) พื้นที่จัดเก็บกากของเสียประเภทสารออกซิไดเซอร์
- 5) พื้นที่จัดเก็บกากของเสียที่เป็นภาชนะปนเปื้อนสารเคมี
- 6) พื้นที่จัดเก็บกากของเสียประเภทที่เกิดปฏิกิริยาได้ง่าย
- 7) พื้นที่จัดเก็บเศษเหล็ก

- 8) พื้นที่จัดเก็บเศษไม้
- 9) พื้นที่สำหรับเครื่องมือปฏิบัติงาน

โดยโครงการโรงกลั่นน้ำมันจะนำส่งกากของเสียดังกล่าวไปยังผู้รับกำจัด ทั้งภายในและต่างประเทศที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการรับไปกำจัด ซึ่งสามารถรองรับกากของเสียที่เกิดขึ้นจากโครงการโรงกลั่นน้ำมันได้อย่างเพียงพอ

(3) พื้นที่รวบรวมกากของเสียของหน่วยเตรียมวัตถุดิบ (Pre-Treatment Unit) จะอยู่ภายในพื้นที่ของหน่วยเตรียมวัตถุดิบ เพื่อแบ่งแยกออกจากพื้นที่กระบวนการผลิตอย่างชัดเจน โดยพื้นเป็นพื้นซีเมนต์ เพื่อป้องกันกากของเสียหรือสารปนเปื้อนซึมลงสู่ดิน บริเวณโดยรอบพื้นที่ถึงรวบรวมกากของเสียจะมีการติดตั้งรางระบายน้ำทั้ง 3 ด้าน เพื่อรองรับน้ำเสียปนเปื้อนกากของเสียรั่วไหล หรือน้ำฝน และป้องกันการรั่วไหลออกสู่ภายนอก

2.6.4 เสียงและการควบคุม

จากการดำเนินการของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน พบว่า มีบริเวณที่อาจเกิดเสียงดัง ได้แก่ บริเวณ Air Compressor บริเวณ Air Blower บริเวณ Fan บริเวณ Steam Turbine และบริเวณ Generator ซึ่งจะมีอุปกรณ์ที่เป็นแหล่งกำเนิดเสียง เช่น ปัม คอมเพรสเซอร์ เป็นต้น อย่างไรก็ตาม โครงการโรงกลั่นน้ำมันได้กำหนดมาตรการเพื่อเฝ้าระวังผลกระทบต่อชุมชนภายนอก ได้แก่ กำหนดให้ระดับเสียงที่บริเวณริมรั้วโครงการโรงกลั่นน้ำมันมีระดับเสียง ไม่เกิน 70 เดซิเบลเอ และกำหนดมาตรการเพื่อป้องกันผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อพนักงานที่ปฏิบัติงาน ดังนี้

(1) กำหนดเขตพื้นที่เสียงดัง และมีการติดตั้งป้ายเตือนให้สวมใส่อุปกรณ์ป้องกันเสียงในบริเวณพื้นที่ที่มีเสียงดังเกินกว่า 85 เดซิเบลเอ พร้อมทั้งควบคุมให้พนักงานสวมใส่อุปกรณ์ป้องกันเสียงดัง เช่น ครอปหูลดเสียง (Ear Muffs) ปลั๊กอุดเสียง (Ear Plugs) เป็นต้น อย่างเคร่งครัดตลอดเวลาที่ปฏิบัติงานในบริเวณพื้นที่ที่มีเสียงดัง

(2) ควบคุมระดับเสียงของเครื่องจักรและอุปกรณ์ต่างๆ ให้มีค่าระดับเสียงที่ระยะ 1 เมตร จากเครื่องจักรหรือวัสดุดูดซับเสียง ไม่เกิน 85 เดซิเบลเอ ในกรณีที่ไม่สามารถลดระดับเสียงให้น้อยกว่า 85 เดซิเบลเอ ต้องมีการปิดคลุมแหล่งกำเนิดเสียง และกำหนดเป็นพื้นที่ควบคุม (Restricted Area) โดยติดสัญลักษณ์เตือนให้มีการสวมใส่อุปกรณ์ป้องกันเสียงส่วนบุคคล อย่างเคร่งครัด

(3) พื้นที่ที่มีระดับเสียงมากกว่า 85 เดซิเบลเอ จะจัดทำมาตรการอนุรักษ์การได้ยิน (Hearing Conservation Program) ให้เป็นไปตามกฎหมายกำหนด และเป็นไปตามหลักวิชาการในการบริหารจัดการป้องกันไม่ให้พนักงานสัมผัสระดับเสียงดังเป็นเวลานาน เช่น กำหนดระยะเวลาการทำงานเพื่อลดเวลาที่พนักงานสัมผัสเสียงดัง การสลับพนักงาน/การสลับวันทำงานในพื้นที่ที่มีเสียงดัง เป็นต้น และปรับปรุงข้อมูลอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง

(4) ควบคุมพนักงานที่ปฏิบัติงานในบริเวณพื้นที่ที่มีเสียงดัง ให้ได้รับเสียงเฉลี่ยตลอดระยะเวลาการทำงาน (TWA) ไม่เกินตามที่กฎหมายกำหนด พร้อมทั้งจัดให้มีการหยุดพักทำงานชั่วคราว หรือมีระบบการหมุนเวียนพนักงาน และจัดให้มีอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลอย่างเพียงพอ และเหมาะสม สำหรับพนักงานที่เข้าไปปฏิบัติงานในบริเวณพื้นที่ที่มีเสียงดัง

(5) จัดให้มีแผนการตรวจสอบและซ่อมบำรุงรักษาเครื่องจักรและอุปกรณ์ ที่เป็นแหล่งกำเนิดเสียงที่สำคัญ เช่น บั๊ม คอมเพรสเซอร์ และถังปฏิกรณ์ เป็นต้น ให้อยู่ในสภาพที่ใช้งานได้ดี เพื่อป้องกันการเกิดเสียงดังจากเครื่องจักรที่เสื่อมสภาพ

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 เป็นหนึ่งในดัชนีชี้วัดประสิทธิภาพหลักของบริษัทฯ และการบริหารงานในด้านนี้เป็นหน้าที่สำคัญของสายงานบริหารในระดับต่างๆ
- (4) บรรลุความเป็นเลิศด้านสิ่งแวดล้อม สุขภาพอนามัย และความปลอดภัย รวมถึงปฏิบัติตามถูกต้องตามกฎหมาย ระเบียบข้อบังคับ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับการประกอบกิจการของบริษัทฯ
- (5) ให้ถือเป็นความรับผิดชอบโดยตรงของผู้บริหารและพนักงานทุกระดับ ในการรักษาและพัฒนาระบบการจัดการอาชีวอนามัยและความปลอดภัยให้มีประสิทธิภาพอย่างต่อเนื่องและสม่ำเสมอ
- (6) ใช้วิธีการป้องกันมลพิษที่ต้นเหตุ (Pollution Prevention) และการดำเนินการป้องกันเชิงรุก (Pro Active) เพื่อส่งเสริมความปลอดภัย ป้องกัน และลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและสุขภาพอนามัย
- (7) ส่งเสริมให้พนักงานและผู้รับเหมาของบริษัทฯ มีความรู้ความเข้าใจ มีทัศนคติที่ดี และเข้าร่วมในโครงการด้านสิ่งแวดล้อม สุขภาพอนามัย และความปลอดภัย ผ่านทางการฝึกอบรมและการปรึกษาหารือ
- (8) เสริมสร้างการสื่อสาร ความเข้าใจ และความร่วมมือภายในโรงกลั่นน้ำมัน และระหว่างบริษัทฯ กับชุมชนใกล้เคียง องค์กรที่เกี่ยวข้อง และหน่วยงานของรัฐบาล ทางด้านสิ่งแวดล้อม สุขภาพอนามัย และความปลอดภัย ทั้งนี้โดยครอบคลุมถึงวัตถุประสงค์และเป้าหมายที่กำหนดไว้
- (9) จัดให้มีการทบทวน ตรวจสอบนโยบาย ระบบการจัดการ และโครงการด้านสิ่งแวดล้อม สุขภาพอนามัย และความปลอดภัย และดำเนินการปรับปรุงแก้ไข
- (10) จัดให้มีการทบทวนนโยบายระบบการจัดการอาชีวอนามัยและความปลอดภัย ระบบการจัดการ โครงการด้านสิ่งแวดล้อม สุขภาพอนามัย และความปลอดภัย และตรวจประเมินความสอดคล้อง กับนโยบายทุกระยะตามความเหมาะสม
- (11) พัฒนาการดำเนินงานด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัยอย่างต่อเนื่อง
- (12) บริษัทฯ ให้การสนับสนุนด้านทรัพยากรอย่างเหมาะสม จัดให้มีการอบรมพนักงานทุกระดับ และสนับสนุนให้พนักงานมีส่วนร่วมในการแสดงความคิดเห็นในการจัดการอาชีวอนามัยและความปลอดภัย

2.7.2 อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล

โครงการโรงกลั่นน้ำมันได้จัดเตรียมอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลอย่างเหมาะสมและเพียงพอ สำหรับพนักงานทุกคน ทุกตำแหน่ง เพื่อความปลอดภัยในการทำงาน เช่น แว่นตานิรภัย ถุงมือ รองเท้านิรภัย หมวกนิรภัย ชุดกันสารเคมี หน้ากากป้องกันสารเคมี SCBA เป็นต้น และกำหนดในกฎความปลอดภัยให้พนักงานสวมใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลทุกครั้ง เมื่อเข้าไปปฏิบัติงานสัมผัสกับสารเคมี

สำหรับพนักงานใหม่ทุกคนก่อนเริ่มการทำงาน จะต้องผ่านหลักสูตรการฝึกอบรมการเลือกใช้และบำรุงรักษาอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล ให้เหมาะสมต่อการใช้งานในแต่ละกิจกรรม 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. ระบบฉีดโฟมเข้าถึง (Sub Surface Foam (SSF) & Low Expansion Foam (LF) Injection Line)	10	NFPA 11
2. ระบบฉีดโฟมเข้าถึง (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 Branch Pipe)	25	NFPA 11
11. Fixed Monitor สำหรับฉีดน้ำ 120 ลบ.ม./ชม.	57	UL/FM

ตารางที่ 2.7-1 ประเภทและจำนวนอุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัยและอุปกรณ์ด้านความปลอดภัย (ต่อ)

ประเภทของอุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัย	จำนวนระบบป้องกันและระงับอัคคีภัย (จุด)	NFPA Standard
บริเวณพื้นที่กระบวนการผลิต (Process Area) (ต่อ)		
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
บริเวณพื้นที่ลานเก็บผลิตภัณฑ์ (Tank Farm)		
1. ระบบฉีดโฟมเข้าถึง (Sub Surface Foam (SSF) & Low Expansion Foam (LF) Injection Line)	51	NFPA 11
2. ระบบฉีดโฟมเข้าถึง (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	112	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

ตารางที่ 2.7-1 ประเภทและจำนวนอุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัยและอุปกรณ์ด้านความปลอดภัย (ต่อ)

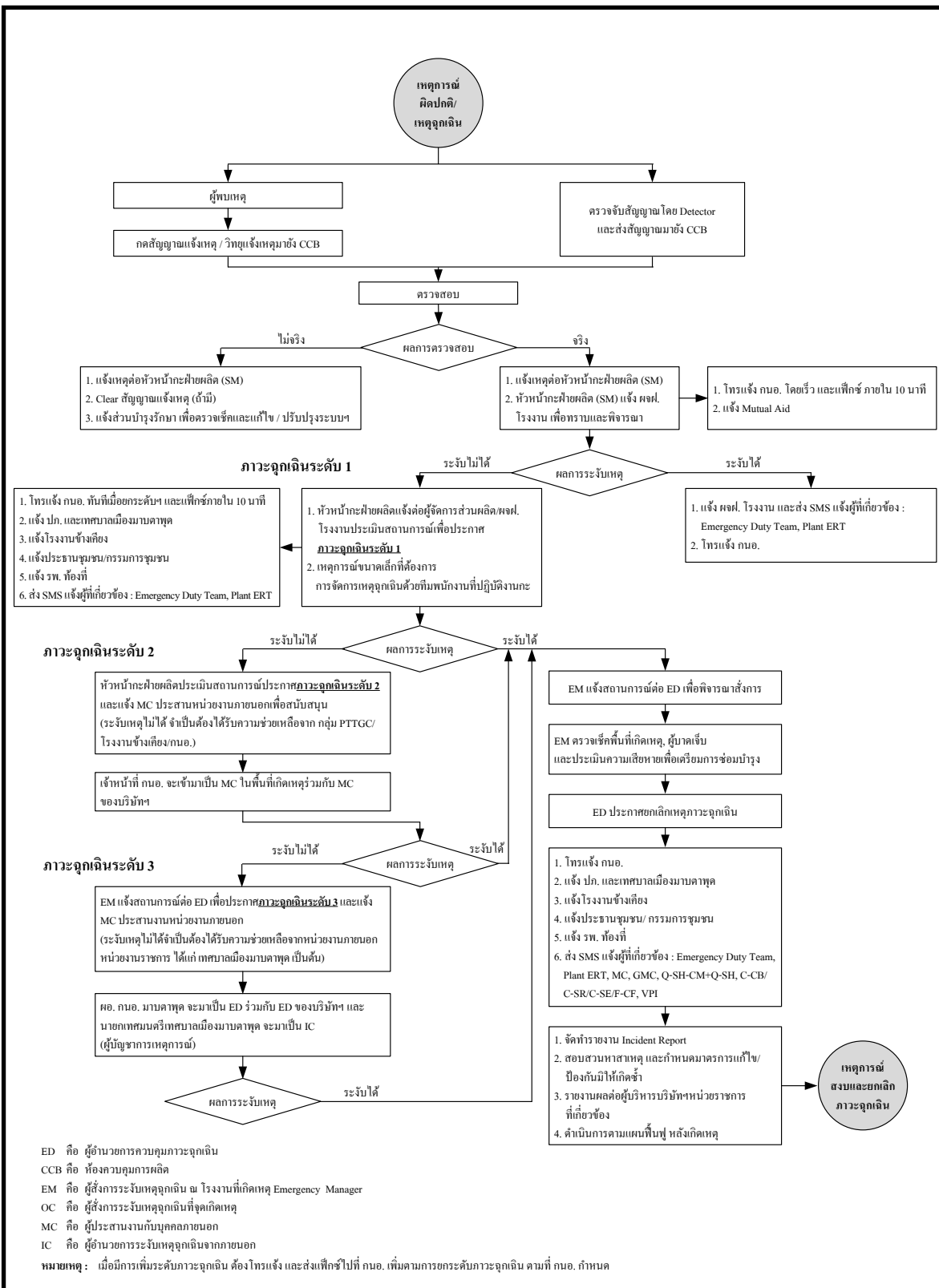
ประเภทของอุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัย	จำนวนระบบป้องกันและระงับอัคคีภัย (จุด)	NFPA Standard
บริเวณระบบ Vapor Combustion Unit หน่วยที่ 1 (VCU-1) (ต่อ)		
4. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้งแบบเคลื่อนที่ ขนาด 9 กิโลกรัม	4	NFPA 10
5. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้งแบบเคลื่อนที่ ขนาด 63 กิโลกรัม	1	NFPA 10
บริเวณระบบ 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)

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 โดยระดับของภาวะฉุกเฉินภายในโครงการโรงกลั่นน้ำมันแบ่งออกเป็น 3 ระดับ ดังแสดงในรูปที่ 2.7-1

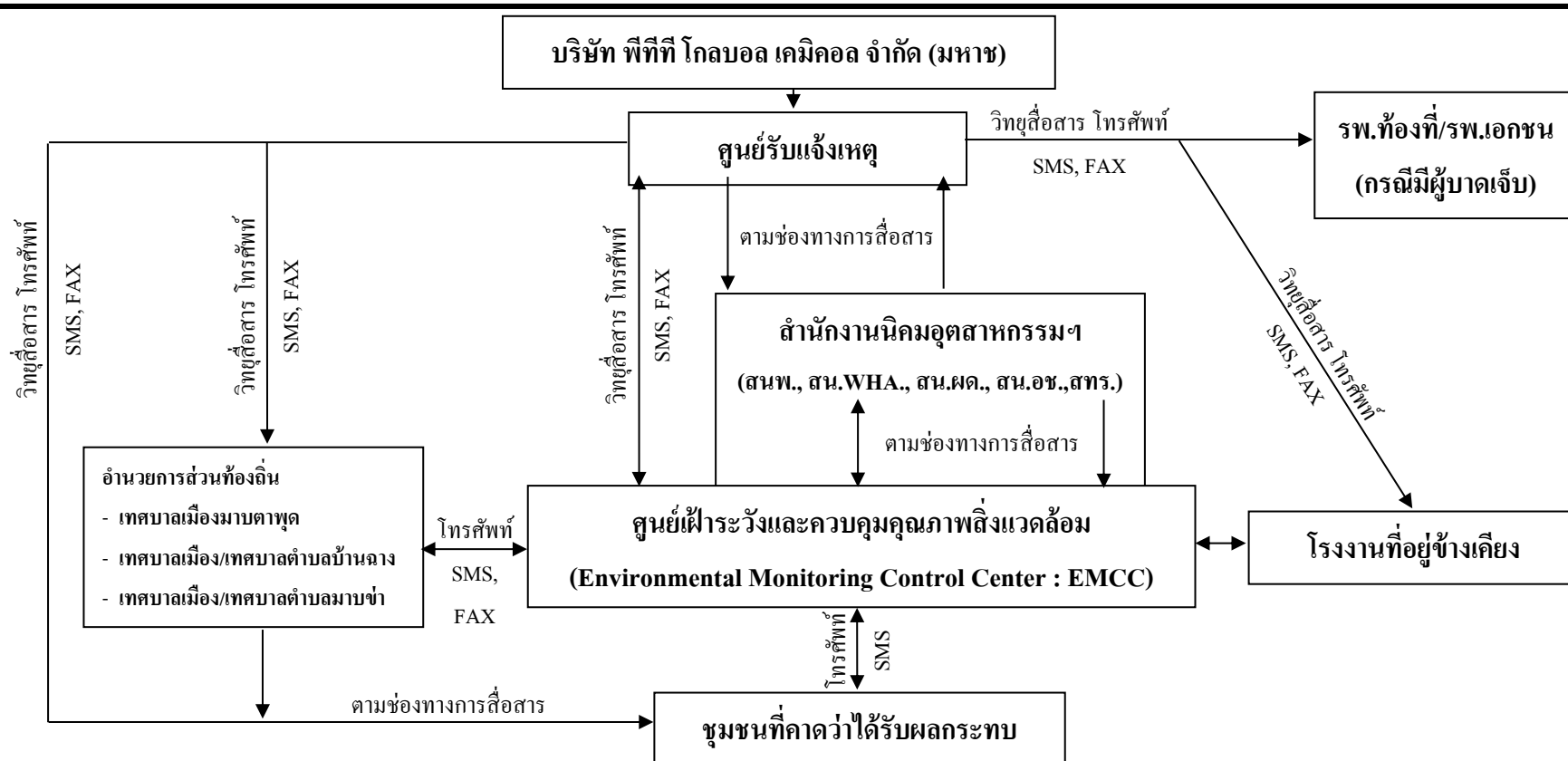
ในกรณีเกิดภาวะฉุกเฉิน โครงการโรงกลั่นน้ำมันจะปฏิบัติตามแผนควบคุมภาวะฉุกเฉินของบริษัทฯ และแผนควบคุมภาวะฉุกเฉินจังหวัดระยอง โดยมีช่องทางการติดต่อสื่อสารผ่านทางวิทยุสื่อสาร โทรศัพท์ ข้อความ (SMS) และการส่งโทรสาร (FAX) เพื่อติดต่อประสานงานและแจ้งเหตุให้กับหน่วยงานต่างๆ ได้รับทราบสถานการณ์ ได้แก่ โรงพยาบาลท้องถิ่น 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)

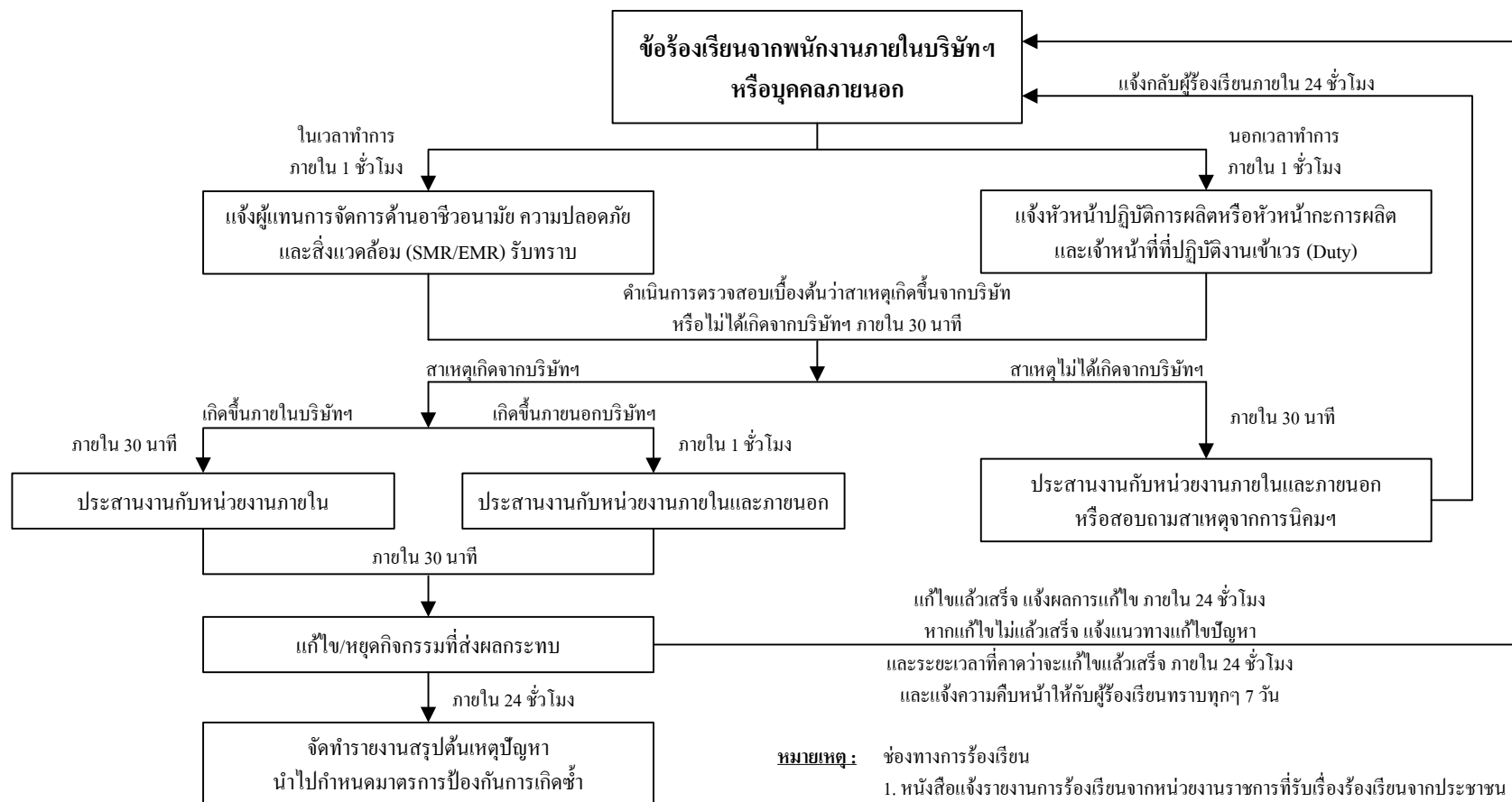


2.7.5 แผนการรับเรื่องร้องเรียน

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 แต่หากพบว่ามีสาเหตุจากการดำเนินการของบริษัทฯ และมีสาเหตุที่เกิดขึ้นภายในจะต้องมีการประสานกับหน่วยงานภายใน ในเวลา 30 นาที หากมีสาเหตุเกิดขึ้นภายนอกบริษัทฯ จะต้องมีการประสานงานกับหน่วยงานทั้งภายในและภายนอก ในเวลา 1 ชั่วโมง ภายหลังจากการประสานงานแล้ว บริษัทฯ จะต้องดำเนินการแก้ไขหรือหยุดกิจกรรมที่ส่งผลกระทบ ภายใน 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

- หนังสือแจ้งรายงานการร้องเรียนจากหน่วยงานราชการที่รับเรื่องร้องเรียนจากประชาชน
- ทางวาจาและทางโทรศัพท์ (038-973333) หรือการ Walk in จากผู้ร้องเรียน
- การแจ้งผ่านผู้นำชุมชนหรือพนักงานที่รับฟังมา

รูปที่ 2.7-3 แผนผังการรับเรื่องร้องเรียน

โครงการโรงกลั่นน้ำมัน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)



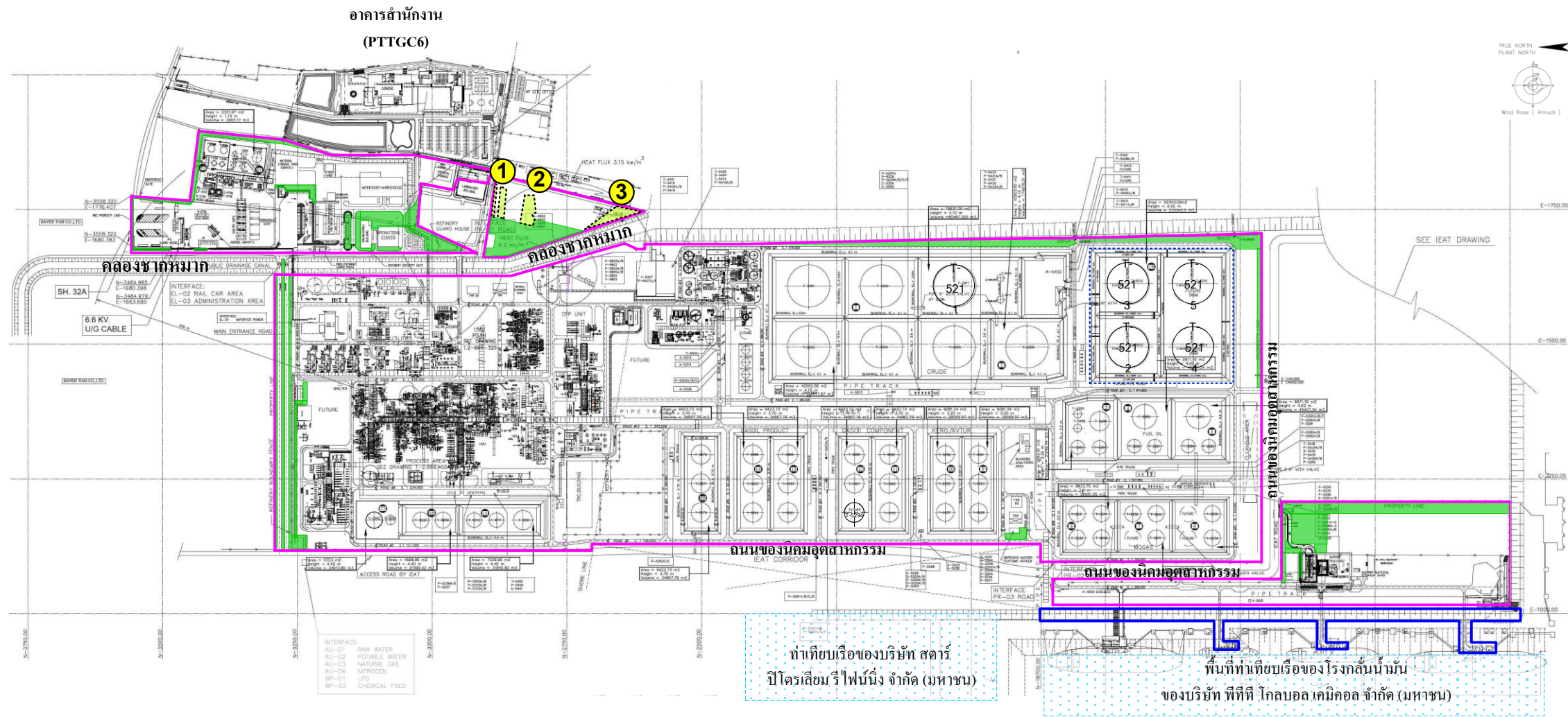
2.7.6 การจัดการพื้นที่สีเขียว

ปัจจุบันโครงการโรงกลั่นน้ำมันได้จัดให้มีพื้นที่สีเขียว ประมาณ 43 ไร่ หรือประมาณ ร้อยละ 5.47 ของพื้นที่โครงการโรงกลั่นน้ำมันทั้งหมด โดยทำการปลูกไม้ยืนต้น เช่น ต้นอโศก ต้นหูกระจง ต้นหมากเหลือง ต้นนนทรี เป็นต้น และจัดให้มีสวนหย่อม สวนไม้ประดับ และไม้พุ่ม โดยโครงการพิจารณาคัดเลือกพันธุ์ไม้ที่เหมาะสมในพื้นที่ใกล้เคียงแหล่งมลพิษทางอากาศ สามารถดูดซับมลพิษมาปลูกในพื้นที่สีเขียวของโครงการ และจัดให้มีแผนในการบำรุงรักษาด้านไม้ในบริเวณพื้นที่สีเขียวภายในพื้นที่โครงการโรงกลั่นน้ำมัน โดยหากต้นไม้เกิดความเสียหายหรือตายจะมีการปลูกทดแทนต้นเดิม ดังแสดงในรูปที่ 2.7-4

2.8 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ

กับรายละเอียดที่เสนอไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม

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



รูปที่ 2.7-4 พื้นที่สีเขียวภายในโครงการโรงกลั่นน้ำมัน
บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)



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

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการ ที่เปลี่ยนแปลงหรือ แตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾
1. ที่ตั้งโครงการ	- นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง	- ไม่เปลี่ยนแปลง
2. ขนาดพื้นที่โครงการ	- 785 ไร่ 2 งาน 67.86 ตารางวา	- ไม่เปลี่ยนแปลง
3. การจัดผังพื้นที่	- พื้นที่ส่วนการผลิต - พื้นที่อาคารสำนักงานและลานจอดรถ - พื้นที่ถึงเก็บกักวัตถุดิบและผลิตภัณฑ์ - พื้นที่ระบบสาธารณูปโภค - พื้นที่ว่างสำหรับโครงการในอนาคต - พื้นที่อันตรายจากหลังคาหรือสิ่งก่อสร้างปกคลุม - พื้นที่สีเขียว	- ไม่เปลี่ยนแปลง
4. วัตถุดิบและ ผลิตภัณฑ์	- วัตถุดิบหลัก มีดังนี้ • วัตถุดิบปิโตรเลียม (Petroleum Feedstock) • วัตถุดิบชีวภาพ (Bio Feedstock) • วัตถุดิบเทียบเคียงปิโตรเลียม	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	- ตัวเร่งปฏิกิริยา มีดังนี้ • ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับกระบวนการ Hydrodesulphurization • ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับกระบวนการ Naphtha Hydrotreating • ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับ Platformer • ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับกระบวนการ Hydrocracking • ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับหน่วยผลิตกำมะถัน (SRUs/SCOT) : Claus Reactor : SCOT Reactor • ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับหน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันก๊าด (Kerosene Merox Unit (KMU)) • ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับหน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดีเซล (Deep Hydrodesulphurization (DHDS)) • ตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับหน่วยผลิตไฮโดรเจน (Hydrogen Manufacturing Unit (HMu))	- ไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.8.1 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ (ต่อ)

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾
4. วัตถุดิบและผลิตภัณฑ์ (ต่อ)	- 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 (Bio Diesel) • เอทานอล • Heavy Residue • Cracker Bottom • สารป้องกันการกัดกร่อนใน Corrosion Inhibitor Injection • Neutralizer • Citric Acid • Filter Aid	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	- สารเคมีที่ใช้ในระบบสาธารณูปโภค • สารช่วยปรับ pH ในระบบไอน้ำ • สารเติมในหม้อน้ำเพื่อทำความสะอาด • 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)	- สารเคมีที่ใช้ในระบบสาธารณูปโภค (ต่อ) • NaOCl (10%) • HCl (35%) • NaOH (50%) • สารช่วยลดปริมาณคลอรีน • สารช่วยตกตะกอน • สารป้องกันการเกิดตะกอนและการอุดตันบนเยื่อกรอง • สารช่วยยับยั้งการจับตัวเป็นก้อนและลดการเกิดตะกอนหรือตะกอนทับถม • สารทำความสะอาดเยื่อกรอง : สารทำความสะอาดเยื่อกรองแบบ Primary Membrane (Nitrilotriacetic Acid) : สารทำความสะอาดเยื่อกรองแบบ Primary Membrane (Citric Acid) • สารล้าง Gas Turbine	
	- สารดูดซับที่ใช้ในกระบวนการผลิต • สารดูดซับปรอทในก๊าซ • สารดูดซับปรอทใน NHT Feed • สารดูดซับปรอทใน Light Naphtha • สารดูดซับปรอทใน LPG • สารดูดซับใน PSAH • สารดูดซับใน PSAP • สารดูดซับ COS ใน LPG • สารดูดซับคลอไรด์ใน Net Gas • สารดูดซับคลอไรด์ใน Reformate • สารดูดซับคลอไรด์ใน HMU • สารดูดซับกำมะถันใน HMU • Activated Carbon • Activated Carbon ในระบบ VRU • เกลือหิน • Montmorillonite Clay • Bleaching Earth	- ไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.8.1 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ (ต่อ)

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾
4. วัตถุดิบและผลิตภัณฑ์ (ต่อ)	- สารดูดซับที่ใช้ในระบบสารรูปโคค • Activated Alumina • Activated Carbon • Anthracite • Anion Exchange Resin : Anion Exchange Resin สำหรับ Mixed Bed Exchanger : Anion Exchange Resin สำหรับ Anion Exchanger • Cation Exchange Resin : Cation Exchange Resin สำหรับ Cation Exchanger และ Mixed Bed Exchanger : Cation Exchange Resin สำหรับ Mixed Bed Exchanger • Sand and Gravel : Sand and Gravel สำหรับหน่วยบำบัดน้ำดิบ (Raw Water Treatment) : Sand and Gravel สำหรับหน่วยผลิตน้ำป้อนหม้อต้มไอน้ำ • Low Silica Activated Carbon	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	- ผลิตภัณฑ์หลัก • 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) • กำมะถันเหลว (Liquid Sulfur) • Hydrowax	- ไม่เปลี่ยนแปลง
5. การเก็บกัก	- ถังเก็บกักบริเวณลานถังหรือพื้นที่คลังน้ำมัน จำนวน 67 ถัง - ถังเก็บกักบริเวณกลุ่มลานถัง (Day Tank Pit) มีถังเก็บกักจำนวน 13 ถัง	- ไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.8.1 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ (ต่อ)

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾
6. การขนส่ง	- การขนส่งทางท่อ	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	- การขนส่งทางรถ	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	- การขนส่งทางเรือ	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	- การขนส่งทางรถไฟ	- ไม่เปลี่ยนแปลง
7. กระบวนการผลิต	- ส่วนการผลิตหลัก • Crude Distillation Unit (CDU) • Crude Re-contacting Unit (CDR) • High Vacuum Unit (HVV) • Condensate Residue Splitter (CRS)	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	- ส่วนการปรับปรุงคุณภาพ • Visbreaker Unit (VBU), • Hydrocracking Unit (HCU), • Hydrodesulphurization Unit (HDS), • Naphtha Hydrotreater (NHT), • Platformer Unit (PLF), • LPG Treating Unit, • Mercury Removal Unit (MRU), • Kerosene Merox Unit (KMU) • Deep Hydrodesulphurization Unit (DHDS)	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	- ส่วนเสริมการผลิต • ADIP Regeneration Unit (ADIP), • Sulfur Recovery Unit (SRU) • Hydrogen Manufacturing Unit (HMU)	- ไม่เปลี่ยนแปลง
8. ระบบสาธารณูปโภค	- ระบบไฟฟ้า (ผลิตเองจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซจำนวน 3 หน่วย และเครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำ จำนวน 2 หน่วย ปริมาณรวม 90 เมกะวัตต์)	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	- ระบบเชื้อเพลิง • น้ำมันเตา (Fuel Oil) • ก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas) • ก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas)	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	- ระบบน้ำใช้ • น้ำใช้ในอาคารสำนักงาน • น้ำใช้ในกระบวนการผลิต	- ไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.8.1 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ (ต่อ)

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾
8. ระบบสาธารณูปโภค (ต่อ)	- ระบบน้ำหล่อเย็น	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	- ระบบผลิตไอน้ำ • ไอน้ำความดันสูง (High Pressure Steam) • ไอน้ำความดันปานกลาง (Medium Pressure Steam) • ไอน้ำความดันต่ำ (Low Pressure Steam)	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	- ก๊าซไนโตรเจน	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	- ก๊าซไฮโดรเจน	- ไม่เปลี่ยนแปลง
9. มลพิษทางอากาศ	- โครงการโรงกลั่นน้ำมันมีปล่องระบายมลพิษทางอากาศ จากแหล่งกำเนิด ที่มีกระบวนการเผาไหม้ จำนวน 9 ปล่อง ดังนี้ • Main Stack เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้ของเตาให้ความร้อนสำหรับหน่วยผลิตต่างๆ ในกระบวนการผลิต ได้แก่ หน่วย CDU หน่วย HDS/HDF หน่วย HVU หน่วย SRU หน่วย VBU หน่วย HCU/HCF หน่วย NHT/NHF และหน่วย PLF • HCU Stack เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้ของเตาให้ความร้อนที่หน่วย HCU • HCU Stack เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้ของเตาให้ความร้อนที่หน่วย HCU • 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 เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาจากตะกอนจากระบบบำบัดน้ำเสียของ Incinerator • CRS Stack เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้ของเตาให้ความร้อนที่หน่วย CRS • DHDS Stack เป็นปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้ของเตาให้ความร้อนที่หน่วย DHDS	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	- หน่วยบำบัดโอโรเซเหยจากถังเก็บกัก • Sulfur Scrubber เป็นหน่วยดักจับไอกำมะถันที่ถังเก็บกักกำมะถัน • ระบบ VRU เป็นหน่วยดักจับไอไฮโดรคาร์บอน - VRU บริเวณ Tank Farm - VRU บริเวณ Truck Loading	- ไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.8.1 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ (ต่อ)

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾
10. มลพิษทางน้ำ	- โครงการโรงกลั่นน้ำมันมีประเภตน้ำเสียที่เกิดขึ้นดังนี้ • น้ำเสียจากการใช้น้ำในอาคารสำนักงาน ประมาณ 150 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน • น้ำ Blowdown จากระบบหล่อเย็นและระบบผลิตไอน้ำ มีปริมาณรวมกันสูงสุดประมาณ 1,800 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน • น้ำเสียที่เกิดจากกระบวนการผลิต ประมาณ 2,500 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน • น้ำเสียปนเปื้อนน้ำมันจากเรือ (เกิดขึ้นเป็นครั้งคราวไม่ต่อเนื่อง) มีปริมาณสูงสุดประมาณ 1,100 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน • น้ำเสียจากกันถังเก็บกักน้ำมันดิบ ประมาณ 1,000 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน • น้ำเสียจากการกำจัดตะกอน ประมาณ 50 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน • น้ำเสียจากกันถังคอนเดนเสท ประมาณ 1,300 ลูกบาศก์เมตรต่อ 3 เดือน • น้ำเสียจากรางระบายน้ำฝนที่มีโอกาสปนเปื้อน (Accidentally Oil Contaminate Run Off ; AOC) (เกิดขึ้นเป็นครั้งคราวไม่ต่อเนื่อง) ประมาณ 27,890 ลูกบาศก์เมตรต่อ 15 นาทีแรก • น้ำเสียจากหน่วยเตรียมวัตถุดิบ (Pre-Treatment Unit) ประมาณ 62 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	- ระบบบำบัดน้ำเสียของโครงการโรงกลั่นน้ำมัน ดังนี้ • Corrugated Plate Interceptor (CPI) • ระบบ Neutralization Basin • ระบบ H₂S Oxidation • ระบบ Flocculation-Flotation Unit (FFU) • ระบบกำจัดสารปรอทและสารหนู • ระบบบำบัดน้ำเสียทางชีวภาพ 1 • ระบบบำบัดน้ำเสียทางชีวภาพ 2 • หน่วย Sour Water Stripper (SWS) • หน่วย Desalter	- ไม่เปลี่ยนแปลง
11. กากของเสียและการจัดการ	- โครงการโรงกลั่นน้ำมันมีประเภทกากของเสียที่เกิดขึ้นดังนี้ • กากของเสียจากอาคารสำนักงาน อาคารปฏิบัติการ และอาคารควบคุม ประกอบด้วย กากของเสียไม่อันตราย และกากของเสียอันตราย • กากของเสียจากกระบวนการผลิตซึ่งเป็นกากของเสียอันตราย แบ่งเป็น 4 ประเภทหลัก ได้แก่ กากตะกอนที่ปนเปื้อนน้ำมัน	- ไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.8.1 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ (ต่อ)

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾
11. กากของเสียและการจัดการ (ต่อ)	กากของเสียจากสารเร่งปฏิกิริยาใช้แล้ว สารดูดซับที่ใช้แล้วในกระบวนการผลิต และสารดูดซับที่ใช้แล้วในระบบสาธารณูปโภค - พื้นที่จัดเก็บกากของเสีย สามารถแบ่งเป็น 3 พื้นที่ - พื้นที่จัดเก็บกากของเสียจากอาคารสำนักงาน อาคารปฏิบัติการและอาคารควบคุม - พื้นที่จัดเก็บกากของเสียจากกระบวนการผลิต - พื้นที่รวบรวมกากของเสียของหน่วยเตรียมวัตถุดิบ (Pre-Treatment Unit)	- ไม่เปลี่ยนแปลง
12. เสียงและการควบคุม	- โครงการโรงกลั่นน้ำมันมีบริเวณที่อาจเกิดเสียงดัง ได้แก่ บริเวณ Air Compressor บริเวณ Air Blower บริเวณ Fan บริเวณ Steam Turbine และบริเวณ Generator ซึ่งจะมีอุปกรณ์ที่เป็นแหล่งกำเนิดเสียง เช่น ปัม คอมเพรสเซอร์ เป็นต้น	- ไม่เปลี่ยนแปลง
13. อุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัย (ต่อ)	- บริเวณพื้นที่กระบวนการผลิต (Process Area) - ระบบฉีดโฟมเข้าถึง (Sub Surface Foam จำนวน 10 จุด (SSF) & Low Expansion Foam (LF) Injection Line) - ระบบฉีดโฟมเข้าถึง (Semi Sub Surface Foam Injection Line) จำนวน 1 จุด - ระบบฉีดโฟมเข้าบนถัง (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 Brance Pipe) จำนวน 25 จุด - Fixed Monitor สำหรับฉีดน้ำ จำนวน 57 จุด 120 ลบ.ม./ชม. - Mobile Monitor สำหรับฉีดน้ำและโฟม จำนวน 3 จุด 120 ลบ.ม./ชม - Ground Monitor สำหรับฉีดน้ำและโฟม จำนวน 5 จุด - ระบบโฟมเคลื่อนที่ (Foam Cart) จำนวน 17 จุด - ถังดับเพลิงแบบ CO₂ แบบเคลื่อนที่ จำนวน 60 จุด ขนาด 6 กิโลกรัม	- ไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.8.1 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ (ต่อ)

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾
13. อุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัย (ต่อ)	- บริเวณพื้นที่กระบวนการผลิต (Process Area) (ต่อ) • ผ้าคลุมดับเพลิง (Fire Blanket) จำนวน 43 จุด • ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้งแบบเคลื่อนที่ ขนาด 9 กิโลกรัม จำนวน 340 จุด • ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้งแบบเคลื่อนที่ ขนาด 63 กิโลกรัม จำนวน 17 จุด • ระบบฉีดพ่นน้ำหล่อเย็น (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 • อุปกรณ์ตรวจจับเพลิงไหม้ UV Fire Detector จำนวน 3 จุด • ระบบฉีดแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ จำนวน 3 จุด • ระบบฉีดแก๊ส Inergen จำนวน 5 จุด • CCTV Zoom Cameras จำนวน 11 จุด	
	- บริเวณพื้นที่ลานถังเก็บกักผลิตภัณฑ์ (Tank Farm) • ระบบฉีดโฟมเข้าถึง (Sub Surface Foam (SSF) & Low Expansion Foam (LF) Injection Line) จำนวน 51 จุด • ระบบฉีดโฟมเข้าถึง (Sub Surface Foam Injection Line) จำนวน 1 จุด • หัวจ่ายน้ำดับเพลิง (Fire Hydrant) จำนวน 130 จุด • ตู้เก็บอุปกรณ์ดับเพลิง จำนวน 44 จุด • หัวฉีดน้ำดับเพลิง จำนวน 44 จุด • หัวฉีดโฟมแบบมีข้อต่อ (Foam Branch 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 112 จุด	- ไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.8.1 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการ (ต่อ)

รายละเอียดโครงการ	รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾	รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾
13. อุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัย(ต่อ)	- บริเวณพื้นที่ลานถังเก็บกักผลิตภัณฑ์ (Tank Farm) (ต่อ) • ระบบฉีดพ่นน้ำหล่อเย็น (Water Spray จำนวน 62 จุด System)	
	- บริเวณระบบ Vapor Combustion Unit หน่วยที่ 1 (VCU-1) • หัวจ่ายน้ำดับเพลิง (Fire Hydrant) จำนวน 2 จุด • Fixed Monitor สำหรับฉีดน้ำ จำนวน 2 จุด 120 ลบ.ม./ชม. • Ground Monitor สำหรับฉีดน้ำและโฟม จำนวน 1 จุด • ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้งแบบเคลื่อนที่ จำนวน 4 จุด ขนาด 9 กิโลกรัม • ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้งแบบเคลื่อนที่ จำนวน 1 จุด ขนาด 63 กิโลกรัม	- ไม่เปลี่ยนแปลง
	- บริเวณระบบ Vapor Combustion Unit หน่วยที่ 2 (VCU-2) • ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้งแบบเคลื่อนที่ จำนวน 2 จุด ขนาด 9 กิโลกรัม • อุปกรณ์ตรวจจับเปลวไฟ ชนิด Open Path จำนวน 1 จุด • สัญญาณเตือนภัย จำนวน 1 จุด	- ยังไม่ได้ดำเนินการก่อสร้าง
14. การจัดการพื้นที่สีเขียว	- จัดให้มีพื้นที่สีเขียว ประมาณ 43 ไร่ หรือประมาณ ร้อยละ 5.47 ของพื้นที่โครงการโรงกลั่นน้ำมันทั้งหมด โดยทำการปลูกไม้ยืนต้น เช่น ต้นโอ๊ก ต้นหูกระจาง ต้นหมากเหลือง ต้นนนทรี เป็นต้น และจัดให้มีสวนหย่อม สวนไม้ประดับ และไม้พุ่ม โดยโครงการพิจารณาคัดเลือกพันธุ์ไม้ที่เหมาะสมในพื้นที่ใกล้เคียงแหล่งมลพิษทางอากาศ สามารถดูดซับมลพิษ มาปลูกในพื้นที่สีเขียวของโครงการ	- ไม่เปลี่ยนแปลง

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