

บทที่ 1

บทนำ

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาของโครงการและการจัดทำรายงาน

โครงการโรงงานผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมของบริษัท ยูเอซี โกลบอล จำกัด (มหาชน) (ชื่อเดิม คือ บริษัท ยูนิเวอร์แซล แอคซอร์บแบนท์ แอนด์ เคมิคัลส์ จำกัด (มหาชน)) (เอกสารแนบที่ 1)) ได้รับความเห็นชอบจากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม หนังสือเลขที่ ทส 1009.9/2582 ลงวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556 (เอกสารแนบที่ 2) และเมื่อเดือนมีนาคม 2562 ทางโครงการได้ขอแจ้งการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงงานผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมกับทางอุตสาหกรรมจังหวัดสุโขทัยซึ่งเป็นหน่วยงานอนุญาต และได้รับการอนุญาตในการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวเรียบร้อยแล้ว (เอกสารแนบที่ 3) ทางโครงการจึงได้แจ้งการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวกับสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมทราบ และได้รับความเห็นชอบ ตามหนังสือเลขที่ ทส 1010.8/7567 (เอกสารแนบที่ 2) ดังนั้น เพื่อเป็นการติดตามการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม บริษัทฯ ได้มอบหมายให้ บริษัท เอ็ม อี ที จำกัด ที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม ขึ้นทะเบียนห้องปฏิบัติการวิเคราะห์เอกซัน เลขทะเบียน ว-100 ดำเนินการติดตามตรวจสอบการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการโรงงานผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมของบริษัท ยูเอซี โกลบอล จำกัด (มหาชน) ตามที่เสนอไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โดยต้องมีการจัดทำรายงานสรุปทุก 6 เดือน เพื่อเสนอต่อสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ซึ่งทางโครงการส่งรายงานฉบับล่าสุดประจำเดือนกรกฎาคม-ธันวาคม 2561 และรายงานฉบับนี้เป็นรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ประจำเดือนมกราคม-มิถุนายน 2562

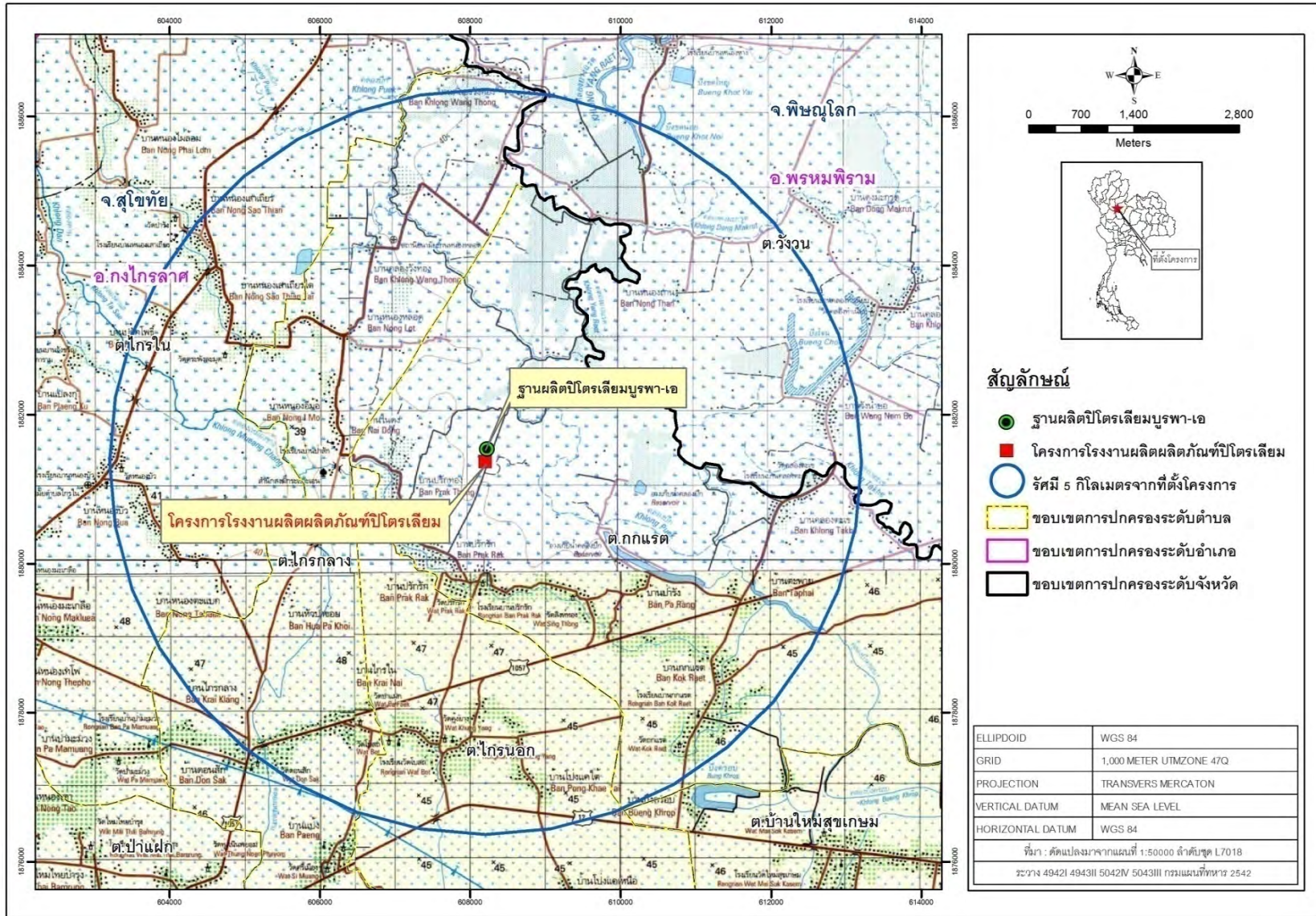
1.2 รายละเอียดของโครงการ

1.2.1 ที่ตั้งโครงการ

โครงการโรงงานผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมของบริษัท ยูเอซี โกลบอล จำกัด (มหาชน) ตั้งอยู่หมู่ที่ 8 บ้านบ่อเพลลา ตำบลกกแรต อำเภอกงไกรลาศ จังหวัดสุโขทัย (รูปที่ 1.2-1) มีเนื้อที่รวมประมาณ 34,753 ตารางเมตร ที่ตั้งของโครงการมีอาณาเขตติดต่อโดยรอบพื้นที่โครงการดังนี้ (รูปที่ 1.2-2)

ทิศเหนือ	ติดต่อกับ	พื้นที่เกษตรกรรมที่เป็นนาข้าว
ทิศใต้	ติดต่อกับ	พื้นที่เกษตรกรรมที่เป็นนาข้าว
ทิศตะวันออก	ติดต่อกับ	ฐานผลิตปิโตรเลียมบูรพา-เอ ของบริษัท สยามโมเอโกะ จำกัด
ทิศตะวันตก	ติดต่อกับ	พื้นที่เกษตรกรรมที่เป็นนาข้าว และถนนลูกรังสาธารณะ ซึ่งเป็นถนนที่ใช้สำหรับขนส่งอุปกรณ์การเกษตรเข้าสู่พื้นที่นาข้าวเท่านั้น

1-2



รูปที่ 1.2-1 แสดงตำแหน่งและที่ตั้งโครงการ

1-3



รูปที่ 1.2-2 อาณาเขตติดต่อของโครงการโรงงานผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม

1.2.2 ประเภทและการใช้ประโยชน์พื้นที่โครงการ

บริษัท ยูเอซี โกลบอล จำกัด (มหาชน) เป็นโรงงานผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมมีกำลังการผลิตสูงสุดอยู่ที่ 59 ตันต่อวัน โดยนำก๊าซที่ได้จากกระบวนการผลิตปิโตรเลียม หรือ Associated Gas จากฐานผลิตปิโตรเลียมบูรพา-เอ (BUR-A) ของบริษัท สยามโมเอโกะ จำกัด มาเป็นวัตถุดิบในกระบวนการผลิต ก๊าซที่ได้จากฐานผลิตปิโตรเลียมจะถูกลำเลียงผ่านทางท่อเข้าสู่อุปกรณ์การผลิตขนาดเล็ก ซึ่งมีความเหมาะสมกับขนาดของแหล่งก๊าซ โดยอาศัยหลักการเพิ่มความดันและการลดอุณหภูมิ เพื่อแปรสภาพก๊าซให้เป็นผลิตภัณฑ์ต่าง ๆ เช่น ก๊าซธรรมชาติอัด (Compressed Natural Gas: CNG) ก๊าซปิโตรเลียมเหลวหรือก๊าซหุงต้ม (Liquidified Petroleum Gas: LPG) และก๊าซโซลีนธรรมชาติ (Natural Gasoline: NGL) แต่เนื่องจาก Associated Gas จากฐานผลิตปิโตรเลียมบูรพา-เอ (BUR-A) ของบริษัท สยามโมเอโกะ จำกัด นั้นสามารถส่งให้เป็นวัตถุดิบของโครงการได้ประมาณวันละ 0.2-0.3 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่งยังไม่เพียงพอต่อการผลิตของโครงการ โดยโครงการมีความต้องการใช้ก๊าซดังกล่าวในปริมาณ 630 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อปี หรือเท่ากับ 1.8 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ทำให้โครงการฯ ต้องพิจารณาหาแหล่งวัตถุดิบเพิ่มเติมจากโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติระหว่างโรงงานผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมกับโรงไฟฟ้าเสาเถียร-เอ อำเภอกงไกรลาศ จังหวัดสุโขทัย ซึ่งผลิตปิโตรเลียมจากฐานการผลิตเสาเถียร-เอ ของบริษัท ปตท.สผ. จำกัด (มหาชน)

ทั้งนี้ สามารถแบ่งส่วนประกอบของโครงการออกเป็น 6 ส่วน ได้แก่ พื้นที่กระบวนการผลิต พื้นที่สาธารณูปโภคและสาธารณูปการ พื้นที่เก็บสำรองผลิตภัณฑ์ พื้นที่สูบน้ำส่งผลิตภัณฑ์ พื้นที่สีเขียว และพื้นที่ว่างลักษณะการจัดวางผังส่วนประกอบของโครงการ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1) พื้นที่กระบวนการผลิต

กระบวนการผลิตของโครงการ ประกอบด้วย หน่วยเพิ่มความดันก๊าซ (Feed gas compressor unit) หน่วยกำจัดความชื้น (Dehydration unit) หน่วยลดอุณหภูมิ (Low temperature separation unit) หน่วยแยกผลิตภัณฑ์ (Fractionation unit) และหน่วยเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติอัด (Sales gas compressor) ซึ่งครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 3,440 ตารางเมตร หรือประมาณร้อยละ 9.77 ของพื้นที่ทั้งหมด

2) สาธารณูปโภคและสาธารณูปการ

พื้นที่สาธารณูปโภคและสาธารณูปการ ประกอบด้วย อาคารสำนักงาน ห้องควบคุมและหน่วยผลิตไฟฟ้า บ่อเก็บสำรองน้ำดับเพลิง ระบบแยกไขมันและน้ำมัน (CPI Tank) ระบบเสริมการผลิต พื้นที่กักเก็บสารเคมี หรือพื้นที่กักเก็บของเสียอันตราย และลานจอดรถพนักงาน เป็นต้น ครอบคลุมพื้นที่ 6,500 ตารางเมตร หรือประมาณร้อยละ 18.47 ของพื้นที่ทั้งหมด

3) พื้นที่เก็บสำรองผลิตภัณฑ์

พื้นที่เก็บสำรองผลิตภัณฑ์ของโครงการ ประกอบด้วย พื้นที่สำหรับวางถังเก็บสำรองก๊าซปิโตรเลียมเหลวหรือก๊าซหุงต้ม (LPG) ถังเก็บสำรองก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL) และระบบปั๊มต่าง ๆ ซึ่งครอบคลุมพื้นที่ 2,000 ตารางเมตร หรือประมาณร้อยละ 5.68 ของพื้นที่ทั้งหมด

4) พื้นที่สุบจ่ายผลิตภัณฑ์

พื้นที่สุบจ่ายผลิตภัณฑ์ของโครงการ ครอบคลุมพื้นที่ 7,500 ตารางเมตร หรือประมาณร้อยละ 21.31 ของพื้นที่ทั้งหมด

5) พื้นที่สีเขียว

โครงการจัดให้มีพื้นที่สีเขียวประมาณ 1,800 ตารางเมตร หรือประมาณร้อยละ 5.11 ของพื้นที่ทั้งหมด บริเวณริมรั้วโรงงาน ซึ่งจะมีการปลูกเป็นไม้ยืนต้น ไม้ดอก และไม้ประดับ

6) พื้นที่ว่าง

พื้นที่ว่างภายในโครงการเท่ากับ 13,990 ตารางเมตร หรือประมาณร้อยละ 39.74 ของพื้นที่

1.2.3 วัตถุประสงค์และเคมีภัณฑ์

กระบวนการผลิตของโครงการเป็นกระบวนการที่ไม่ซับซ้อน ดังนั้น วัตถุประสงค์และเคมีภัณฑ์ของโครงการจึงมีเพียงก๊าซที่ได้จากกระบวนการผลิตปิโตรเลียม (Associated Gas) ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ สารทำความเย็น สารตัวกลางนำความร้อน และสารดูดซับ

1.2.3.1 ชนิด แหล่งที่มา และปริมาณการใช้

1) วัตถุประสงค์

ก๊าซจากกระบวนการผลิตปิโตรเลียม (Associated gas) เป็นวัตถุประสงค์หลักในกระบวนการผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมของโครงการ ซึ่งเป็นผลพลอยได้จากกระบวนการผลิตน้ำมันดิบของฐานผลิตปิโตรเลียมบูรพา-เอ โดยก๊าซที่ได้จะมีความดันประมาณ 6 บาร์ อุณหภูมิประมาณ 60 องศาเซลเซียส ถูกส่งผ่านมาทางท่อส่งก๊าซขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 4 นิ้ว วางอยู่บนฐานวางท่อ (Support) ที่มีความสูงจากพื้นดินประมาณ 30-40 เซนติเมตร เป็นระยะทางประมาณ 400 เมตร จากฐานผลิตปิโตรเลียมบูรพา-เอ เข้าสู่พื้นที่โครงการ โดยไม่ผ่านพื้นที่อื่นแต่อย่างใด ทั้งนี้ แนวท่อส่งก๊าซวัตถุประสงค์ภายในฐานผลิตปิโตรเลียมบูรพา-เอ จะอยู่ภายในความรับผิดชอบของบริษัท สยามโมเอโกะ จำกัด ส่วนท่อส่งก๊าซภายในพื้นที่โครงการโรงงานผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมจะอยู่ในความรับผิดชอบของบริษัท ยูนิเวอร์แซล แอตซอร์บเมนท์ แอนด์ เคมีคัลส์ จำกัด (มหาชน) และจากโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติระหว่างโรงงานผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมกับโรงไฟฟ้าเสาเถียร-เอ อำเภอกงไกรลาศ จังหวัดสุโขทัย ซึ่งผลิตปิโตรเลียมจากฐานการผลิตเสาเถียร-เอ ของบริษัท ปตท.สผ. จำกัด (มหาชน) โดยโครงการมีความต้องการใช้ก๊าซดังกล่าวในปริมาณ 630 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อปี หรือเท่ากับ 1.8 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน สำหรับองค์ประกอบหลักของก๊าซจากการผลิตปิโตรเลียมของฐานผลิตบูรพา-เอ บริษัท สยามโมเอโกะ จำกัด ประกอบด้วย มีเทน (CH_4) รองลงมา คือ อีเทน (C_2H_6) และโพรเพน (C_3H_8) นอกจากนี้ ทางโครงการได้มีการวิเคราะห์โลหะหนักที่เป็นองค์ประกอบของก๊าซจากกระบวนการผลิตปิโตรเลียมของฐานผลิตบูรพา-เอ ได้แก่ ตะกั่ว อาร์ซีนิก และปรอท

ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ใช้เป็นส่วนผสมในก๊าซก่อนที่จะเข้าสู่หน่วยเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติอัด (CNG) เพื่อควบคุมค่าความร้อน ทำให้ก๊าซมีคุณภาพและมาตรฐานตามที่กำหนด โดยโครงการมีความต้องการใช้ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เท่ากับ 12 ตันต่อวัน ทำการขนส่งโดยรถขนส่งก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

ที่มีขนาดถังบรรจุก๊าซประมาณ 16 ตัน มีความถี่ในการขนส่ง 1 เที่ยวต่อ 2 วัน จากนั้นจึงถ่ายเข้าสู่ถังเก็บก๊าซขนาด 50 ตัน ภายในพื้นที่โครงการ

2) สารเคมี

โพรเพน 99.5% ใช้เป็นสารทำความเย็นในระบบทำความเย็น โดยในช่วงเริ่มต้นกระบวนการผลิตสารทำความเย็นจะถูกเติมเข้าไปในระบบทำความเย็นประมาณ 7.1 ตัน โดยสารทำความเย็นจะถูกใช้งานหมุนเวียนอยู่ภายในระบบปิดจึงไม่จำเป็นต้องเติมสารดังกล่าวเข้าสู่ระบบตลอดเวลา แต่จะมีการเติมสารดังกล่าวเพื่อชดเชยในส่วนที่สูญเสียปริมาณเล็กน้อย ซึ่งมีปริมาณการใช้เท่ากับ 1.4 ตันต่อปี ทั้งนี้ สารทำความเย็นจะถูกขนส่งโดยรถขนส่งก๊าซปิโตรเลียมเหลว จำนวน 1 เที่ยวต่อปี ซึ่งถูกจัดเก็บในถังขนาด 200 ลิตร แต่เนื่องจากปริมาณการเติมสารทำความเย็นค่อนข้างน้อย ในกรณีที่โครงการต้องการเติมสารดังกล่าวเข้าสู่ระบบจะทำการสั่งซื้อและถ่ายเข้าสู่ระบบทำความเย็น (Refrigeration Unit) โดยตรง โดยไม่มีการจัดเก็บสารทำความเย็นภายในโครงการแต่อย่างใด

สารตัวกลางนำความร้อน (PTT HITEMP 500) เป็นน้ำมันสังเคราะห์ สำหรับใช้เป็นสารตัวกลางนำความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้ก๊าซภายในเตาเผาไปใช้ในหน่วยแยกผลิตภัณฑ์ โดยในช่วงเริ่มต้นกระบวนการผลิตโครงการมีความต้องการใช้น้ำมันเท่ากับ 37 ตัน ซึ่งจะถูกใช้งานแบบหมุนเวียนภายในระบบปิดจึงไม่จำเป็นต้องเติมน้ำมันเข้าสู่ระบบตลอดเวลา แต่จะมีการเติมน้ำมันดังกล่าวเพื่อชดเชยในส่วนที่สูญเสีย ซึ่งจะมีปริมาณการใช้เท่ากับ 3.7 ตันต่อปี ซึ่งถูกบรรจุในถังขนาด 200 ลิตร ขนส่งโดยรถบรรทุก ความถี่ 1 เที่ยวต่อปี แต่เนื่องจากปริมาณที่ใช้ในการเติมไม่มากนัก ในกรณีที่โครงการต้องการใช้จะทำการสั่งซื้อและถ่ายเข้าสู่ระบบโดยตรง จึงไม่มีการเก็บสำรองสารตัวกลางนำความร้อนภายในโครงการแต่อย่างใด

3) สารดูดซับ (โมเลกุลาสีฟ)

สารดูดซับที่ใช้ในโครงการมีหน้าที่ในการดูดซับความชื้นที่ปะปนอยู่กับก๊าซจากการผลิตปิโตรเลียม ซึ่งเป็นก๊าซวัตถุดิบเพื่อป้องกันน้ำแข็งตัวและอุดตันในกระบวนการผลิต โดยมีความต้องการใช้สารดูดซับเท่ากับ 0.6 ตันต่อ 2 ปี สารดังกล่าวจะถูกบรรจุอยู่ในถังขนาด 200 ลิตร ขนส่งโดยรถบรรทุก ความถี่ 1 เที่ยวต่อ 2 ปี ทั้งนี้ เมื่อสารดูดซับความชื้นอิ่มตัวด้วยน้ำ โครงการจะทำการฟื้นฟูสภาพสารดูดซับ (Regeneration) ก่อนนำกลับมาใช้ใหม่ โดยใช้ความร้อนไล่ความชื้น และเมื่อสารดูดซับความชื้นครบอายุการใช้งาน (ประมาณ 2-3 ปี) โครงการจะดำเนินการเปลี่ยนถ่ายสารดูดซับใหม่ ซึ่งโครงการจัดให้มีหอดูดซับ (Adsorber) จำนวน 2 ตัว สลับกันใช้งานแบบอัตโนมัติตามโปรแกรมการทำงานที่ได้ออกแบบไว้จากผู้ผลิต

1.2.4 ผลผลิตของโครงการ

โครงการโรงงานผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมมีกำลังการผลิตสูงสุดอยู่ที่ 59 ตันต่อวัน โดยผลิตภัณฑ์ที่ได้จากโครงการ แบ่งออกเป็น 3 ประเภท ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติอัด (Compressed Natural Gas: CNG) ก๊าซปิโตรเลียมเหลวหรือก๊าซหุงต้ม (Liquefied Petroleum Gas: LPG) และก๊าซโซลีนธรรมชาติ (Natural Gasoline: NGL) โดยองค์ประกอบหลักของก๊าซธรรมชาติอัด (CNG) ได้แก่ มีเทน (Methane) อีเทน (Ethane) และก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ตามลำดับ องค์ประกอบหลักของก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ได้แก่ โพรเพน

(Propane) และบิวเทน (Butane) และสำหรับองค์ประกอบหลักของก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL) ได้แก่ เพนเทน (Pentane) และเฮกเซน (Hexane)

ก๊าซธรรมชาติอัดจากกระบวนการผลิตถูกส่งผ่านระบบท่อซึ่งวางอยู่บนฐานวางท่อแบบ Support ที่มีความสูงจากพื้นดินประมาณ 30-40 เซนติเมตร มาจนถึงบริเวณที่ผ่านถนนลูกรังสาธารณะจึงวางท่อบน Pipe rack ที่มีความสูงไม่ต่ำกว่า 6 เมตร เข้าสู่พื้นที่สูบน้ำผลิตก๊าซ ส่วนก๊าซปิโตรเลียมเหลวและก๊าซโซลีนธรรมชาติ จากถังกักเก็บผลิตภัณฑ์จะถูกส่งผ่านระบบท่อซึ่งวางอยู่บน Pipe rack เดียวกับก๊าซธรรมชาติอัด เข้าสู่พื้นที่สูบน้ำผลิตก๊าซ โดยเสาของ Pipe rack จะอยู่ภายในรั้วโรงงานทั้ง 2 ฝั่ง (ฝั่งพื้นที่กักเก็บผลิตภัณฑ์และฝั่งพื้นที่สูบน้ำผลิตก๊าซ) สำหรับการออกแบบ ตรวจสอบ และทดสอบท่อส่งผลิตภัณฑ์ดังกล่าวโครงการจะดำเนินการเช่นเดียวกับท่อส่งก๊าซวัตถุดิบ นอกจากนี้ โครงการจะติดตั้งป้ายแสดงความสูงของ Pipe rack ช่วงที่ตัดผ่านถนนลูกรังสาธารณะ และจัดให้มีเจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัยตรวจสอบความสูงของยานพาหนะที่ใช้เส้นทางดังกล่าว ซึ่งมีเฉพาะรถที่ใช้ทางการเกษตร เช่น รถไถ รถเกี่ยวข้าว ที่มีความสูงไม่เกิน 5 เมตรเท่านั้น

1.2.4.1 ชนิดของผลิตภัณฑ์ กำลังการผลิต และการเก็บสำรอง

1) **ก๊าซธรรมชาติอัด (Compressed Natural Gas: CNG)** เป็นผลิตภัณฑ์หลักของโครงการมีสัดส่วนในการผลิตเท่ากับร้อยละ 57.63 หรือปริมาณ 34.0 ตันต่อวัน ทั้งนี้ ก๊าซธรรมชาติอัดที่ได้ทั้งหมดจะถูกบรรจุเข้าสู่รถขนส่งก๊าซธรรมชาติอัดโดยตรง จากนั้นจึงขนส่งต่อไปยังผู้ซื้อซึ่งมีความถี่ในการขนส่งประมาณ 13 เที่ยวต่อวัน โดยไม่มีการกักเก็บก๊าซธรรมชาติอัดภายในพื้นที่โครงการแต่อย่างใด สำหรับรถขนส่งก๊าซธรรมชาติอัดอยู่ในความรับผิดชอบของผู้ซื้อ ซึ่งรถทุกคันต้องได้รับการออกแบบให้มีความปลอดภัยสูงตามมาตรฐานสากล เช่น ASME Section VIII, Division I และตามที่กำหนดในกฎหมายว่าด้วยการขนส่งทางบก (พระราชบัญญัติการขนส่งทางบก พ.ศ. 2522) ทั้งนี้ ตลอดระยะเวลาการดำเนินงานโครงการได้จัดหารถเข้ามารับก๊าซธรรมชาติอัดอย่างต่อเนื่องและเพียงพอต่อการกำลังการผลิต โดยรถจะจอดรออยู่ในอาคารสูบน้ำผลิตก๊าซธรรมชาติอัดซึ่งสามารถจอดรถขนส่งก๊าซธรรมชาติอัดได้ 6 คัน (1 คัน/ช่อง) และดำเนินการสูบน้ำผลิตก๊าซเข้าสู่รถบรรทุกที่ละ 1 คัน กล่าวคือเมื่อก๊าซถูกบรรจุเข้าสู่รถคันที่ 1 ได้ใกล้เคียงระดับที่ตั้งไว้ พนักงานจะทำการเปิดวาล์วเพื่อบรรจุก๊าซเข้าสู่รถคันที่ 2 เมื่อรถคันที่ 1 บรรจุก๊าซเต็มแล้วจึงปิดวาล์วจ่ายก๊าซของรถคันที่ 1 เพื่อหยุดบรรจุก๊าซ และจะดำเนินการเช่นนี้กับรถคันถัดไปอย่างต่อเนื่อง เพื่อป้องกันการเกิดความดันล้นในระบบ ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อกระบวนการผลิตก๊าซ แต่ในกรณีที่ไม่มีรถเข้ามารับผลิตภัณฑ์ โครงการจะแจ้งกำหนดการหยุดรับก๊าซจากฐานผลิตปิโตรเลียมบูรพา-เอ ล่วงหน้าอย่างน้อย 1 ชั่วโมง เพื่อลดปริมาณการส่งก๊าซเข้าสู่โครงการ และเพื่อให้ปริมาณการผลิตก๊าซเพียงพอต่อการจ่ายเข้าสู่รถบรรทุกคันสุดท้ายจนเต็ม ทั้งนี้ การลดกำลังการผลิตและการหยุดรับก๊าซจะไม่ส่งผลกระทบต่อระบบอื่นๆ ที่สนับสนุนการผลิตแต่อย่างใด

2) **ก๊าซปิโตรเลียมเหลวหรือก๊าซหุงต้ม (Liquefied Petroleum Gas: LPG)** มีสัดส่วนในการผลิตเท่ากับร้อยละ 35.59 หรือปริมาณ 21.0 ตันต่อวัน ถูกกักเก็บในถังเก็บสำรองผลิตภัณฑ์แบบ Horizontal Cylindrical Tank ขนาดความจุ 83.3 ลูกบาศก์เมตร (30 ตัน) จำนวน 2 ถัง ซึ่งถูกออกแบบให้สามารถรองรับความดันได้ 270 ปอนด์ต่อตารางนิ้วเกจ ที่อุณหภูมิช่วง -29-100 องศาเซลเซียส ในขณะที่ค่าสภาวะการดำเนินงาน (Operating Condition) นั้น ก๊าซปิโตรเลียมเหลวจะถูกกักเก็บภายใต้ความดัน 200-210 ปอนด์ต่อ

ตารางนี้วเกจ ที่อุณหภูมิบรรยากาศ โดยถึงดังกล่าวได้รับการออกแบบให้เป็นไปตามมาตรฐาน ASME Section VIII, Division I Boiler and Pressure Vessel Code สำหรับการสร้าง การติดตั้ง การตรวจสอบ และการทดสอบถึง ดำเนินการตามประกาศกระทรวงพลังงาน เรื่อง หลักเกณฑ์และมาตรฐานความปลอดภัยของสถานที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ ที่กรมธุรกิจพลังงานรับผิดชอบ พ.ศ. 2550 ก๊าซปิโตรเลียมเหลวหรือก๊าซหุงต้ม (LPG) จากถังกักเก็บจะถูกสูบน้ำเข้าสู่อุณหภูมิของก๊าซปิโตรเลียมเหลวของผู้ซื้อ โดยรถทุกคันต้องได้รับการออกแบบให้มีความปลอดภัยสูง ตามมาตรฐานสากล ได้รับการรับรองตามมาตรฐาน ASME Section VIII, Division I และตามพระราชบัญญัติการขนส่งทางบก พ.ศ. 2522 โดยมีความถี่ในการขนส่ง 1 เที่ยวต่อวัน สำหรับมาตรการด้านความปลอดภัยของถังเก็บ LPG ทั้ง 2 ใบ มีการติดตั้งระบบวาล์วนิรภัย (Pressure Relief Valves) โดยตั้งความดันที่ระบบวาล์วนิรภัยจะทำงานไว้ที่ 200 psi โดยประมาณ เพื่อทำการระบายก๊าซออกในกรณีที่ความดันสูงถึงระดับที่ตั้งไว้ เพื่อป้องกันการเกิดอันตรายจากความดันที่สูงเกิน ส่วนในกรณีที่ผลิตภัณฑ์เกิดการรั่วไหลโครงการได้กำหนดให้มีการออกแบบคันคอนกรีตเสริมเหล็กสูง 0.5 เมตร กว้าง 14.25 เมตร ยาว 15 เมตร สามารถกักเก็บผลิตภัณฑ์ได้มากกว่า 110% ของปริมาตรถังที่มีขนาดใหญ่ที่สุด (83.3 ลูกบาศก์เมตร) อ้างอิงตามมาตรฐาน NFPA 30 Flammable and Combustible Liquids

3) **ก๊าซโซลีนธรรมชาติ (Natural Gasoline: NGL)** มีสัดส่วนในการผลิตเท่ากับร้อยละ 6.78 หรือปริมาณ 4.0 ตันต่อวัน จัดเก็บในถังเก็บสำรองผลิตภัณฑ์แบบ Horizontal Cylindrical Tank ขนาดความจุ 45.2 ลูกบาศก์เมตร (16 ตัน) จำนวน 1 ถัง ซึ่งถูกออกแบบให้สามารถรองรับความดันได้ 26 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว เกจที่อุณหภูมิช่วง -19 – 120 องศาเซลเซียส ในขณะที่ค่าสภาวะการดำเนินงาน (Operating Condition) นั้น ก๊าซโซลีนธรรมชาติจะถูกกักเก็บภายใต้ความดัน 14.5 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว เกจ ที่อุณหภูมิบรรยากาศ โดยถึงดังกล่าวได้รับการออกแบบให้เป็นไปตามมาตรฐาน ASME Section VIII, Division I Boiler and Pressure Vessel Code สำหรับการสร้าง การติดตั้ง การตรวจสอบ และการทดสอบถึง ดำเนินการตามประกาศกระทรวงพลังงาน เรื่อง หลักเกณฑ์และมาตรฐานความปลอดภัยของสถานที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ ที่กรมธุรกิจพลังงานรับผิดชอบ พ.ศ. 2550 จากนั้นผลิตภัณฑ์ดังกล่าวจะถูกสูบน้ำเข้าสู่อุณหภูมิของก๊าซโซลีนธรรมชาติของผู้ซื้อ โดยมีความถี่ในการขนส่ง 1 เที่ยวต่อ 4 วัน โดยรถทุกคันต้องได้รับการออกแบบให้มีความปลอดภัยสูงตามมาตรฐานสากล ได้รับการรับรองตามมาตรฐาน ASME Section VIII, Division I และตามพระราชบัญญัติการขนส่งทางบก พ.ศ. 2522 สำหรับกรณีที่ผลิตภัณฑ์ NGL เกิดการรั่วไหล โครงการได้กำหนดให้มีการออกแบบคันคอนกรีตเสริมเหล็กล้อมรอบถังเพื่อกักเก็บผลิตภัณฑ์ สูง 1 เมตร กว้าง 8 เมตร ยาว 8.5 เมตร สามารถกักเก็บผลิตภัณฑ์ได้มากกว่า 110% ของปริมาตรถังที่มีขนาดใหญ่ที่สุด (45.2 ลูกบาศก์เมตร) อ้างอิงตามมาตรฐาน NFPA 30 Flammable and Combustible Liquids

1.2.4.2 เส้นทางขนส่งผลิตภัณฑ์

กิจกรรมการขนส่งก๊าซผลิตภัณฑ์ของโครงการเกิดขึ้นตลอดระยะเวลาการดำเนินงาน โดยเส้นทางหลักในการขนส่งผลิตภัณฑ์ไปยังลูกค้าเส้นทางเดียวกับการขนส่งปิโตรเลียมจากฐานผลิตปิโตรเลียมบูรพา-เอของบริษัท สยามโมเอโกะ จำกัด เริ่มจากถนนด้านหน้าโครงการซึ่งเป็นถนนลาดยาง มีช่องทางจราจรไปกลับ 2 ช่องทาง วิ่งตรงมาจนถึงสามแยก จากนั้นเลี้ยวซ้ายเข้าสู่ทางหลวงชนบท สท.2005 (ถนนลาดยาง มีช่องทาง

จราจรไปกลับ 2 ช่องทาง) วิ่งตามทางจนกระทั่งถึงสี่แยกปรักรักจึงเลี้ยวซ้ายเข้าสู่ถนนทางหลวงแผ่นดิน หมายเลข 1057 (ถนนลาดยาง มีช่องทางจราจรไปกลับ 2 ช่องทาง) วิ่งตรงมาจนกระทั่งถึงสี่แยกหน้าองค์การบริหารส่วนตำบลกมรุตให้เลี้ยวขวาจากนั้นวิ่งตรงออกสู่ทางหลวงหมายเลข 12 (พิษณุโลก-สุโขทัย) ซึ่งเป็นถนนลาดยาง มีช่องทางจราจรไปกลับ 4 ช่องทาง มีเขตทาง 30 เมตร ผิวจราจรกว้างประมาณ 8 เมตร ไหล่ทางกว้างฝั่งละ 1 เมตร โดยมีระยะทางจากหน้าโรงงานจนถึงทางหลวงหมายเลข 12 รวมประมาณ 11 กิโลเมตร โดยการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณสองข้างทางส่วนใหญ่เป็นพื้นที่นาข้าว และบางช่วงผ่านพื้นที่ชุมชน ได้แก่ บ้านบ่อเพลา บ้านปรักรัก บ้านท่าพาย บ้านเกาะทับฝั่ง และบ้านกมรุต

1.2.5 กระบวนการผลิต

หลักการสำคัญของกระบวนการผลิต คือ การเพิ่มความดันและลดอุณหภูมิของก๊าซธรรมชาติ เพื่อให้ก๊าซบางส่วนกลั่นตัวออกมาเป็นของเหลว จากนั้นก๊าซเหลวจะถูกนำไปแยกเป็นผลิตภัณฑ์ชนิดต่าง ๆ ที่หากลั่นลำดับส่วน หน่วยผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมประกอบด้วย 5 หน่วยหลัก ประกอบด้วย หน่วยเพิ่มความดันของก๊าซ (Feed Gas Compressor Unit) หน่วยกำจัดความชื้น (Dehydration Unit) หน่วยลดอุณหภูมิ หน่วยแยกผลิตภัณฑ์ (Fraction Unit) หน่วยเพิ่มความดันก๊าซสำหรับก๊าซธรรมชาติอัด (CNG) ซึ่งมีรายละเอียดแต่ละหน่วยผลิตดังต่อไปนี้

1) หน่วยเพิ่มความดันของก๊าซ (Feed Gas Compressor Unit)

ก๊าซที่ได้จากกระบวนการผลิตปิโตรเลียมของฐานผลิตบูรพา-เอ จะถูกลำเลียงผ่านระบบท่อขนาด 4 นิ้ว ความยาวประมาณ 400 เมตร ภายใต้ความดัน 6 บาร์ อุณหภูมิ 60 °C เข้าสู่หน่วยผลิตของโครงการโดยไม่มีการเก็บสำรองใด ๆ แต่เนื่องจากก๊าซที่ได้รับมีความดันค่อนข้างต่ำ จึงจำเป็นต้องส่งก๊าซเข้าสู่หน่วยเพิ่มความดันก๊าซ ซึ่งประกอบไปด้วย Compressor suction scrubber (V-1000-1003), Feed gas compressor (K-1000-1002) และ After cooler (E-1000-1002) โดยอุปกรณ์ต่อกันแบบอนุกรมทั้งหมด 3 ชุด เริ่มจากก๊าซจะเข้าสู่ Compressor suction scrubber (V-1000) ซึ่งทำหน้าที่ดักจับสิ่งปนเปื้อนต่าง ๆ เช่น ฝุ่นละออง หรือเศษผง ก่อนเข้าสู่ Feed gas compressor (K-1000) เพื่อเพิ่มความดันก๊าซจาก 6 บาร์ เป็น 13.5 บาร์ โดยก๊าซที่ออกจาก Feed gas compressor จะมีอุณหภูมิสูงขึ้น ดังนั้นจึงต้องทำการลดอุณหภูมิโดย After cooler (E-1000) เพื่อรักษาอุณหภูมิของก๊าซให้เท่ากับ 52 °C โดยประมาณ ซึ่งในขั้นตอนดังกล่าวจะเกิดของเหลวซึ่งมีองค์ประกอบหลักเป็นน้ำ (Produced water) และจะถูกส่งไปที่ Produced water separator ต่อไป ส่วนก๊าซผ่านการเพิ่มความดันแล้วจะเข้าสู่ Compressor suction scrubber (V-1001) และเข้าสู่ Feed gas compressor (K-1001) เพื่อเพิ่มความดันก๊าซจาก 13.5 บาร์ เป็น 33.8 บาร์ และทำการรักษาอุณหภูมิของก๊าซโดย After cooler (E-1001) ซึ่งในขั้นตอนนี้จะเกิดของเหลวซึ่งมีองค์ประกอบหลักเป็นน้ำ (Produced water) และถูกส่งไปที่ Produced water separator เช่นเดียวกัน ส่วนก๊าซที่ผ่านการเพิ่มความดันจะเข้าสู่ Compressor suction scrubber (V-1002) และเข้าสู่ Feed gas compressor (K-1002) เพื่อเพิ่มความดันก๊าซจาก 33.8 บาร์ เป็น 80 บาร์และทำการรักษาอุณหภูมิของก๊าซให้เท่ากับ 52 °C โดยประมาณโดย After cooler (E-1001) ซึ่งของเหลวจากการเพิ่มความดันในขั้นตอนนี้ จะถูกส่งไปที่ 3-Phase separator เพื่อทำการ

คัดแยกต่อไป ส่วนก๊าซที่ผ่านการเพิ่มความดันนั้นจะเข้าสู่ Compressor discharge scrubber (V-1003) เพื่อทำการดักจับสิ่งปนเปื้อนต่างๆ ที่ปะปนมากับก๊าซอีกครั้งก่อนจะเข้าสู่หน่วยกำจัดความชื้น (Dehydration unit)

2) หน่วยกำจัดความชื้น (Dehydration Unit)

ก๊าซที่ได้จากการผลิตปิโตรเลียมจะมีความชื้นเจือปนอยู่ หลังจากเพิ่มความดันของก๊าซแล้ว จำเป็นต้องกำจัดความชื้น โดยก๊าซจะเข้าสู่ Molecular sieve adsorbers unit (X-2001) โดยสารดูดซับที่บรรจุอยู่ภายในทำหน้าที่เป็นตัวดูดซับความชื้นก่อนที่จะส่งก๊าซเข้าสู่หน่วยลดอุณหภูมิ (Low temperature separation unit) ทั้งนี้ การกำจัดความชื้นของก๊าซจะช่วยไม่ให้เกิดการแข็งตัวของน้ำในกระบวนการผลิต ซึ่งในกรณีที่สารดูดซับอิ่มตัวด้วยความชื้นแล้วจะมีขั้นตอนการไล่ความชื้นที่ถูกดูดซับออกโดยการใช้ก๊าซร้อนจากนั้นจึงนำสารดูดซับกลับมาใช้ใหม่

3) หน่วยลดอุณหภูมิ (Low temperature separation unit)

หลังจากที่ก๊าซผ่านการกำจัดความชื้นจะถูกส่งต่อมาที่หน่วยลดอุณหภูมิ ซึ่งหน่วยลดอุณหภูมิประกอบด้วย อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน (Gas Exchanger) (E-4000) ระบบทำความเย็น (Refrigeration Package) (X-4000) และถัง Low temperature separator (V-4000) โดยก๊าซที่ผ่านการกำจัดความชื้นจะเข้าสู่อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน (Gas Exchanger) ซึ่งทำหน้าที่ในการแลกเปลี่ยนความร้อนกับก๊าซธรรมชาติที่แยกออกมาทางด้านบนของหอกลั่นลำดับส่วนตัวที่ 1 (Deethanizer) (C-6000) ทำให้อุณหภูมิของก๊าซลดลงจาก 53 °C เหลือประมาณ 29 °C แล้วผ่านไปลดอุณหภูมิต่อยังระบบทำความเย็น Refrigeration Package) ทำให้อุณหภูมิของก๊าซลดลงเหลือ -28 °C แล้วจะถูกส่งต่อไปที่ถัง Low temperature separator (V-4000) เพื่อทำหน้าที่แยกก๊าซ โดยก๊าซที่มีน้ำหนักเบาซึ่งมีองค์ประกอบหลักเป็นมีเทน และอีเทน (C1 และ C2) จะระเหยเป็นไอแยกออกทางด้านบนของถัง ส่วนก๊าซที่มีน้ำหนักมากกว่าจะถูกควบแน่นกลายเป็นของเหลว และถูกส่งไปยังถังกลั่นแยกก๊าซผลิตภัณฑ์เบื้องต้น (Flash vessel) (V-6014)

4) หน่วยแยกผลิตภัณฑ์ (Fraction Unit)

หน่วยแยกผลิตภัณฑ์ ซึ่งมีอุปกรณ์หลักประกอบด้วย หอกลั่นลำดับส่วนตัวที่ 1 (Deethanizer) (C-6000) และหอกลั่นลำดับส่วนตัวที่ 2 (Debuthanizer) (C-6001) โดยก๊าซเหลวที่ได้จากหน่วยลดอุณหภูมิ จะถูกส่งมาที่ถังกลั่นแยกก๊าซผลิตภัณฑ์เบื้องต้น (Flash vessel) (V-6014) และถูกส่งต่อมายังหอกลั่นลำดับส่วนตัวที่ 1 (Deethanizer) (C-6000) ซึ่งจะทำหน้าที่คัดแยกก๊าซ โดยก๊าซที่มีน้ำหนักเบาซึ่งมีองค์ประกอบหลักเป็นมีเทน และอีเทน (C1 และ C2) จะระเหยเป็นไอแยกออกทางด้านบนของหอกลั่นไปยังถังรับผลิตภัณฑ์ (C1 และ C2) Deethanizer reflux drum (V-6004) เนื่องจากก๊าซ (C1 และ C2) ที่ได้นั้นมีอุณหภูมิต่ำจึงมีการส่งก๊าซบางส่วนกลับไปยังหน่วยลดอุณหภูมิอีกครั้งเพื่อช่วยในการแลกเปลี่ยนความร้อนซึ่งเป็นการช่วยประหยัดพลังงานหลังจากนั้นจะถูกส่งไปยังหน่วยเพิ่มความดันก๊าซสำหรับก๊าซธรรมชาติอัด (Sale Gas Compressor Unit) ต่อไป ส่วนก๊าซที่มีน้ำหนักมากกว่าจะถูกควบแน่นกลายเป็นของเหลวและมารวมกับสารไฮโดรคาร์บอนที่มาจาก 3-Phase separator (V-6011) ที่มีองค์ประกอบหลักเป็นโพรเพนและสารที่หนักกว่า (ตั้งแต่ C3 ขึ้นไป) เพื่อส่งไปหอกลั่นลำดับส่วนตัวที่ 2 (Debuthanizer) (C-6001) โดยจะทำการคัดแยกก๊าซโพรเพนและบิวเทน (C3-C4) โดยก๊าซดังกล่าวจะถูกควบแน่นกลายเป็นของเหลวด้วย Debuthanizer reflux condenser

(E-6004) เพื่อให้ได้ผลิตภัณฑ์ก๊าซปิโตรเลียมเหลวหรือก๊าซหุงต้ม (LPG) โดยจะถูกรวบรวมในถังรับผลิตภัณฑ์ Debutanizer reflux drum (V-6008) และจะถูกส่งไปยังถังเก็บ LPG (V-6009) เพื่อรอการขนส่งต่อไป ส่วนก๊าซไฮโดรคาร์บอน (C5-C8) ซึ่งมีสภาพเป็นของเหลวจะถูกส่งไปยังถังเก็บก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL) (T-6010) เพื่อรอการขนส่งต่อไป

5) หน่วยเพิ่มความดันก๊าซสำหรับก๊าซธรรมชาติอัด (Sale Gas Compressor Unit)

ก๊าซที่มีองค์ประกอบหลักเป็นมีเทนและอีเทน (C1 และ C2) ที่ได้จากการตัดแยกก๊าซ ซึ่งมาจากหอกันลำดับส่วนตัวที่ 1 (Dethanizer) (C-6000) ถึง Low temperature separator (V-4000) และ 3-Phase separator (V-6011) นั้น จะถูกผสมด้วยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เพื่อควบคุมค่าความร้อนและทำให้ก๊าซมีคุณภาพตามมาตรฐานที่กำหนด จากนั้นจึงส่งเข้าสู่หน่วยเพิ่มความดัน (Sale Gas Compressor) ซึ่งประกอบด้วย Sales gas compressor (K-6001-6003), After cooler (E-6007-6009) และ SGC suction separator (V6012-6013) ซึ่งต่ออนุกรมกัน 3 ชุด เริ่มจากก๊าซเข้าสู่ Sales gas compressor (K-6001) เพื่อเพิ่มความดันจาก 26 บาร์ เป็น 66 บาร์ โดยก๊าซที่ออกจาก Sale gas compressor จะมีอุณหภูมิสูงขึ้น ดังนั้นจึงต้องทำการลดอุณหภูมิโดย After cooler (E-6007) เพื่อรักษาอุณหภูมิของก๊าซ ซึ่งในขั้นตอนนี้จะเกิดของเหลวตกลงสู่ถัง SGC suction separator (V-6012) ซึ่งของเหลวดังกล่าวจะถูกส่งไปยังรางระบายน้ำแบบปิด ส่วนที่เป็นก๊าซจะถูกส่งไปยัง Sales gas compressor (K-6002) เพื่อเพิ่มความดันจาก 66 บาร์ เป็น 128 บาร์ และเข้าสู่ After cooler (E-6008) เพื่อรักษาอุณหภูมิของก๊าซ ซึ่งในขั้นตอนนี้จะเกิดของเหลวตกลงสู่ถัง SGC suction separator (V-6013) ซึ่งของเหลวดังกล่าวจะถูกส่งไปยังรางระบายน้ำแบบปิดเช่นเดียวกัน หลังจากนั้นก๊าซจะเข้าสู่ Sales gas compressor (K-6003) เพื่อเพิ่มความดันจาก 128 บาร์ เป็น 250 บาร์ โดยก๊าซที่ออกจาก Sale gas compressor จะมีอุณหภูมิสูงขึ้นจึงต้องทำการลดอุณหภูมิโดย After cooler (E-6009) เพื่อรักษาอุณหภูมิของก๊าซ หลังจากเสร็จสิ้นกระบวนการดังกล่าวแล้วจะได้ผลิตภัณฑ์ ก๊าซธรรมชาติอัด (CNG) โดยจะถูกส่งไปยังหน่วยสูบน้ำอัดผลิตภัณฑ์ CNG loading package (X-6003)

อย่างไรก็ตาม ในกรณีที่ฐานผลิตปิโตรเลียมบูรพา-เอ ไม่มีการผลิตปิโตรเลียมหรือไม่สามารถส่งก๊าซจากการผลิตปิโตรเลียมเข้าสู่ระบบได้อย่างต่อเนื่อง โครงการจะทำการหยุดเดินระบบ (Shut down) และจะปล่อยก๊าซที่ตกค้างภายในระบบทั้งหมดไปเผาที่ระบบหอเผา (Enclosed ground flare) ของโครงการ

1.2.6 ระบบสาธารณูปโภคและสาธารณูปการ (Utilities & Facilities)

1.2.6.1 ระบบอัดอากาศ (Air Compressor)

ระบบอัดอากาศ (Air Compressor) ของโครงการมีจำนวน 1 เครื่อง สำหรับดูดและอัดอากาศจากธรรมชาติเข้าสู่หน่วยการผลิต Instrument Air เพื่อใช้ในกระบวนการผลิต อากาศอัดถูกผลิตจากคอมเพรสเซอร์ ขนาด 310 kW จำนวน 1 เครื่อง มีกำลังเครื่องจักรขนาด 415.7 แรงม้า ในการใช้งานจะถูกปรับแรงดูดให้อยู่ในช่วง -35 ถึง -20 มม.ปรอท และมีปริมาณการใช้อากาศอยู่ที่ประมาณ 4,557 Nm³/hr ทั้งนี้ ระบบอัดอากาศ (Air Compressor) ของโครงการได้ถูกออกแบบให้มีความดังเสียงน้อยกว่า 85 เดซิเบลเอ

1.2.6.2 ระบบหอเผา (Flare)

ระบบหอเผา (Flare) ของโครงการมีวัตถุประสงค์เพื่อเผาก๊าซที่ปล่อยออกมาจากกระบวนการผลิตเพื่อการระบายความดันส่วนเกินในกรณีฉุกเฉินหรือในช่วงที่มีการ Start-up Process หรือ Shut-down Process เป็นผลให้มีการระบายก๊าซธรรมชาติที่ค้างอยู่ในกระบวนการผลิตไปสู่ระบบหอเผาของโครงการเพื่อให้เกิดการเผาไหม้อย่างสมบูรณ์ ทั้งนี้ การออกแบบหอเผาได้มีการพิจารณาจากองค์ประกอบก๊าซ อุณหภูมิก๊าซ ความดันก๊าซ และข้อกำหนดด้านความปลอดภัย โดยออกแบบตามมาตรฐาน API RP520, API RP521 และ ASME Section VIII Lasted Edition มีหลักการทำงาน คือ ก๊าซส่วนเกินที่ถูกระบายออกมาจากระบบจะถูกระบายส่งมาตามท่อจนมาถึงถึงความดันที่ทำหน้าที่ในการแยกก๊าซส่วนที่เป็นไอและของเหลวออกจากกัน โดยส่วนที่เป็นไอจะถูกแยกเข้าระบบหอเผา (Flare) และถูกเผาไหม้ในหอนเผาไหม้โดยใช้ fuel gas เป็นเชื้อเพลิงในปริมาณเล็กน้อย เพื่อทำให้เกิดประกายไฟที่ pilot burner ตลอดเวลา ส่วนที่เป็นของเหลวจะถูกเก็บภายในถังความดันจนกระทั่งมีระดับของเหลวสูงถึงระดับที่กำหนดจึงจะมีการระบายไปยัง Slop Tank ขนาด 2.625 ลูกบาศก์เมตร ก่อนจะนำไปกำจัดโดยหน่วยงาน/ผู้ประกอบการเอกชนที่ได้รับอนุญาตให้รับกำจัดกากของเสีย (รง.101) จากหน่วยงานราชการหรือกรมโรงงานอุตสาหกรรม

ระบบหอเผาของโครงการเป็นแบบ Enclosed Ground Flare ซึ่งออกแบบให้ผนังมีฉนวนหุ้มโดยรอบมีความสูงประมาณ 8 เมตร จึงไม่ทำให้เกิดการถ่ายเทความร้อนออกสู่ภายนอก นอกจากนี้ยังช่วยลดผลกระทบด้านเสียงและแสง เพื่อไม่ให้เกิดผลกระทบต่อชุมชน

1.2.6.3 ระบบผลิตน้ำมันร้อน (Hot Oil Furnace)

ระบบผลิตน้ำมันร้อนของโครงการเป็นระบบปิดมีขนาดเล็ก และไม่ยุ่งยาก ใช้ Fuel gas ประมาณ 2,176 กิโลกรัมต่อวัน (หรือ 91 กิโลกรัมต่อชั่วโมง) เป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้ ซึ่งความร้อนที่ได้จากน้ำมันร้อนจะนำไปใช้ในหน่วยแยกผลิตภัณฑ์ เมื่อเริ่มเดินระบบโครงการมีความต้องการใช้น้ำมันร้อนประมาณ 37 ตัน และจะมีการเติมน้ำมันเข้าไปในระบบในกรณีที่มีการสูญเสียประมาณ 3.7 ตันต่อปี

1.2.6.4 ระบบพลังงานไฟฟ้า (Power Supply System)

โครงการมีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าทั้งหมดประมาณ 1.6 MW โดยในโครงการมีระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าไว้ใช้เองจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภท Gas Engine จำนวน 1 เครื่อง ขนาดกำลังการผลิต 2.0 MW โดยใช้ Fuel gas ปริมาณ 11,640 กิโลกรัมต่อวัน ที่มีความดัน 4 บาร์เกจ และอุณหภูมิ 30°C เป็นเชื้อเพลิงสำหรับผลิตไฟฟ้า สำหรับระบบไฟฟ้าสำรองฉุกเฉินทางโครงการได้เชื่อมระบบเข้ากับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยต่อจาก Transmission line 22 KV

1.2.6.5 ระบบน้ำใช้ (Water Supply System)

น้ำใช้ภายในพื้นที่โครงการมีแหล่งที่มาจากน้ำฝน และบ่อน้ำใต้ดินภายในพื้นที่โครงการซึ่งโครงการได้ดำเนินการขออนุญาตเจาะจากสำนักงานน้ำบาดาลจังหวัดสุโขทัยจำนวน 1 บ่อ (เอกสารขออนุญาตขุดเจาะบ่อน้ำบาดาล ซึ่งกำหนดให้บ่อมีความลึกไม่น้อยกว่า 60 เมตร แต่ไม่เกิน 90 เมตร ซึ่งระดับความลึกดังกล่าวเมื่อพิจารณาตามประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดเขตน้ำบาดาลและความลึกของน้ำบาดาล พ.ศ. 2554 ซึ่งได้ระบุว่า “ให้น้ำใต้ดินที่อยู่ลึกจากผิวดินลงไปเกินกว่า 15 เมตร เป็นน้ำบาดาล ใน

เขตนํ้าบาดาลกรุงเทพมหานคร และเขตนํ้าบาดาลจังหวัดทุกจังหวัดในราชอาณาจักรไทย” พบว่า นํ้าใช้ที่ได้จากการขุดเจาะภายในพื้นที่โครงการนั้น จัดเป็นนํ้าบาดาลตามประกาศดังกล่าวข้างต้น นอกจากนี้ บริษัทที่ปรึกษาฯ ได้มีการตรวจสอบข้อมูลเกี่ยวกับรายละเอียดคุณภาพนํ้าบ่อตื้นบริเวณพื้นที่ศึกษา พบว่า ภายในพื้นที่ศึกษาไม่มีการใช้ประโยชน์นํ้าบ่อตื้นแต่อย่างใด โดยนํ้าใต้ดินที่ชาวบ้านใช้สำหรับการอุปโภคบริโภคมาจากบ่อบาดาลที่ระดับความลึกมากกว่า 15 เมตร ทั้งนี้ สำหรับกิจกรรมการใช้นํ้าของโครงการสามารถแบ่งออกเป็น 3 ประเภท คือ นํ้าใช้สำหรับระบบดับเพลิง นํ้าใช้สำหรับอาคารสำนักงาน และนํ้าใช้สำหรับพื้นที่สีเขียว มีรายละเอียดดังนี้

1) นํ้าใช้สำหรับระบบดับเพลิง (Fire Fighting Facilities)

นํ้าใช้สำหรับระบบดับเพลิงปริมาณ 700 ลูกบาศก์เมตร ถูกสำรองไว้ในบ่อนํ้าดับเพลิงขนาด 920 ลูกบาศก์เมตร ลักษณะเป็นบ่อดินปูทับด้วยพลาสติกชนิดโพลีเอทิลีน ซึ่งได้ออกแบบให้สามารถใช้งานได้เพียงพอสำหรับการดับเพลิงนาน 2 ชั่วโมง

2) นํ้าใช้สำหรับอาคารสำนักงาน

ความต้องการใช้นํ้าในส่วนของอาคารสำนักงานที่มีจำนวนพนักงานของโครงการทั้งหมดสูงสุดไม่เกิน 19 คน โดยคิดอัตราการใช้นํ้า 70 ลิตร/คน/วัน (สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม, 2542) เท่ากับ มีปริมาณการใช้นํ้าสำหรับอาคารสำนักงานเท่ากับ 1.33 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน

3) นํ้าใช้สำหรับพื้นที่สีเขียว

มีปริมาณการใช้นํ้าประมาณ 2 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน สำหรับรดนํ้าต้นไม้ในพื้นที่สีเขียวขนาด 1,800 ตารางเมตร

1.2.6.6 ระบบระบายนํ้า

ระบบระบายนํ้าของโครงการนั้นได้ถูกออกแบบให้แยกระบบระบายนํ้าฝนปนเปื้อนและระบบระบายนํ้าฝนไม่ปนเปื้อนออกจากกัน โดยนํ้าฝนที่ตกบริเวณกระบวนการผลิตและบริเวณถังกักเก็บผลิตภัณฑ์ซึ่งเป็นพื้นลาดคอนกรีตภายใน 15 นาที ถือว่าเป็นนํ้าฝนปนเปื้อนจะถูกรวบรวมโดยรางระบายนํ้าซึ่งอยู่ในพื้นที่กระบวนการผลิตซึ่งเป็นแบบ U-shape ขนาดกว้าง 0.3 เมตร และลึก 0.45 เมตร มีฝาปิดตลอดแนว ทั้งนี้ นํ้าฝนปนเปื้อนจะไหลไปยังบ่อดักไขมันและแยกนํ้ามัน (CPI Tank) โดยนํ้ามันจะถูกสูบเข้าสู่ Slop tank ขนาด 2.625 ลูกบาศก์เมตร ก่อนจะนำไปกำจัดโดยหน่วยงาน/ผู้ประกอบการเอกชนที่ได้รับอนุญาตให้รับกำจัดกากของเสีย (รง.101) จากหน่วยงานราชการหรือกรมโรงงานอุตสาหกรรม ส่วนนํ้าที่ผ่านระบบ CPI และนํ้าฝนที่ตกลงบนพื้นที่ลาดคอนกรีตภายในหลังจาก 15 นาที ซึ่งถือว่าเป็นนํ้าฝนไม่ปนเปื้อนจะไหลลงสู่บ่อกักเก็บนํ้าดับเพลิงโดยตรง

สำหรับนํ้าฝนที่ตกนอกบริเวณกระบวนการผลิตและบริเวณกักเก็บผลิตภัณฑ์ถือว่าเป็นนํ้าฝนไม่ปนเปื้อน ส่วนหนึ่งจะซึมลงดินบริเวณที่ปูด้วยหินคลุก ส่วนนํ้าฝนไม่ปนเปื้อนบริเวณพื้นที่ระบายน้ำที่ระบายน้ำฝนจะไหลลงสู่รางระบายนํ้าฝนภายในพื้นที่ระบายน้ำฝน และระบายลงสู่รางระบายนํ้าแบบ V-shape ขนาด กว้าง 0.6 เมตร และลึก 0.15 เมตร ซึ่งเป็นรางระบายนํ้าโดยรอบพื้นที่โรงงาน ก่อนระบายลงสู่รางระบายนํ้าธรรมชาติทางทิศตะวันออกของโครงการ

1.2.6.7 ระบบบำบัดน้ำเสีย (Wastewater Treatment System)

น้ำเสียจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นมาจาก 2 แหล่ง คือ น้ำฝนปนเปื้อนและน้ำที่เจือปนมากับ ก๊าซวัตถุดิบ (Produced water) ซึ่งมีการจัดการดังนี้

1) **น้ำฝนปนเปื้อน** มีการบำบัดโดยใช้บ่อดักไขมันและน้ำมัน (CPI Tank) ซึ่งมีขนาดความจุเท่ากับ 3.5 ลูกบาศก์เมตร โดยน้ำมันที่แยกออกมาจากบ่อดักไขมันและน้ำมันจะถูกรวบรวมที่ Slop Tank ขนาด 2.625 ลูกบาศก์เมตร ก่อนจะส่งให้บริษัทรับกำจัดกากของเสีย (รง.101) ที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยราชการ ส่วนน้ำที่ผ่านการบำบัดแล้วจะถูกส่งไปเก็บไว้ที่บ่อเก็บสำรองน้ำดับเพลิง

2) **น้ำที่เจือปนมากับก๊าซธรรมชาติ (Produced water)** จะถูกส่งเข้าสู่ Slop Tank ขนาด 2.625 ลูกบาศก์เมตร โดยตรงซึ่งเป็นท่อแยกจากระบบระบายน้ำฝนปนเปื้อนภายในพื้นที่กระบวนการผลิต ก่อนส่งให้บริษัทรับกำจัดกากของเสีย (รง.101) ที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยราชการ นำไปกำจัดต่อไป

สำหรับน้ำเสียที่เกิดจากการอุปโภคบริโภคของพนักงาน ซึ่งมีปริมาณรวมเท่ากับ 1.064 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน (ปริมาณร้อยละ 80 ของน้ำใช้) ทางโครงการจะบำบัดด้วยระบบ SATs ที่รองรับน้ำเสียได้ประมาณ 3 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน เพื่อบำบัดให้มีคุณภาพเป็นไปตามมาตรฐาน กล่าวคือ มีค่า BOD ไม่เกิน 20 มิลลิกรัมต่อลิตร ก่อนปล่อยให้ซึมลงดิน

1.2.7 มลพิษและการจัดการ

1.2.7.1 มลพิษทางอากาศ

โครงการประกอบด้วย เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Gas Engine) ระบบหอเผา (Flare) และระบบผลิตน้ำมันร้อน (Hot Oil Furnace) สำหรับแหล่งที่มา ปริมาณ ประเภทของมลสาร และการจัดการมลพิษทางอากาศ มีรายละเอียดดังนี้

1) เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Gas Engine)

โครงการมีระบบผลิตไฟฟ้าจาก Gas Engine จำนวน 1 เครื่อง เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ขนาด 2,000 กิโลวัตต์ ซึ่งใช้ Fuel gas เป็นเชื้อเพลิงปริมาณ 11,640 กิโลกรัมต่อวัน การเผาไหม้เชื้อเพลิงดังกล่าวทำให้เกิดมลพิษทางอากาศหลัก คือ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ปริมาณ 15.57 ตันต่อวัน หรือเท่ากับ 5,450.70 ตันต่อปี และออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) 0.41 ตันต่อวัน หรือเท่ากับ 143.12 ตันต่อปี ซึ่งประเมินจากค่า Emission Factors (Compilation of Air Pollution Emission Factors (AP-42), Fifth Edition, Volume I Stationary Point and Area Sources) ของ Uncontrolled Emission Factors for 4-Stoke Lean Burn Engines

2) ระบบหอเผา (Flare)

ในกรณีที่เกิดเหตุฉุกเฉินใดๆ หรือกรณีที่หยุดดำเนินการผลิตเพื่อซ่อมบำรุง ทำให้ต้องมีการระบายก๊าซในระบบทั้งทั้งหมด ประมาณ 0.075 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อครั้ง (เกิดขึ้นครั้งละ 1 ชั่วโมง) ก๊าซดังกล่าวจะถูกส่งไปเผาทิ้งในระบบหอเผา ชนิด Enclosed Ground Flare ซึ่งก๊าซในระบบเป็นสารกลุ่มไฮโดรคาร์บอนเป็นส่วนใหญ่ ตั้งแต่คาร์บอนที่เป็นองค์ประกอบเพียงโมเลกุลเดี่ยวและหลายโมเลกุล (C₁-C₅) ซึ่งในกรณีการเผา

ไหม้สมบูรณ์การเผาไหม้จะได้เป็นก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ปริมาณ 4.08 ตันต่อชั่วโมง และไอน้ำปล่อยออกสู่บรรยากาศ ส่วนกรณีเผาไหม้ไม่สมบูรณ์ประเมินได้จาก Emission Factor ของการเผาไหม้ทั้งที่ระบบปล่อยเผาไหม้ทั่วไปโดย US.EPA พบว่า มีอัตราการระบายฝุ่นละออง และก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) เท่ากับ 0.0002 ตันต่อชั่วโมง และ 0.0012 ตันต่อชั่วโมง ตามลำดับ

3) ระบบผลิตน้ำมันร้อน (Hot oil furnace)

โครงการมีระบบผลิตน้ำมันร้อนโดยใช้สารตัวกลางนำความร้อน (PTT HITEMP 500) ที่ได้รับความร้อนจากการเผาไหม้ก๊าซภายในเตาเผาไปใช้ในหน่วยแยกผลิตภัณฑ์ โดยใช้ Fuel gas เป็นเชื้อเพลิง ปริมาณ 2,176 กิโลกรัมต่อวัน การเผาไหม้เชื้อเพลิงดังกล่าวทำให้เกิดมลพิษทางอากาศหลัก คือ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ปริมาณ 3.48 ตันต่อวัน หรือเท่ากับ 1,219.27 ตันต่อปี และออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) 0.01 ตันต่อวัน หรือเท่ากับ 3.46 ตันต่อปี ซึ่งประเมินจากค่า Emission Factors (Compilation of Air Pollution Emission Factors (AP-42), Fifth Edition, Volume I Stationary Point and Area Sources) ของ Emission Factors for Criteria Pollutants and Greenhouse Gases from Natural Gas Combustion

1.2.7.2 ของเสียส่วนที่เป็นของแข็งและการจัดการ

แหล่งกำเนิดกากของเสียและมูลฝอยที่เกิดขึ้นในระยะดำเนินการของโครงการนั้น มีแหล่งกำเนิดหลัก 2 แหล่ง คือ กากของเสียจากกระบวนการผลิต และขยะมูลฝอยจากอาคารสำนักงาน มีรายละเอียดดังนี้

1) กากของเสียจากกระบวนการผลิต

- กากของเสียอันตราย (Industrial Hazardous Waste) เมื่อพิจารณาจากประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง การกำจัดสิ่งปฏิกูลที่ไม่ใช่แล้ว พ.ศ. 2548 ที่กำหนดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช่แล้วที่มีคุณสมบัติหรือลักษณะตามที่กำหนดไว้ในภาคผนวกที่ 2 ท้ายประกาศ พบว่า ของเสียที่เกิดจากโครงการที่เข้าข่ายเป็นของเสียอันตราย ได้แก่ ถังบรรจุตัวกลางนำความร้อน (PTT HITEMP 500) มีลักษณะเป็นถังขนาด 200 ลิตร มีจำนวน 19 ใบต่อปี (ปริมาณการใช้ตัวกลางนำความร้อนเท่ากับ 3.7 ตันต่อปี) โดยถังน้ำมันจะถูกเก็บรวบรวมไว้ในพื้นที่กักเก็บของเสียอันตรายซึ่งอยู่บนลานคอนกรีตขนาด 20 ตารางเมตร (กว้าง 4 เมตร ยาว 5 เมตร) มีรางระบายน้ำฝนปนเปื้อนล้อมรอบ ซึ่งน้ำจะระบายลงสู่ Slop Tank อย่างไรก็ตาม โครงการจะส่งคืนถังบรรจุสารตัวกลางนำความร้อนทั้งหมดกลับคืนผู้จำหน่าย ยกเว้นกรณีที่ไม่สามารถส่งคืนได้จะจัดส่งให้บริษัทรับกำจัดกากของเสีย (รง.101) ที่ได้รับอนุญาตจากทางราชการ นำไปกำจัดอย่างถูกวิธี

- กากของเสียไม่อันตราย (Non-Hazardous Waste) มีเพียงสารดูดซับ (Molecular sieve) ในหน่วยกำจัดความชื้น มีอายุการใช้งานประมาณ 2 ปี ปริมาณของสารดูดซับดังกล่าวเกิดขึ้นประมาณ 0.6 ตันต่อ 2 ปี โดยเมื่อครบกำหนดการใช้งาน หรือประสิทธิภาพของสารดูดซับเสื่อมสภาพลง ทางโครงการจะดำเนินการรวบรวมไว้ในถังขนาด 200 ลิตร มีฝาปิดสนิท ก่อนจัดส่งกลับไปให้บริษัทผู้จำหน่าย หรือส่งไปยังบริษัทรับกำจัดกากของเสีย (รง.101) ที่ได้รับอนุญาตจากทางราชการ นำไปกำจัดอย่างถูกวิธี

2) ขยะมูลฝอยจากอาคารสำนักงาน

ขยะมูลฝอยที่เกิดจากอาคารสำนักงาน ส่วนใหญ่เป็นขยะมูลฝอยจากการอุปโภคบริโภคของพนักงานหรืออุปกรณ์ที่เหลือใช้จากสำนักงาน เศษกิ่งไม้/ใบไม้ ที่เกิดจากการดูแลพื้นที่สีเขียว เป็นต้น โดยพบว่าปริมาณขยะมูลฝอยที่เกิดขึ้นมีประมาณ 15.2 กิโลกรัมต่อวัน (คิดจากจำนวนพนักงานสูงสุด 19 คนต่อวัน ที่อัตราการเกิดมูลฝอยและสิ่งปฏิกูลที่การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทยแนะนำไว้คือ 0.8 กิโลกรัม/คน/วัน) โดยแบ่งออกเป็น 2 ประเภท คือ

- **ขยะมูลฝอยอันตราย (Hazardous Waste)** ได้แก่ หลอดไฟฟลูออเรสเซนต์ แบทเตอร์รี่ หรือชิ้นส่วนอิเล็กทรอนิกส์ มีปริมาณ 10% ของปริมาณขยะทั้งหมด หรือเท่ากับ 1.52 กิโลกรัมต่อวัน หรือเท่ากับ 0.532 ตันต่อปี (กรณีทำงาน 350 วัน) มีการเก็บรวบรวมใส่ถังที่จัดไว้เฉพาะเพื่อส่งต่อให้บริษัทรับกำจัดกากของเสีย (รง.101) ที่ได้รับอนุญาตจากทางราชการ นำไปกำจัดอย่างถูกวิธี

- **ขยะมูลฝอยไม่อันตราย (Non-Hazardous Waste)** ได้แก่ กระดาษ พลาสติก ภาชนะบรรจุอาหาร เศษอาหาร กิ่งไม้ใบไม้จากการดูแลรักษาพื้นที่สีเขียว มีปริมาณ 13.68 กิโลกรัมต่อวัน หรือเท่ากับ 4.788 ตันต่อปี ขยะดังกล่าวจะถูกนำมาแยกเป็นขยะที่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้ เช่น กระดาษ พลาสติกจะเก็บรวบรวมส่งให้กับผู้รับซื้อเพื่อนำมา Recycle ใช้ใหม่ คิดเป็นปริมาณ 30% ของขยะมูลฝอย ส่วนที่เหลืออีก 70% เป็นขยะที่ไม่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้จะถูกรวบรวมบริเวณที่พักขยะด้านหลังโรงงานและจัดส่งให้หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากองค์การบริหารส่วนตำบลกนครรับไปกำจัดต่อไป

1.2.7.3 ของเสียส่วนที่เป็นของเหลวและการจัดการ

1) น้ำมันเครื่องใช้แล้ว

เนื่องจากน้ำมันเครื่องใช้แล้วที่ถ่ายจากเครื่องจักร ถือเป็นสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว ประเภทน้ำมันและเชื้อเพลิงเหลว ตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่องการกำจัดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว พ.ศ. 2548 ดังนั้น ทางโครงการจะเก็บรวบรวมน้ำมันเครื่องใช้แล้ว ปริมาณ 0.05 ลูกบาศก์เมตรต่อเดือน ใส่ถังขนาด 200 ลิตร เพื่อรอให้บริษัทรับกำจัดกากของเสีย (รง.101) ที่ได้รับอนุญาตจากทางราชการ รับไปกำจัดอย่างถูกวิธี

2) น้ำเสียจากกระบวนการผลิต

น้ำเสียที่เกิดขึ้นจากกระบวนการผลิต เป็นน้ำที่เจือปนมากับก๊าซวัตถุดิบ (Produced water) ที่ถูกแยกออกมาจากหน่วยเพิ่มความดันก๊าซและหน่วยกำจัดความชื้น มีปริมาณเท่ากับ 1.55 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน โดยน้ำดังกล่าวจะถูกส่งเข้าบ่อ Slop Tank ซึ่งมีขนาดความจุ 2.625 ลูกบาศก์เมตร เพื่อรวบรวมก่อนส่งให้บริษัทรับกำจัดกากของเสีย (รง.101) ที่ได้รับอนุญาตจากทางราชการ รับไปกำจัดอย่างถูกวิธี โดยมีความถี่ในการขนส่งน้ำเสียจาก Slop Tank ไปกำจัด จำนวน 1 เที่ยวต่อวัน

3) น้ำเสียจากอาคารสำนักงาน

น้ำเสียจากโครงการในส่วนของอาคารสำนักงานเกิดจากกิจกรรมในชีวิตประจำวันของพนักงาน จำนวนสูงสุดไม่เกิน 19 คน ซึ่งทำงานวันละ 3 กะ กะละประมาณ 6 คน ทำให้เกิดน้ำเสียขึ้นในปริมาณ 1.064 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน (ร้อยละ 80 ของปริมาณน้ำที่ใช้ที่ 70 ลิตร/คน/วัน) ได้แก่ การชำระล้างในส่วนของห้องน้ำ

หรือห้องสุขา น้ำเสียที่ปนเปื้อนน้ำมันและไขมันจากการทำความสะอาดภาชนะ เป็นต้น โดยส่วนใหญ่จะมีค่าความสกปรกในรูปของ BOD สำหรับการจัดการน้ำเสียทำโดยการบำบัดด้วยระบบ SATs ซึ่งสามารถรองรับน้ำเสียได้ประมาณ 3 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน เพื่อบำบัดน้ำทิ้งให้เป็นไปตามค่ามาตรฐานกล่าวคือ มีค่า BOD ไม่เกิน 20 มิลลิกรัมต่อลิตร ก่อนปล่อยให้ซึมลงดิน

4) น้ำฝนปนเปื้อน

กระบวนการผลิตของโครงการเป็นการแยกหรือแปรสภาพก๊าซ โดยอาศัยกระบวนการเพิ่มอุณหภูมิและลดความดัน ดังนั้น ปริมาณการใช้สารเคมีในโครงการจึงมีน้อยมาก จะมีเพียงสารทำความเย็น คือ โพรเพน (Propane 99.5%) สารดูดซับ (Molecular Sieve) และสารตัวกลางนำความร้อน (PTT HITEMP 500) ซึ่งสารเคมีที่กล่าวถึงจะถูกใช้ในระบบปิดจึงไม่มีการปนเปื้อนออกสู่ภายนอก ดังนั้น โครงการจึงไม่มีน้ำเสียปนเปื้อนสารเคมี จะมีเพียงน้ำฝนปนเปื้อนบริเวณกระบวนการผลิตและบริเวณถังกักเก็บสำรองผลิตภัณฑ์ ขนาดพื้นที่ประมาณ 5,440 ตารางเมตร ซึ่งเป็นพื้นลาดคอนกรีตที่มีรางระบายน้ำล้อมรอบ ปริมาณน้ำฝนปนเปื้อนในช่วง 15 นาทีแรกของฝนที่ตกลงมาประมาณ 135.78 ลูกบาศก์เมตร น้ำฝนที่ตกลงในบริเวณดังกล่าวจะไหลเข้าสู่รางระบายน้ำซึ่งอยู่รอบพื้นที่กระบวนการผลิต จากนั้น น้ำเสียดังกล่าวจะถูกรวบรวมเข้าสู่บ่อดักไขมันและน้ำมัน (CPI Tank) เพื่อแยกน้ำมันปนเปื้อนและน้ำออกจากกัน ก่อนระบายน้ำที่ผ่านการบำบัดแล้วเข้าสู่บ่อสำรองน้ำดับเพลิง (Fire water pond) ซึ่งมีความจุเท่ากับ 920 ลูกบาศก์เมตร สำหรับใช้เป็นน้ำดับเพลิงต่อไป ส่วนน้ำมันที่แยกออกมาจะถูกรวบรวมที่ Slop Tank ให้บริษัทรับกำจัดกากของเสีย (รง.101) ที่ได้รับอนุญาตจากทางราชการ รับผิดชอบกำจัดอย่างถูกวิธี

5) น้ำจากการดับเพลิง

น้ำเสียที่เกิดจากการดับเพลิงภายในพื้นที่กระบวนการผลิตจะถูกรวบรวมใส่ถังขนาด 200 ลิตร ก่อนจัดส่งให้บริษัทรับกำจัดกากของเสีย (รง.101) ที่ได้รับอนุญาตจากทางราชการ รับผิดชอบกำจัดอย่างถูกวิธี

1.2.8 ระบบการติดต่อสื่อสาร

การสื่อสารในสภาวะการณ์ปกตินั้นโครงการจะอาศัยอุปกรณ์สื่อสารชนิดต่างๆ ได้แก่ ระบบโทรศัพท์/โทรศัพท์ไร้สาย โทรสาร วิทยุสื่อสาร หรือระบบสื่อสารอิเล็กทรอนิกส์ (E-mail) ส่วนในกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน นอกจากระบบดังกล่าวข้างต้นแล้วยังมีระบบการติดต่อผ่านโทรศัพท์สายด่วน (Hot Line) เพื่อให้เกิดการประสานงานกับบุคคลที่เกี่ยวข้องได้อย่างรวดเร็วและมีประสิทธิภาพ

1.2.9 คนงานและพนักงาน

ในระยะดำเนินการโครงการได้จัดจ้างพนักงานประจำโรงงานผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม (สูงสุด) จำนวนทั้งสิ้น 19 คน ประกอบด้วย ผู้จัดการโรงงาน 1 คน หัวหน้ากะ 1 คน พนักงานปฏิบัติการ 2 คน ปฏิบัติงานเป็นกะ รวม 3 กะ (กะละ 8 ชั่วโมง) ประจำวันจันทร์-วันอาทิตย์ เจ้าหน้าที่ความปลอดภัยวิชาชีพ 1 คน เจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัย 3 คน (ปฏิบัติงานเป็นกะ ๆ ละ 1 คน) นอกจากนั้นยังมีในส่วนของพนักงานซ่อมบำรุง 2 คน (ไม่ประจำเข้ามาเป็นครั้งคราว)

1.2.10 อาชีวอนามัยและความปลอดภัย

โครงการโรงงานผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมดำเนินงานภายใต้นโยบายด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัยของบริษัทฯ โดยคำนึงถึงความสำคัญในการป้องกันและส่งเสริมสุขภาพอนามัยของพนักงาน รวมถึงความปลอดภัยในสภาพแวดล้อมในการทำงาน เพื่อให้การปฏิบัติงานเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและตั้งอยู่บนพื้นฐานของความปลอดภัยต่อตนเองและสภาพแวดล้อม โครงการจึงได้จัดตั้งคณะกรรมการขึ้นเพื่อให้เป็นผู้นับผิดชอบดูแลด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน ซึ่งนอกจากคณะกรรมการดังกล่าวแล้ว พนักงานทุกคนจะต้องปฏิบัติตามนโยบายความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานที่กำหนดไว้ดังนี้

- 1) ควบคุมการออกแบบและก่อสร้างโครงการโรงงานผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมของบริษัทผู้รับเหมาให้ดำเนินการตามมาตรฐานวิศวกรรมสากลและกฎหมายอื่นๆ ของประเทศไทยที่เกี่ยวข้อง
- 2) ระบบจัดการด้านความปลอดภัยและอาชีวอนามัยเพื่อป้องกันและลดอุบัติเหตุที่อาจเกิดขึ้น
- 3) จัดการให้มีการออกแบบและก่อสร้างโครงการโรงงานผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมให้มีการใช้ทรัพยากรอย่างคุ้มค่า ให้เกิดประโยชน์สูงสุด โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและคุณภาพชีวิตของชุมชนรอบข้าง
- 4) วิเคราะห์ ประเมินผลและแก้ไข ปัจจัยผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินงานของโครงการโรงงานผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม
- 5) ประชาสัมพันธ์และให้ข้อมูลเกี่ยวกับการทำงานของโครงการโรงงานผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมแก่ชุมชนโดยรอบเพื่อสร้างความสัมพันธ์ที่ดี

ทั้งนี้ ผู้บริหารและพนักงานทุกคนในโครงการโรงงานผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม จะต้องให้การสนับสนุนและดำเนินงานด้านคุณภาพ ความมั่นคง ความปลอดภัย อาชีวอนามัย สิ่งแวดล้อม การจัดการพลังงาน และการแสดงความรับผิดชอบต่อสังคมและชุมชนอย่างจริงจัง เพื่อให้บรรลุตามนโยบายดังกล่าวข้างต้น

1.2.11 ระบบป้องกันและระงับอัคคีภัย

1.2.11.1 ระบบตรวจสอบและแจ้งเหตุเพลิงไหม้

1) ระบบตรวจจับก๊าซ (Fixed Gas Detection System) โครงการติดตั้งเครื่องตรวจจับก๊าซไฮโดรคาร์บอน (Gas Detector) ไว้ในบริเวณที่มีความเสี่ยงสูง คือ เป็นบริเวณที่มีศักยภาพในการรั่วไหลของก๊าซได้แก่ บริเวณพื้นที่หน่วยกระบวนการผลิต พื้นที่กักเก็บผลิตภัณฑ์ และพื้นที่จ่ายผลิตภัณฑ์ เป็นต้น

2) เครื่องตรวจจับควัน (Smoke Detector) ติดตั้งภายในอาคารสำนักงาน และห้องควบคุมสามารถตรวจจับอนุภาคที่เกิดจากการเผาไหม้ ทั้งควันชนิดที่สามารถมองเห็นด้วยตาเปล่า และที่ไม่สามารถมองเห็นด้วยตาเปล่า ทำให้สามารถตรวจจับการเกิดอัคคีภัยได้ในระยะเริ่มต้น

3) แผงควบคุมระบบแจ้งเหตุอัคคีภัย (Fire Alarm Control Panel) ติดตั้งที่ห้องควบคุม เป็นศูนย์รวมการรับส่งสัญญาณตรวจจับอัคคีภัยไปยังอุปกรณ์แจ้งสัญญาณชนิดต่าง ๆ โดยจะแสดงบริเวณที่เกิดเหตุที่แผงแจ้งเหตุเพลิงไหม้ (Annunciator Panel) เพื่อแจ้งให้เจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้องทราบ

4) อุปกรณ์ส่งเสียงสัญญาณแจ้งเหตุอัคคีภัย (Fire Alarm Devices) ประกอบด้วย อุปกรณ์ส่งสัญญาณเสียงแบบกระดิ่ง (Alarm Bell) จะส่งเสียงสัญญาณแจ้งเหตุไม่หยุด พนักงานมีหน้าที่เข้าตรวจสอบพื้นที่ หากเกิดเหตุฉุกเฉินพนักงานจะปฏิบัติตามแผนระงับฉุกเฉินต่อไป และเมื่อเหตุการณ์กลับเข้าสู่สภาวะปกติ พนักงานจึงกดปุ่ม Alarm Silence Button ที่อยู่บนแผงควบคุม เพื่อสั่งหยุดสัญญาณแจ้งเหตุ

1.2.11.2 ระบบดับเพลิง

โครงการได้ออกแบบระบบป้องกันและระงับอัคคีภัยตามมาตรฐานของสมาคมป้องกันอัคคีภัยแห่งชาติ ของประเทศสหรัฐอเมริกา (National Fire Protection Association: NFPA24 Standard for the Installation of Private Fire Service Mains and Appurtenances) ซึ่งกำหนดเป็นมาตรฐานขั้นต่ำสำหรับการติดตั้งระบบดับเพลิงหลักและระบบเสริมต่าง ๆ ทำให้โครงการมีความพร้อมสำหรับกรณีการเกิดอัคคีภัย มีรายละเอียดดังนี้

1) ถังเคมีดับเพลิง (Fire Extinguisher) โครงการมีการติดตั้งถังเคมีดับเพลิงภายในพื้นที่โครงการ จำนวน 18 จุด แบ่งเป็น (1) ส่วนการผลิต จำนวน 8 จุด (2) สาธารณูปโภคและสาธารณูปการ จำนวน 4 จุด (3) พื้นที่เก็บสำรองผลิตภัณฑ์ จำนวน 2 จุด และ (4) พื้นที่สูบน้ำดับเพลิง จำนวน 4 จุด

2) ระบบน้ำสำรองดับเพลิงและเครื่องสูบน้ำดับเพลิง (Fire Water Reserve and Fire Pump) โครงการได้ออกแบบบ่อเก็บน้ำสำรองเพื่อการดับเพลิงขนาดความจุ 920 ลูกบาศก์เมตร จำนวน 1 บ่อ โดยทางโครงการจะทำการเก็บน้ำดับเพลิงไว้ประมาณ 700 ลูกบาศก์เมตร ทั้งนี้ หากเกิดเหตุเพลิงไหม้ น้ำดับเพลิงจะถูกสูบน้ำด้วยเครื่องสูบน้ำดับเพลิง ซึ่งจากการคำนวณ พบว่า ที่อัตราการไหลของเครื่องสูบน้ำดับเพลิง 350 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง สามารถสูบน้ำในการดับเพลิงได้ประมาณ 120 นาที ดังนั้น จึงสรุปได้ว่ามีความเพียงพอสำหรับใช้สำรองดับเพลิง และเป็นไปตามมาตรฐาน NFPA 24: Installation of Private Fire Service Main and Their Appurtenances, 2002 ที่กำหนดให้แหล่งน้ำดับเพลิงจะต้องมีปริมาณเพียงพอ เชื้อถือได้ และสามารถจ่ายน้ำให้กับระบบได้อย่างน้อย 30 นาที

3) น้ำดับเพลิงจะถูกสูบน้ำไปยังส่วนต่างๆ ของโรงงานด้วยเครื่องสูบน้ำดับเพลิง (Fire Pump) ทั้งหมด 3 เครื่อง สำหรับใช้งาน 1 เครื่อง และสำรอง 2 เครื่อง โดยเครื่องดับเพลิงสำรองอย่างน้อย 1 เครื่อง ใช้เครื่องยนต์เป็นเครื่องต้นกำลัง ทั้งนี้ สำหรับใช้งานในกรณีที่มีการตัดกำลังไฟฟ้าในพื้นที่ ซึ่งออกแบบให้มีอัตราการไหล 350 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง หรือประมาณ 5.83 ลูกบาศก์เมตรต่ออนาที หรือ 1,541 แกลลอนต่ออนาที (สูงกว่ามาตรฐาน NFPA 20: Standard for the Installation of Stationary Pumps for Fire Protection ที่กำหนดไว้ที่ 750 แกลลอนต่ออนาที)

4) ระบบท่อน้ำดับเพลิง เป็นท่อพลาสติกโพลีเอธิลีนชนิดความหนาแน่นสูง (HDPE) มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางประมาณ 203.2 มิลลิเมตร หรือ 8 นิ้ว ฝั่งท่อน้ำดับเพลิงลึก 150 เซนติเมตร จากระดับผิวดินถึงผิวของท่อด้านบน

5) หัวรับน้ำดับเพลิง (Fire Hydrant) มีการติดตั้งภายในพื้นที่โครงการจำนวน 14 จุด แบ่งเป็น (1) ส่วนการผลิต จำนวน 2 จุด (2) สาธารณูปโภคและสาธารณูปการ จำนวน 7 จุด (3) พื้นที่เก็บสำรองผลิตภัณฑ์ จำนวน 1 จุด และ (4) พื้นที่สูบน้ำดับเพลิง จำนวน 4 จุด สำหรับรับน้ำจากระบบดับเพลิง ลักษณะของหัวดับเพลิงเป็นอลูมิเนียมผสมทองเหลือง ชนิดข้อต่อสวมเร็วขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 2.5 นิ้ว สามารถรับน้ำจากท่อ

ดับเพลิง ที่มีข้อต่อสวมเร็วแบบมีเขี้ยว จากการตรวจสอบกับหน่วยงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยที่อยู่บริเวณใกล้เคียงพื้นที่โครงการ ได้แก่ อบต. กกแรต อบต.ไกรนอก อบต.ไกรกลาง และอบต.ไกรใน พบว่า ท่อดับเพลิงของหน่วยงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยดังกล่าวข้างต้น เป็นแบบข้อต่อสวมเร็วแบบมีเขี้ยว ซึ่งเป็นข้อต่อลักษณะเดียวกับโครงการ

6) ตู้เก็บสายฉีดน้ำดับเพลิง (Fire Hose Cabinet) มีการติดตั้งติดตั้งภายในพื้นที่โครงการจำนวน 14 จุด แบ่งเป็น (1) ส่วนการผลิต จำนวน 2 จุด (2) สาธารณูปโภคและสาธารณูปการ จำนวน 7 จุด (3) พื้นที่เก็บสำรองผลิตภัณฑ์ จำนวน 1 จุด และ (4) พื้นที่สูบน้ำจ่ายผลิตภัณฑ์ จำนวน 4 จุด ภายในตู้ประกอบด้วย สายฉีดน้ำดับเพลิงขนาด 2.5 นิ้ว ยาว 20 เมตร จำนวน 2 เส้น ขนาด 1.5 นิ้ว ยาว 20 เมตร จำนวน 1 เส้น และหัวต่อแบบสวมเร็ว พร้อมฝาครอบและโซ่ร้อย

7) โฟมดับเพลิง จัดให้มีระบบโฟมดับเพลิงแบบ Mobile Foam unit จำนวน 1 unit ติดตั้งบริเวณถังเก็บผลิตภัณฑ์ก๊าซโซลีนธรรมชาติ เป็นโฟมชนิด Hi-Expansion Form สามารถฉีดโฟมได้ต่อเนื่อง 30 นาที ด้วยปริมาณการฉีดโฟม 450 ลิตรต่อนาที ที่ความดัน 7 บาร์ ครอบคลุมพื้นที่ 68 ตารางเมตร ที่ความหนาโฟม 0.19 เมตร (พื้นที่ภายในคันป้องกันการรั่วไหลเท่ากับ 68 ตารางเมตร)

1.2.11.3 แผนปฏิบัติการฉุกเฉิน

โครงการได้จัดทำแผนปฏิบัติการเพื่อป้องกันและระงับเหตุอัคคีภัย เพื่อใช้เป็นแนวทางในการปฏิบัติของพนักงาน และเพื่อเตรียมพร้อมในการรับสถานการณ์ที่อาจเกิดขึ้นได้อย่างฉับพลัน ซึ่งอาจก่อให้เกิดความเสียหายต่อชีวิตของพนักงานและทรัพย์สินของบริษัทฯ มีรายละเอียดดังนี้

1) เหตุฉุกเฉิน แบ่งเป็น 2 ลักษณะ คือ

- ก๊าซรั่วไหล (ก๊าซ หมายถึง Associated Gas, CNG, LPG และ NGL ที่รั่วไหลจากกระบวนการผลิต และการขนถ่ายผลิตภัณฑ์ โดยไม่กำหนดระดับการรั่วไหล)
- เพลิงไหม้ (หมายถึง เหตุการณ์การลุกติดไฟในพื้นที่กระบวนการผลิต และในพื้นที่การขนถ่ายผลิตภัณฑ์ CNG, LPG และ NGL)

2) ภาวะฉุกเฉิน

เมื่อเกิดภาวะฉุกเฉินเพื่อให้การควบคุมและการตอบโต้เป็นไปอย่างรวดเร็ว และมีประสิทธิภาพสามารถแบ่งระดับของแผนเป็น 3 ระดับ ดังต่อไปนี้

ระดับที่ 1 เหตุฉุกเฉินเกิดขึ้นและสามารถควบคุมได้โดยพนักงานในพื้นที่ที่เกิดเหตุและรายงานผลการควบคุมไปยังผู้จัดการโรงงานและแจ้งหน่วยงานภายนอกใกล้เคียงพื้นที่โครงการ เช่น อบต. เพื่อรับทราบเหตุ

ระดับที่ 2 เหตุฉุกเฉินเกิดขึ้นแต่ไม่สามารถควบคุมโดยพนักงานในพื้นที่ที่เกิดเหตุ โครงการจะแจ้งเพื่อขอความช่วยเหลือจากหน่วยงานภายนอกซึ่งใกล้เคียงพื้นที่โครงการ เช่น อบต.หรือโรงงานใกล้เคียง เป็นต้น

ระดับที่ 3 เหตุฉุกเฉินที่เกิดขึ้นแต่ไม่สามารถระงับได้ด้วยหน่วยงานใกล้เคียง จะแจ้งเพื่อขอความช่วยเหลือจากหน่วยงานภาครัฐที่อยู่ใกล้เคียง เช่น จังหวัดสุโขทัย

3) แผนควบคุมภาวะฉุกเฉิน

โครงการได้ออกแบบและติดตั้งอุปกรณ์เตือนภัย เช่น Gas Detector, Smoke Detector และ Fire Alarm System ในบริเวณพื้นที่ส่วนการผลิต ถังเก็บสำรองผลิตภัณฑ์ และพื้นที่สูบน้ำจ่ายผลิตภัณฑ์ และเมื่อพนักงานตรวจพบเหตุฉุกเฉิน เช่น ก๊าซรั่วไหลหรือเพลิงไหม้ จะต้องปฏิบัติตามแผนระงับเหตุฉุกเฉินของโครงการ มีรายละเอียดขั้นตอนการปฏิบัติ ดังนี้

- ผู้ประสบเหตุต้องรายงานเหตุการณ์ไปยังห้องควบคุมต่อหัวหน้ากะทันที
 - * ผู้ประสบเหตุเข้าระงับเหตุเบื้องต้น และรายงานสถานการณ์ให้ทราบตลอดเวลา
 - * ผู้ประสบเหตุเฝ้าระวังและรายงานตัวต่อผู้ควบคุมภาวะฉุกเฉินบริเวณจุดเกิดเหตุ
- พร้อมปฏิบัติหน้าที่เมื่อได้รับมอบหมาย ภายหลังจากผู้ควบคุมภาวะฉุกเฉินประกาศภาวะฉุกเฉิน ระดับ 1
- ผู้ควบคุมภาวะฉุกเฉินประกาศภาวะฉุกเฉิน ระดับ 1
 - * แจ้งสถานการณ์ให้ผู้จัดการโรงงาน หน่วยงานใกล้เคียง และชุมชนใกล้เคียงพื้นที่โครงการเพื่อรับทราบเหตุ ได้แก่ บริษัท สยามโมเอโกะ จำกัด องค์กรบริหารส่วนตำบล อำเภอ และชุมชนใกล้เคียง เป็นต้น
 - * หยุดการเดินระบบ (Shutdown)
 - * สั่งการ ควบคุม และระงับเหตุ ตามแผนปฏิบัติการระงับเหตุฉุกเฉิน
 - * ในกรณีที่ควบคุมได้ ให้ดำเนินการและจัดทำรายงานเหตุการณ์ เพื่อแจ้งต่อผู้จัดการโรงงาน และหน่วยงานใกล้เคียง เช่น องค์กรบริหารส่วนตำบล และชุมชนใกล้เคียง พร้อมจัดทำแผนฟื้นฟู
 - * ในกรณีที่ไม่สามารถควบคุมได้ ให้รายงานผู้จัดการโรงงานเพื่อประกาศภาวะฉุกเฉินระดับ 2 พร้อมประสานแจ้งหน่วยงานใกล้เคียง เช่น องค์กรบริหารส่วนตำบล อำเภอ เพื่อขอรับความช่วยเหลือ
 - ทีมควบคุมภาวะฉุกเฉินของ อบต. หรืออำเภอ สั่งการและควบคุมระงับเหตุตามแผนปฏิบัติการระงับเหตุฉุกเฉิน ระดับ 2
 - * ในกรณีที่ควบคุมได้ ให้ดำเนินการและจัดทำรายงานเหตุการณ์ เพื่อแจ้งต่อผู้จัดการโรงงาน และหน่วยงานใกล้เคียง เช่น องค์กรบริหารส่วนตำบล และชุมชนใกล้เคียง พร้อมจัดทำแผนฟื้นฟู
 - * ในกรณีที่ไม่สามารถควบคุมได้ ให้รายงานต่อผู้ว่าราชการจังหวัดเพื่อประกาศภาวะฉุกเฉิน ระดับ 3
 - ทีมควบคุมภาวะฉุกเฉินของจังหวัด สั่งการและควบคุมระงับเหตุตามแผนปฏิบัติการระงับเหตุฉุกเฉิน ระดับ 3 เมื่อสามารถควบคุมเหตุได้แล้ว ให้ผู้คุมภาวะฉุกเฉินจัดทำรายงานเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นแจ้งต่อผู้จัดการโรงงาน และหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง พร้อมจัดทำแผนฟื้นฟู

4) ทีมควบคุมภาวะฉุกเฉิน

ปฏิบัติหน้าที่ในการประสานงานกับหน่วยงานภายในและภายนอกโรงงาน เป็นศูนย์กลางระบบสื่อสาร ศูนย์รวบรวมข้อมูลความปลอดภัย และเป็นศูนย์บัญชาการของผู้อำนวยการควบคุมภาวะฉุกเฉิน

5) การประสานงานกับชุมชน และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

ในกรณีที่เกิดเหตุฉุกเฉินระดับ 3 ซึ่งมีผลกระทบรุนแรง ต้องแจ้งเหตุและประสานงานกับหน่วยงานภายนอก ทางบริษัทฯ จึงกำหนดให้มีการแจ้งและประสานงานกับชุมชน ตลอดจนหน่วยงานราชการต่างๆ ในพื้นที่ที่เกี่ยวข้องเพื่อสนับสนุนการระงับเหตุโดยเร็วที่สุด โดยมีทีมควบคุมภาวะฉุกเฉินเป็นจุดศูนย์กลางการประสานงานกับทุกหน่วยงานซึ่งมีรายละเอียดการปฏิบัติ ดังนี้

การประสานงานกับชุมชน

เพื่อให้การปฏิบัติในภาวะเหตุฉุกเฉินในพื้นที่เกิดเหตุเป็นไปด้วยความรวดเร็วและเรียบร้อย โครงการกำหนดให้ทีมควบคุมภาวะฉุกเฉินประสานงานแจ้งเหตุไปยังหัวหน้าชุมชนในพื้นที่ที่เกิดเหตุและในพื้นที่ใกล้เคียง ซึ่งภายหลังจากที่หัวหน้าชุมชนได้รับแจ้งเหตุแล้วสิ่งที่ต้องปฏิบัติ คือ

- แจ้งลูกบ้านรับทราบ เพื่อเตรียมการอพยพและระงับการทำประกายไฟทันที
- เป็นจุดรับข่าวสารข้อมูลจากศูนย์ควบคุมเหตุฉุกเฉิน
- เมื่อได้รับแจ้งให้อพยพ ให้หัวหน้าชุมชนเป็นผู้พิจารณาอพยพลูกบ้านไปยังพื้นที่ปลอดภัย

การประสานงานกับหน่วยงานราชการ

ทีมควบคุมภาวะฉุกเฉินเป็นผู้ประสานงานแจ้งหน่วยงานภายนอกที่เกี่ยวข้อง ดังนี้

- สำนักงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัย จังหวัดสุโขทัย
- ที่ทำการอำเภอกงไกรลาศและพื้นที่ข้างเคียง
- องค์การบริหารส่วนตำบลกกแรต
- สถานีดับเพลิงในพื้นที่ เพื่อขอกำลังรถดับเพลิงเพื่อระงับเหตุ
- สถานีตำรวจภูธรในพื้นที่
- โรงพยาบาล เพื่อเตรียมการรับผู้ป่วย ผู้บาดเจ็บ และสนับสนุนรถพยาบาลเพื่อรับผู้บาดเจ็บในพื้นที่ที่เกิดเหตุ
- บริษัท สยามโมเอโกะ จำกัด

การฟื้นฟูภายหลังเหตุฉุกเฉิน

ดำเนินการปรับปรุงฟื้นฟูสภาพแวดล้อมและความเสียหายที่เกิดขึ้นให้กลับเข้าสู่สภาวะปกติ ทั้งในด้านการบาดเจ็บ เสียชีวิต ทรัพย์สิน สิ่งแวดล้อมและชุมชน ทั้งนี้ ควรดำเนินการประเมินความเสี่ยงของเหตุการณ์ เพื่อตัดสินใจว่าพื้นที่ปฏิบัติงานมีความปลอดภัยเพียงพอที่จะให้พนักงานและผู้เกี่ยวข้องเข้าสู่ภาวะการทำงานปกติได้หรือไม่

การฝึกซ้อมแผนระงับเหตุฉุกเฉิน

บริษัทฯ จะทำการชี้แจง และอบรมแนวทางการปฏิบัติกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินกับหัวหน้าชุมชน รวมทั้งหน่วยงานราชการที่อยู่ใกล้เคียง และหน่วยงานที่มีหน้าที่เกี่ยวข้องกับการระงับเหตุ หลังจากนั้นจึงจะดำเนินการซ้อมแผนฉุกเฉินเป็นประจำทุกปี นอกจากนี้ยังจัดให้มีการการฝึกซ้อมแผนฉุกเฉินระดับ 3 ร่วมกับชุมชนโดยกำหนดให้จัดมีการฝึกซ้อม 1 ครั้งต่อ 2 ปี

1.2.11.4 การป้องกันการรั่วไหลของของวัตถุติดและผลิตภัณฑ์

1) ก๊าซจากการผลิตปิโตรเลียม (Associated Gas)

ก๊าซวัตถุติดของโครงการจะถูกส่งเข้าสู่กระบวนการผลิตอย่างต่อเนื่องตลอดระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อส่งก๊าซ ดังนั้น ก่อนเริ่มดำเนินการโครงการมีการทดสอบรอยเชื่อมต่อท่อ การทดสอบความสามารถในการรองรับความดันของท่อด้วยแรงดันน้ำ (Hydrostatic test) และติดตั้ง Block Valve ทั้งต้นทางและปลายทาง (ผู้ส่งและผู้รับ) ส่วนในระหว่างดำเนินการโครงการจัดให้มีการตรวจสอบ/บำรุงรักษาระบบท่อตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance)

2) สารดูดซับ (Molecular sieve)

โครงการใช้สารดูดซับ (Molecular Sieve) ที่มีอะลูมินา (Alumina) เป็นองค์ประกอบเพื่อดูดซับความชื้นที่ปนเปื้อนมากับ Associated Gas อย่างไรก็ตาม โครงการไม่มีการจัดเก็บสำรองในพื้นที่การผลิตเนื่องจากมีปริมาณการใช้น้อย ดังนั้น เมื่อโครงการต้องการเปลี่ยนถ่ายสารดูดซับความชื้นจะทำการสั่งซื้อจากผู้จำหน่าย ทั้งนี้ ในการดำเนินการเปลี่ยนถ่ายสารดูดซับ และการกำจัดสารดูดซับอยู่ในความรับผิดชอบของผู้จำหน่ายทั้งหมด แต่ยังคงอยู่ภายใต้การควบคุมดูแลของโครงการ

3) สารตัวกลางนำความร้อน (PTT HITEMP 500)

โครงการใช้ PTT HITEMP 500 ซึ่งเป็นน้ำมันสังเคราะห์ สำหรับใช้เป็นสารตัวกลางนำความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้ก๊าซภายในเตาเผา เพื่อนำความร้อนไปใช้ในหน่วยแยกผลิตภัณฑ์ โดยจะถูกจัดเก็บไว้ในถังขนาด 200 ลิตร ที่ปิดสนิท อย่างไรก็ตาม เนื่องจากในระหว่างดำเนินการปริมาณการใช้น้ำมันมีน้อย ทางโครงการจึงจะทำการสั่งซื้อจากผู้จำหน่ายและถ่ายเข้าสู่ระบบ Hot oil furnace โดยตรง จึงไม่มีการจัดเก็บสำรองน้ำมันดังกล่าวในโครงการแต่อย่างใด

4) โพรเพน 99.5%

โครงการใช้สารโพรเพน 99.5% เป็นสารทำความเย็นในระบบทำความเย็น โดยในช่วงเริ่มต้นกระบวนการผลิตสารทำความเย็นจะถูกเติมเข้าไปในระบบเท่ากับ 7.1 ตัน จากนั้นสารทำความเย็นจะถูกใช้หมุนเวียนอยู่ในระบบปิด และจะมีการเติมในกรณีที่เกิดการสูญเสียซึ่งมีปริมาณเล็กน้อย ทำให้มีปริมาณการใช้เท่ากับ 1.4 ตันต่อปี เมื่อโครงการต้องการใช้จะทำการสั่งซื้อและทำการบรรจุโพรเพนเข้าสู่ระบบ Refrigeration unit โดยตรง จึงไม่มีการจัดเก็บโพรเพนภายในพื้นที่โครงการแต่อย่างใด

5) ระบบป้องกันการรั่วไหลของก๊าซธรรมชาติอัด (CNG)

ก๊าซธรรมชาติอัด (CNG) ที่ได้จากกระบวนการผลิตของโครงการจะถูกขนถ่ายเข้าสู่รถขนส่งก๊าซธรรมชาติอัดทันที โดยไม่มีการเก็บสำรองในถังกักเก็บแต่อย่างใด ซึ่งผลิตภัณฑ์ดังกล่าวจะขนส่งโดยรถขนส่งก๊าซธรรมชาติอัดของผู้ซื้อ โดยรถทุกคันต้องได้รับการออกแบบให้มีความปลอดภัยสูงตามมาตรฐานสากล ซึ่งได้รับการรับรองตามมาตรฐาน ASME Section VIII, Divison I และตามพระราชบัญญัติการขนส่งทางบก พ.ศ. 2522 ทั้งนี้ โครงการได้กำหนดให้มีรถขนส่งก๊าซธรรมชาติเข้ามาขนถ่ายก๊าซธรรมชาติอัดอย่างน้อย 2 คันเพื่อให้เกิดความต่อเนื่องในการบรรจุ แต่ในกรณีที่ไม่มีรถมารับผลิตภัณฑ์ โครงการจะหยุดดำเนินการผลิตทันที

6) ระบบป้องกันการรั่วไหลของก๊าซปิโตรเลียมเหลว หรือก๊าซหุงต้ม (LPG)

ก๊าซปิโตรเลียมเหลวหรือก๊าซหุงต้ม (LPG) ถูกจัดเก็บสำรองในถังแบบ Horizontal Cylindrical Tank ซึ่งเป็นถังที่ออกแบบตามมาตรฐาน ASME Section VIII, Divison I Boiler and Pressure Vessel Code ความจุ 30 ตัน/ถัง จำนวน 2 ถัง ด้านบนของถังมีการติดตั้งวาล์วนิรภัย (Pressure Relief Valves) เพื่อระบายก๊าซออกในกรณีที่ความดันในถังสูงถึงระดับที่ตั้งไว้ ทั้งนี้ถังเก็บสำรอง LPG ถูกจัดวางอยู่ในบริเวณที่เก็บสำรองผลิตภัณฑ์ กล่าวคือ มีลักษณะเป็นคันคอนกรีตเสริมเหล็กสูง 0.5 เมตร กว้าง 14.25 เมตร ยาว 15 เมตร สามารถกักเก็บผลิตภัณฑ์ได้มากกว่า 110% ของปริมาตรถังที่มีขนาดใหญ่ที่สุด (83.3 ลบ.ม.) อ้างอิงตามมาตรฐาน NFPA 30 Flammable and Combustible Liquids สำหรับรถบรรทุกทุกก๊าซปิโตรเลียมเหลวของผู้ซื้อทุกคนต้องได้รับการออกแบบให้มีความปลอดภัยสูงตามมาตรฐานสากล ซึ่งได้รับการรับรองตามมาตรฐาน ASME Section VIII, Divison I และตามพระราชบัญญัติการขนส่งทางบก พ.ศ. 2522

7) ระบบป้องกันการรั่วไหลของก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL)

ก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL) ถูกจัดเก็บสำรองในถังแบบ Horizontal Cylindrical Tank ตามมาตรฐาน ASME Section VIII, Divison I Boiler and Pressure Vessel Code ความจุ 16 ตัน/ถัง จำนวน 1 ถัง วางอยู่ในบริเวณพื้นที่เก็บสำรองผลิตภัณฑ์ กล่าวคือ มีลักษณะเป็นคันคอนกรีตเสริมเหล็กสูง 1 เมตร กว้าง 8 เมตร ยาว 8.5 เมตร สามารถกักเก็บผลิตภัณฑ์ได้มากกว่า 110% ของปริมาตรถังที่มีขนาดใหญ่ที่สุด (45.2 ลูกบาศก์เมตร) อ้างอิงตามมาตรฐาน NFPA 30 Flammable and Combustible Liquids สำหรับรถบรรทุกทุกก๊าซปิโตรเลียมเหลวของผู้ซื้อทุกคนต้องได้รับการออกแบบให้มีความปลอดภัยสูงตามมาตรฐานสากล ซึ่งได้รับการรับรองตามมาตรฐาน ASME Section VIII, Divison I และตามพระราชบัญญัติการขนส่งทางบก พ.ศ. 2522

1.2.11.5 การควบคุมกรณีที่เกิดการรั่วไหลของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม

การควบคุมในกรณีที่เกิดการรั่วไหลของก๊าซธรรมชาติอัด (CNG)

ในกรณีที่ก๊าซธรรมชาติอัด (CNG) เกิดการรั่วไหล Gas detector จะทำการตรวจจับและส่งสัญญาณเตือน (Alarm)มายังห้องควบคุม เจ้าหน้าที่จะต้องทำการตรวจสอบเหตุการณ์ และเมื่อพบว่ามี การรั่วไหลของก๊าซโรงงานจะต้องประกาศภาวะฉุกเฉินในระดับที่ 1 ทันที และดำเนินการดังนี้

- หยุดการเดินระบบ (Shutdown) และการขนถ่ายผลิตภัณฑ์ (Loading) เข้าสู่รถขนส่งก๊าซธรรมชาติอัด

- ปฏิบัติตามแผนฉุกเฉินของโรงงาน

- ควบคุมการรั่วไหลโดยการตัดแยกระบบ และลดการรั่วไหลของก๊าซโดยการลดความดันในระบบ

- ฉีดน้ำให้ครอบคลุมพื้นที่ก๊าซรั่วไหล

- ควบคุมไม่ให้เกิดแหล่งประกายไฟ (Ignition source) ในบริเวณใกล้เคียง

การควบคุมในกรณีที่เกิดการรั่วไหลของก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL)

ในกรณีที่ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL) เกิดการรั่วไหล Gas detector จะทำการตรวจจับและส่งสัญญาณเตือน (Alarm) มายังห้องควบคุม เจ้าหน้าที่จะต้องทำการ

ตรวจสอบเหตุการณ์ และเมื่อพบว่ามี การรั่วไหลของก๊าซ โรงงานจะต้องประกาศภาวะฉุกเฉินในระดับที่ 1 ทันที และดำเนินการดังนี้

- หยุดการเดินระบบ (Shutdown) และการขนถ่ายผลิตภัณฑ์ (Loading) เข้าสู่ถังกักเก็บและรอขนส่งก๊าซผลิตภัณฑ์
- ปฏิบัติตามแผนฉุกเฉินของโรงงาน
- ควบคุมการรั่วไหลโดยการตัดแยกระบบ และลดการรั่วไหลของก๊าซโดยการลดความดันในระบบ
- ฉีด Hi – Expansion foam ปกคลุมพื้นที่ที่เกิดการรั่วไหล เพื่อป้องกันออกซิเจนในบรรยากาศ
- ควบคุมไม่ให้เกิดแหล่งประกายไฟ (Ignition source) ในบริเวณใกล้เคียง

1.2.11.6 การควบคุมและระงับอัคคีภัยจากผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม

ในกรณีที่ก๊าซผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมเกิดการรั่วไหล Gas detector จะทำการตรวจจับและส่งสัญญาณเตือน (Alarm)มายังห้องควบคุม เจ้าหน้าที่จะต้องทำการตรวจสอบเหตุการณ์ และเมื่อพบว่ามี การรั่วไหลของก๊าซผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม โรงงานจะต้องประกาศภาวะฉุกเฉินในระดับที่ 1 ทันที และดำเนินการดังนี้

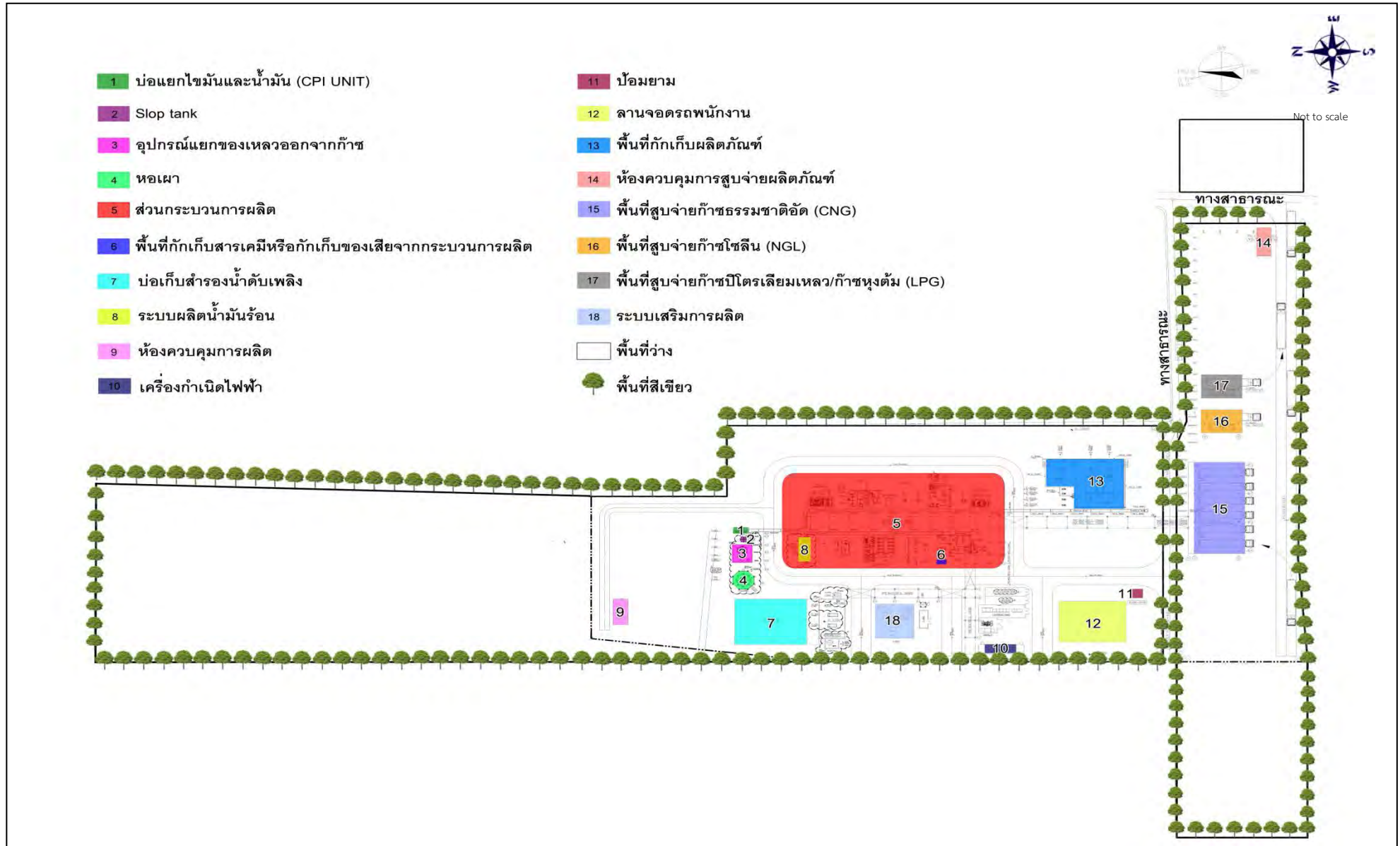
- หยุดการเดินระบบ (Shutdown) ทันที
- ปฏิบัติตามแผนระงับเหตุฉุกเฉิน
- ควบคุมและเคลื่อนย้ายแหล่งการเกิดประกายไฟออกจากบริเวณที่มีการเกิดอัคคีภัย
- ทำการควบคุมอัคคีภัยโดยใช้ Hi – Expansion foam ฉีดปกคลุมเพื่อลดอัตราการเปลี่ยนแปลงสถานะเป็นไอ (ก๊าซ) และก่อเกิดการติดไฟเพิ่ม
- ฉีดน้ำบริเวณถังเก็บผลิตภัณฑ์ และครอบคลุมบริเวณรอบ ๆ เพื่อลดความร้อนและป้องกันส่วนอื่น
- หลังจากควบคุมและดับเพลิงได้แล้ว ต้องทำการเฝ้าดูแลบริเวณที่มีการเกิดอัคคีภัยไม่ให้เกิด การเกิดการติดไฟซ้ำ

1.2.11.7 การรับเรื่องร้องเรียน

บริษัทฯ ได้ตระหนักถึงความสำคัญของผลกระทบสิ่งแวดล้อมและผลกระทบต่อชุมชนที่อาจเกิดจากการดำเนินโครงการ จึงได้จัดทำแผนดำเนินงานเพื่อลดผลกระทบจากข้อร้องเรียนของหน่วยงานภายนอก ชุมชน และชาวบ้าน โดยสามารถแจ้งเรื่องร้องเรียนที่โครงการโรงงานผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม ตำบลกกแรต อำเภอกงไกรลาศ จังหวัดสุโขทัย ตลอดระยะเวลาการดำเนินโครงการ ทั้งนี้ โครงการได้กำหนดให้เจ้าหน้าที่ระดับหัวหน้าจะเป็นผู้รับผิดชอบในการตอบสนองข้อร้องเรียน และดำเนินการแก้ไขอย่างเร่งด่วน แต่ในกรณีที่ เกิดผลกระทบหรือปัญหาซับซ้อนและรุนแรงโครงการจะต้องจัดทำแผนปรับปรุงแก้ไขโดยเร่งด่วน และดำเนินการแจ้งผู้นำชุมชนและประชาสัมพันธ์ให้ชาวบ้านทราบก่อนเริ่มดำเนินการ

1.2.11.8 พื้นที่สีเขียว

โครงการได้ดำเนินการจัดพื้นที่สีเขียวไว้ตามบริเวณต่าง ๆ ของพื้นที่โครงการจำนวน 1,800 ตารางเมตร หรือคิดเป็น 5.11% ของพื้นที่โครงการ โดยคำนึงถึงความเหมาะสม และตำแหน่งที่ตั้ง โดยส่วนใหญ่จัดไว้บริเวณริมรั้วของโครงการ บริเวณลานจอดรถ และบริเวณอาคารสำนักงาน ดังแสดงในรูปที่ 1.2-3 สำหรับพืชที่ปลูกโดยมากเป็นไม้ยืนต้น ได้แก่ ต้นตีนเป็ด และต้นประดู่



รูปที่ 1.2-3 แสดงการใช้ประโยชน์พื้นที่โครงการ

1.3 แผนการดำเนินงาน

การดำเนินการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการ สามารถแบ่งได้ดังนี้

1) การติดตามตรวจสอบการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม ในระยะดำเนินโครงการตามมาตรการที่ได้กำหนดไว้ในรายงาน EIA ของโครงการ จำนวน 2 ครั้งต่อปี ทางบริษัทที่ปรึกษาจะทำการตรวจสอบ และรวบรวมข้อมูลการปฏิบัติตามเงื่อนไขในมาตรการที่กำหนด พร้อมทั้งเสนอปัญหาและอุปสรรคในการปฏิบัติ ตลอดจนเสนอแนะแนวทางการแก้ไข

2) การติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ในระยะดำเนินโครงการ ทางบริษัทที่ปรึกษาได้ดำเนินการตรวจวัดคุณภาพสิ่งแวดล้อมด้านต่างๆ พร้อมทั้งสรุปผลการตรวจวัดเปรียบเทียบกับมาตรฐานที่กำหนด และผลการตรวจวัดในช่วงที่ผ่านมา สำหรับรายละเอียดการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระยะดำเนินการตามมาตรการที่กำหนด ดังแสดงในตารางที่ 1.3-1

3) การจัดทำรายงาน ทางบริษัทที่ปรึกษาจะรวบรวมข้อมูลผลการตรวจสอบการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และผลการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระยะดำเนินโครงการ โดยจัดทำเป็นรายงานผลการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ปีละ 2 ครั้ง

สำหรับแผนการดำเนินงานติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม และตรวจสอบการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระยะดำเนินการ โครงการโรงงานผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมของบริษัท ยูเอซี โกลบอล จำกัด (มหาชน) ดังตารางที่ 1.3-2

ตารางที่ 1.3-1 รายละเอียดการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม ระยะดำเนินการ โครงการโรงงานผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม
ของ บริษัท ยูเอซี โกลบอล จำกัด (มหาชน)

คุณภาพสิ่งแวดล้อม	ตำแหน่ง	รายการ	ระยะเวลา/ความถี่ ในการติดตามตรวจสอบ
1. คุณภาพอากาศในบรรยากาศ	1. หมู่ที่ 12 บ้านคลองท้ายวัง 2. หมู่ที่ 8 บ้านบ่อเพลา 3. หมู่ที่ 7 บ้านในดง	1. TSP 2. PM ₁₀ 3. NO ₂ 4. ความเร็วและทิศทางลม	ปีละ 2 ครั้ง ครั้งละ 7 วันต่อเนื่อง ช่วงเดือนมีนาคม-เมษายน และช่วงเดือน พฤศจิกายน-ธันวาคม
2. คุณภาพอากาศจากปล่องระบายอากาศ	1. ปล่องระบายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า Gas Engine 2. ปล่องเตาเผา Hot Oil Furnace	1. ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน 2. ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์	ปีละ 2 ครั้ง เวลาเดียวกับการตรวจวัด คุณภาพอากาศในบรรยากาศ
3. ระดับเสียงในบรรยากาศ	1. หมู่ที่ 12 บ้านคลองท้ายวัง 2. หมู่ที่ 8 บ้านบ่อเพลา 3. หมู่ที่ 7 บ้านในดง	1. ระดับเสียงเฉลี่ย 24 ชั่วโมง (Leq 24 hr) 2. ระดับเสียงพื้นฐาน (L90) 3. ระดับเสียงสูงสุด (Lmax) 4. ระดับเสียงรบกวน	ปีละ 2 ครั้ง ครั้งละ 7 วันต่อเนื่อง
4. คุณภาพน้ำผิวดิน	1. บริเวณคลองปึก (เหนือน้ำ) หมู่ที่ 12 บ้านคลองท้ายวัง บริเวณคลองปึก (ท้ายน้ำ) หมู่ที่ 3 บ้านปำรัง	1. pH 2. Temperature 3. Conductivity 4. Turbidity 5. Total Suspended Solids 6. Total Dissolved Solids 7. DO 8. BOD ₅ 9. COD 10. Chloride 11. Arsenic 12. Mercury 13. Lead 14. Hexavalent Chromium 15. Nitrate 16. Phosphate 17. Total Coliform Bacteria 18. Fecal Coliform Bacteria	ปีละ 2 ครั้ง

ตารางที่ 1.3-1 (ต่อ)

คุณภาพสิ่งแวดล้อม	ตำแหน่ง	รายการ	ระยะเวลา/ความถี่ในการติดตามตรวจสอบ
5. คุณภาพน้ำใต้ดิน	1. หมู่ที่ 12 บ้านคลองท้ายวัง 2. บ่อน้ำบาดาลวัดสิงห์ทอง	1. pH 2. Temperature 3. Conductivity 4. Total Hardness 5. Total Dissolved Solids 6. Chloride 7. Iron 8. Manganese 9. Arsenic 10. Barium 11. Mercury 12. Lead 13. Hexavalent Chromium	ปีละ 2 ครั้ง
6. ของเสียอันตราย	1. พื้นที่โครงการ	1. บันทึกข้อมูลชนิด คุณสมบัติ ปริมาณ การเก็บรวบรวม การจัดส่งและการกำจัดของเสียอันตรายและสารดูดซับที่เสื่อมสภาพการใช้งาน	บันทึกเป็นรายเดือน และสรุปเป็นรายปี
7. สภาพแวดล้อมในการทำงาน	พื้นที่โครงการบริเวณที่มีเครื่องจักรเสียงดัง คือ 1. หน่วยเพิ่มความดันก๊าซ (Feed Gas Compressor) 2. หน่วยเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติอัด (Sale Gas Compressor)	1. ค่าระดับเสียงเฉลี่ย 1 ชั่วโมง (Leq 1 hr) 2. ค่าระดับเสียงเฉลี่ย 8 ชั่วโมง (Leq 8 hr)	ทุก 3 เดือน
	พื้นที่กระบวนการผลิต	- Noise Contour Map	ทบทวนทุก 3 ปี
8. การตรวจสุขภาพพนักงาน	1. พนักงานของโครงการ	1. ตรวจสุขภาพทั่วไปโดยแพทย์อาชีวเวชศาสตร์ (PE) 2. เอ็กซเรย์ทรวงอก (CXR) 3. ความสมบูรณ์ของเม็ดเลือด (CBC) 4. การทำงานของไต (BUN & Creatinine) 5. การทำงานของตับ (SGOT/SGPT) 6. สมรรถภาพปอด (PFT) 7. สมรรถภาพกาทได้ยิน (Audiogram)	- พนักงานใหม่ตรวจเมื่อรับเข้าทำงาน - พนักงานเก่าตรวจเป็นประจำปี ปีละ 1 ครั้ง ตลอดเวลาระยะดำเนินการ

ตารางที่ 1.3-1 (ต่อ)

คุณภาพสิ่งแวดล้อม	ตำแหน่ง	รายการ	ระยะเวลา/ความถี่ในการติดตามตรวจสอบ
9. การบันทึกอุบัติเหตุ	1. พนักงานของโครงการ	1. บันทึกสถิติการเกิดอุบัติเหตุ สาเหตุ ความรุนแรง และการแก้ไข รวมถึงมาตรการป้องกันไม่ให้เกิดซ้ำ	รายงานผลทุกครั้งที่เกิดอุบัติเหตุ และสรุปผลเป็นประจำทุกปี
10. อันตรายร้ายแรง	1. พื้นที่โครงการ	1. ตรวจสอบการรั่วไหลของท่อส่ง Associated Gas 2. บันทึกตรวจวัดความดัน อุณหภูมิภายในท่อส่งที่แสดงผลในห้องควบคุมและภายนอก 3. บันทึกผลการตรวจสอบความสมบูรณ์ของอุปกรณ์เตือนภัย สายดิน และเครื่องตรวจจับ ก๊าซ (Gas Detector) 4. บันทึกผลการตรวจสอบความสมบูรณ์ของรอยต่อของท่อวาล์วนิรภัย	- ตรวจวัดเป็นประจำทุกวัน - ตรวจวัดเป็นประจำทุกวัน - ตรวจวัดเป็นประจำทุก 3 เดือน - ตรวจวัดเป็นประจำทุกวัน
11. สุขภาพ	1. พื้นที่โครงการและพื้นที่ใกล้เคียง	1. ให้ความร่วมมือและสนับสนุนบุคลากรและเจ้าหน้าที่สาธารณสุขในพื้นที่ในการจัดกิจกรรมส่งเสริมสุขภาพแก่ชุมชนรอบโครงการ	- ตลอดระยะเวลาดำเนินการ
		2. รวบรวมข้อมูลสถิติการเจ็บป่วยด้วยโรคระบบทางเดินหายใจจากโรงพยาบาลส่งเสริมสุขภาพประจำตำบลในบริเวณใกล้เคียง เพื่อเฝ้าระวังผลกระทบทางสุขภาพของประชาชนในพื้นที่	- เป็นประจำทุกปี ตลอดระยะเวลาดำเนินการ
12. การรับเรื่องร้องเรียน	1. พื้นที่โครงการและพื้นที่ใกล้เคียง	1. บันทึกข้อมูลการร้องเรียน การตรวจหาสาเหตุ แนวทางการแก้ไขปัญหา และการติดตามผล 2. จัดทำรายงานสรุปจำนวนข้อร้องเรียน แนวทางและวิธีการ แก้ไข/ป้องกันปัญหา เพื่อนำเสนอผู้บริหารเป็นประจำทุกปี	ตลอดระยะเวลาดำเนินการ
13. สภาพเศรษฐกิจ สังคม	1. ชุมชนใกล้เคียงในรัศมี 5 กิโลเมตร	1. กำหนดให้มีการสำรวจความคิดเห็นของผู้นำชุมชนและประชาชนบริเวณโดยรอบพื้นที่โรงงานผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม รวมถึงชุมชนบริเวณที่มีการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม	ปีละ 1 ครั้ง

ตารางที่ 1.3-2 แผนดำเนินการการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม ระยะดำเนินการ โครงการโรงงานผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม
ของ บริษัท ยูเอซี โกลบอล จำกัด (มหาชน)

รายการตรวจวัด	ความถี่ ในการตรวจวัด	ช่วงเวลาดำเนินการ พ.ศ. 2562											
		ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
1. คุณภาพอากาศในบรรยากาศ	ปีละ 2 ครั้ง			/								/	
2. คุณภาพอากาศจากปล่องระบายอากาศ	ปีละ 2 ครั้ง			/								/	
3. ระดับเสียงในบรรยากาศ	ปีละ 2 ครั้ง			/								/	
4. คุณภาพน้ำผิวดิน	ปีละ 2 ครั้ง			/								/	
5. คุณภาพน้ำใต้ดิน	ปีละ 2 ครั้ง			/								/	
6. ของเสียอันตราย	ทุกเดือน	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
7. สภาพแวดล้อมในการทำงาน - Leq 1 hr และ Leq 8 hr	ทุก 3 เดือน			/			/			/			/
- Noise Contour Map	ทุก 3 ปี									/			
8. การตรวจสอบสุขภาพพนักงาน	ปีละ 1 ครั้ง						/						
9. การบันทึกอุบัติเหตุ	ทุกเดือน	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
10. อันตรายร้ายแรง	ทุกวัน และ ทุก 3 เดือน	←—————→											
11. สุขภาพ	ปีละ 1 ครั้ง									/			
12. การรับเรื่องร้องเรียน	ตลอดระยะเวลา ดำเนินการ	←—————→											
13. สภาพเศรษฐกิจ สังคม	ปีละ 1 ครั้ง				/								

1-31